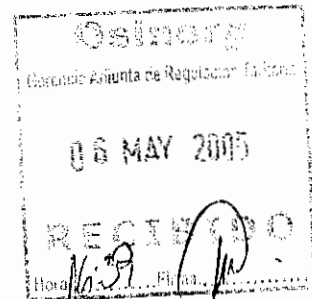




COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL



COES-SINAC/D - 427 - 2005

Sumilla: Reconsideración
Resolución Tarifaria

AL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA – OSINERG

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, COES-SINAC (en adelante COES), inscrito en la Partida N° 11025335 del Registro de Personas Jurídicas, con domicilio legal en Camino Real N° 456, Edificio Torre Real – piso 16, San Isidro, debidamente representado por su Director de Operaciones, Ing. Jaime Guerra Montes de Oca, con D.N.I. N° 09339972, atentamente dice:

Que al amparo del artículo 3°, numeral 5), de la Ley N° 27838, de los artículos 134°, 207° y 208° de la Ley N° 27444, así como de la Resolución N° 001-2003-OS/CD, interponemos recurso de **RECONSIDERACIÓN** contra la Resolución del Consejo Directivo del OSINERG N° 066-2005-OS/CD (en adelante, la Resolución Tarifaria), publicada el 15.04.2005 a través de la cual se fijaron las Tarifas en Barra correspondientes al período mayo 2005 – abril 2006.

Impugnamos la Resolución Tarifaria, por cuanto el cálculo de las tarifas no se ajusta a derecho en los siguientes extremos:

I. DEMANDA ASOCIADA A LA INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR

Impugnamos la Resolución Tarifaria por cuanto para el cálculo de las Tarifas en Barra no se ha aplicado lo dispuesto por la Sexta Disposición Transitoria del Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 045-2004-EM con respecto a la determinación de la demanda de Ecuador, considerando que dicha disposición ha quedado derogada.

Al respecto, la Resolución Tarifaria, adolece de nulidad por incurrir en la causal establecida por el art. 10° inciso 2 de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, LPAG) por no ajustarse al marco normativo que regula el proceso de fijación tarifaria, por no aplicar la normativa vigente, incurriendo en violación del principio de legalidad previsto en el inciso 1.1 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG,



Basamos nuestra impugnación en los siguientes fundamentos de hecho y de derecho:

1. El Informe OSINERG GART/DGT N° 020A-2005 señala en su numeral 3.2.1 "Previsión de la Demanda" que *"la demanda de interconexión con el Ecuador se determina sobre la base de los datos históricos de las transacciones del último año, conforme con lo dispuesto por el art. 47° de la LCE"*, esto es, sin considerar lo dispuesto por la Sexta Disposición Transitoria de RIEE. Esta conclusión del Informe se sustenta en el anexo B del propio informe que a su vez recoge y hace suya la opinión legal contenida en el Informe OSINERG-GART-AL-2005-029, el cual manifiesta que lo señalado por el COES sobre la vigencia de la Sexta Disposición Transitoria del RIEE carece de sustento legal.
2. Al respecto, el informe legal OSINERG-GART-AL-2005-029, sostiene que por la Ley 28447 (art. 47° inciso "a") ha quedado derogada tácitamente la sexta disposición transitoria del RIEE y cualquier otra disposición de fecha anterior que resulte incompatible con ella, atendiendo a que la Ley 28447 además de ser jerárquicamente superior, es posterior al RIEE y prevalece sobre este último. En dicho informe, OSINERG considera que la Ley 28447 es incompatible con el RIEE porque de aplicarse cada una independientemente se obtendrían resultados distintos.
3. Con fecha 25.12.2004 fue publicado el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2004-EM. El art. 31° del RIEE establece que:

*"A efectos de la fijación de las Tarifas en Barra, la proyección de la demanda y oferta futura de los Sistemas que se encuentren interconectados con el SEIN, se efectuará utilizando los **valores de potencia y energía de las transacciones de corto plazo realizadas en los últimos doce (12) meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico económico por el COES. Dichos valores se mantendrán constantes durante el periodo a que se refiere el art. 47° de la Ley.**"*

La Sexta Disposición Transitoria del RIEE estableció lo siguiente:

*"**Para efectos de la aplicación del Artículo 31° en los procesos de fijación de Tarifas en Barra de mayo y noviembre de 2005, los valores no disponibles de la serie de doce (12) meses que se requieren para la proyección de la demanda y oferta de los sistemas interconectados con el SEIN, serán completados mediante la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en dichos meses. OSINERG propondrá al Ministerio para su aprobación los Procedimientos de cálculo respectivos.**"*



4. Con fecha 30.12.2004 se publicó la Ley 28447 que modifica el art. 47° de la LCE, estableciendo con respecto a la proyección de la demanda lo siguiente:

“La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y la demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.”

5. El informe de OSINERG soslaya que el art. 47° inciso a) de la LCE, modificado por la Ley 28447, remite expresamente para su desarrollo y reglamentación al RIEE. Al respecto, nos remitimos a lo señalado en cuanto a que el Art. 31 del RIEE, salvo diferencias de redacción, establece una regla equivalente a la establecida por el art. 47° de la LCE con respecto a la forma de consideración de la demanda extranjera. Así, en el art. 31° del RIEE se señala que se tomarán los valores de las transacciones de corto plazo de los últimos doce meses y que tales valores se mantendrán constantes durante el periodo tarifario, lo que es equivalente a lo dispuesto por el art. 47° de la LCE en cuanto a que se considerará la demanda extranjera como una constante sobre la base de los datos históricos de las transacciones del último año. De otro lado, no existe la aludida incompatibilidad señalada por OSINERG entre el RIEE y la Ley 27844 toda vez que la Sexta Disposición Transitoria del RIEE no establece un régimen de excepción como lo plantea OSINERG sino que señalando expresamente que se desenvuelve dentro de la línea de lo dispuesto en el art. 31° del RIEE, y por tanto, dentro del ámbito de lo dispuesto por el art. 47° inciso a) de la LCE, desarrolla la manera como se deben suplir tales datos históricos en el la fijación tarifaria correspondiente a mayo 2005.
6. No existe ni puede interpretarse que hay incompatibilidad cuando la propia norma reglamentaria entiende y lo señala así expresamente que está emitida dentro del ámbito y en función de la disposición de considerar los datos históricos del último año para la demanda extranjera. Precisamente el reglamento actúa para cumplir la finalidad y **objetivo de la ley que no es otro que considerar la demanda extranjera en la proyección de la demanda para fines tarifarios.** Esta es la razón jurídica indubitable del legislador en la Ley N° 28447, el reconocimiento de que la demanda de Ecuador debe ser considerada en los procesos de fijación tarifaria cuando dicha demanda se produzca dentro del horizonte del periodo tarifario, tal como lo ha venido sosteniendo el COES en previas fijaciones tarifarias.
7. El objetivo de la Ley 28447 no sería alcanzado y la propia norma incurriría en un contrasentido si se interpretara como pretende OSINERG, que al tiempo que la ley declara que la demanda extranjera debe ser considerada en la tarifa, también dispusiera que esta demanda sea nula. Esta lectura de la ley anularía el sentido de la propia norma. Por el contrario, lo que hace la ley es disponer un criterio básico para el calculo de la demanda extranjera y remite al reglamento para su desarrollo.



8. En tal medida, el reglamento, observando que las circunstancias de la realidad de los primeros años requieren necesariamente que en el primer año se encuentre una fórmula para suplir los valores históricos a que se refiere la ley de modo tal que sea factible cumplir el objetivo fundamental de la ley referido a la consideración de la demanda extranjera, establece una fórmula para completar los valores no disponibles de la serie de doce meses previa a la fijación tarifaria, en lo que corresponde a la fijación tarifaria del 2005. Esto corresponde a un desarrollo reglamentario que por su naturaleza contiene más detalle y precisión que una norma con rango de ley, siendo justamente la misión de los reglamentos el desarrollo normativo de las leyes y su adecuación para su aplicación en las condiciones de la realidad.

9. Debe tenerse en cuenta que la concreción de las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador van a iniciarse, con toda certeza, dentro del periodo tarifario 2005-2007. Por tanto, la demanda a Ecuador va a estar presente en ese periodo indefectiblemente y por tanto, a tenor de lo dispuesto por la Ley 28447 es indubitable que debe estar considerada en el cálculo de la tarifa. Sin embargo, la interpretación de OSINERG conllevaría a que se determine que la demanda de Ecuador para los años 2005, 2006 y 2007 sea nula no obstante que ello es evidentemente contrario a lo que sucederá en la realidad. La utilización de los datos históricos del año precedente para la proyección de la demanda de los dos años siguientes previsto en la ley, es un mecanismo de aproximación a la realidad que puede ser en mayor o menor grado inexacto, pero del cual no puede inferirse a partir de él una base para la negación absoluta de la realidad de la demanda extranjera. Sin embargo a ello apunta la posición de OSINERG al sostener que cualquier norma reglamentaria que pretenda afinar el mecanismo establecido resulta incompatible con la propia ley en tanto no de como resultado anular la demanda extranjera. Esto es contrario a la ley.

10. Cabe señalar que el hecho que la regla inferior sea distinta a la superior no implica la existencia de incompatibilidad, salvo que las normas sean indubitablemente excluyentes entre sí. Es claro que si la regla inferior fuera idéntica a la superior carecería de sentido y tendría que desaparecer. En tal sentido, incompatibilidad no es igual a diversidad. En la diversidad se colocan matices y precisiones y esto es precisamente lo que sucede con el RIEE respecto de la Ley 28447. El RIEE no contraviene lo dispuesto por la LCE puesto que no contempla una excepción como sostiene OSINERG, sino una afinación del mecanismo para adecuarlo a la realidad y objetivo de la ley, estableciendo una manera de definir los datos históricos a que se refiere la ley, en lo que corresponde al primer año. Que el resultado de los cálculos resulte diferente cuando no se toma en cuenta las precisiones establecidas por el RIEE, es un resultado lógico y ello no significa que las normas sean excluyentes entre sí.



11. Adicionalmente, en aplicación del principio de conservación de las leyes, la derogación no se presume. Al contrario, lo que se presume es la vigencia de las leyes válidamente promulgadas, como es el caso del RIEE que ha sido emitido por el poder ejecutivo al amparo de su competencia para reglamentar las leyes y desarrollarlas. La derogación tácita sólo es factible de interpretarse cuando resulta indubitable la antinomia entre la norma anterior y la posterior, lo que en el presente caso no se produce.
12. Asimismo, para concluir en la incompatibilidad y la inaplicación de una norma inferior, no debe haber ninguna manera razonable de encontrar compatibilidad entre las dos normas. La incompatibilidad se interpreta con criterio restrictivo.
13. De otro lado, no se puede inferir que la voluntad del legislador haya sido dejar sin efecto la sexta disposición transitoria del RIEE a partir de la derogación expresa del Decreto Supremo N° 010-2004-EM, en el cual se contenían estipulaciones similares a las recogidas en el RIEE. De haber sido así, habría derogado también en forma expresa las disposiciones del RIEE, sin embargo, estas se mantuvieron vigentes. Por el contrario, la remisión expresa de la ley al RIEE para la reglamentación de lo dispuesto en dicha ley desbarata dicha interpretación, así como el hecho de que en el transcurso de 4 meses desde la publicación de la Ley 28447 el RIEE no ha sido modificado.
14. Aún cuando fuera el caso negado de que la referida disposición del RIEE rebasara el sentido de la ley matriz, OSINERG no está facultada a inaplicarla, sino que por el contrario está obligada a aplicarla mientras tal disposición se encuentre vigente, tal como lo reconoce en el numeral 3.1 del Informe OSINERG GART-AL-2005-003. Dado que el art. 47° inciso a) ha dejado en manos del RIEE su reglamentación, y este no ha sido derogado en forma expresa (ni tácita), debe aplicarse lo señalado en el RIEE.
15. Al respecto, el art. I del Título Preliminar del Código Civil establece que *"la ley se deroga solo por otra ley"*. Conforme señala Marcial Rubio¹ sobre el contenido normativo de este artículo "cualquier norma con rango de ley solo puede derogarse con otra norma de su mismo rango". En tal sentido, señala, el criterio para que opere la derogación tácita de una norma es que debe tratarse de normas de igual jerarquía. El caso de la incompatibilidad de normas de distinto rango no está considerado dentro del referido artículo del Código Civil, y por tanto, en tales casos no puede hablarse en estricto de derogación tácita de la norma de inferior jerarquía. En estos casos, Rubio señala que *"el interesado puede recurrir a los artículos 87 y 236 de la Constitución², pero probablemente deberá hacerlo a través de una acción de amparo"*. Esto es, a través del control difuso de las leyes que es una competencia jurisdiccional.

¹ En Para Leer el Código Civil Título Preliminar. Fondo Editorial PUCE.

² Corresponden a los artículos 51° y 138° de la Constitución de 1993.



16. En consecuencia, consideramos errados el razonamiento y las conclusiones del informe legal OSINERG-GART-AL-2005-029, donde se sostiene que la Ley 28447 (en su art. 47° inciso "a") *"ha derogado tácitamente las disposiciones del RIEE"* atendiendo a que el nuevo art 47 inciso a de la LCE además de ser jerárquicamente superior, es posterior al RIEE.

II. MODIFICACION DE LA POTENCIA EFECTIVA DEL COMPLEJO MANTARO

Impugnamos la Resolución Tarifaria por cuanto para el cálculo de las Tarifas en Barra se ha considerado como Potencia Efectiva del Complejo Mantaro una Potencia Efectiva distinta a la potencia que fue establecida y que se encuentra vigente en virtud del Procedimiento N° 18 el COES SINAC "Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidráulicas del COES", aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001 EM/VME del 31.03.2001.

Al respecto, la Resolución Tarifaria, adolece de nulidad por incurrir en la causal establecida por el art. 10° inciso 2 de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, LPAG) por no ajustarse al marco normativo que regula el proceso de fijación tarifaria, por haber excedido OSINERG el marco de las atribuciones que le confiere la ley al pretender este organismo estimar y determinar por sí mismo la potencia efectiva de las centrales del SEIN, incurriendo en clara violación de los principios de legalidad y del debido procedimiento, previstos en los incisos 1.1 y 1.2 del Artículo IV del Título Preliminar de la LPAG,

Basamos nuestra impugnación en los siguientes fundamentos de hecho y de derecho:

1. En el anexo F del Informe OSINERG GART/DGT N°020A-2005 OSINERG sostiene que la aplicación del Procedimiento N° 18 del COES SINAC se limita a la potestad de la DOCOES referida a la programación de la operación del SEIN, siendo competencia de OSINERG la regulación de las tarifas eléctricas. En tal virtud, OSINERG señala que ha procedido a estimar la capacidad de producción más próxima a la real del Complejo Mantaro.
2. En consecuencia, bajo el argumento de que es competente para fijar tarifas, OSINERG se atribuye la competencia para determinar la potencia efectiva de las centrales de generación del país sin tomar en cuenta los procedimientos legales y técnicos que existen para ese fin en el ordenamiento jurídico vigente del sector eléctrico. Mas aún, se arroga esta atribución justificándose en que el ensayo de potencia de la central de Mantaro se encuentra programado con posterioridad al proceso de fijación tarifaria.



3. Al respecto, el COES manifiesta que de conformidad con el Procedimiento N° 18 la fuente de información sobre la Potencia Efectiva de una unidad son los resultados aprobados por el COES de pruebas realizadas en condiciones específicas. En tal sentido, los valores de potencia efectiva de las centrales son los que se encuentran vigentes como resultado de las pruebas de potencia efectiva realizadas de conformidad con el Procedimiento N° 18. Estos valores no son válidos exclusivamente para los fines de programación de la operación como lo sostiene OSINERG sino que son los valores de potencia efectiva oficiales de las centrales de generación del país para todos los fines.
4. El OSINERG en su calidad de entidad reguladora no tiene la facultad de establecer la potencia efectiva de las centrales del SEIN, menos aún cuando existen valores oficiales vigentes. Las competencias de las entidades administrativas y de sus órganos se rigen por el principio de legalidad siendo las expresamente establecidas en la ley, y ninguna norma del sector faculta ni a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica ni al OSINERG a aprobar el valor de potencia efectiva de las unidades del SEIN, atribución que es competencia del COES. Por tanto, al amparo de la función de fijación tarifaria no cabe interpretar que el OSINERG está facultado a desconocer los valores objetivos que resultan de la aplicación de los procedimientos y normas vigentes, puesto es discrecional aquello que ya esta determinado en las normas.
5. Sin embargo, según OSINERG no resulta necesario tomar en cuenta el Procedimiento N° 18 ni los resultados de potencia efectiva obtenidos según dicha norma. Tampoco es necesario que el informe de Potencia Efectiva sea aprobado por el COES, ni mucho menos que sea elaborado por una empresa independiente con probada solvencia profesional, ni que el profesional a cargo, asignado por dicha empresa, sea un Ingeniero Mecánico, Electricista o Mecánico Electricista, con experiencia, condiciones todas que están establecidas en el Procedimiento N° 18 para la modificación de la Potencia Efectiva de una central del SEIN. Para OSINERG tampoco resultaría necesario atenerse a lo dispuesto por el numeral 6 del citado Procedimiento N° 18, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas:

"La potencia efectiva tendrá validez hasta que se efectúe un nuevo ensayo extraordinario aprobado por la Dirección de Operaciones"

Entonces resulta que para efectos tarifarios no es necesario que OSINERG se atenga a las disposiciones aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas sobre la determinación de potencia efectiva, ya que estas estarían destinadas únicamente a la programación de la operación del sistema, lo que significaría que en adelante la potencia efectiva de cualquier central podría ser determinada por OSINERG por cualquier funcionario de dicha entidad y según una metodología ad hoc creada por ellos mismos.



6. OSINERG ha desconocido los valores vigentes de potencia efectiva y en clara violación de las normas del sector, ha expedido la resolución tarifaria considerando una potencia efectiva para la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo de **663,2 MW**. Este valor de potencia efectiva difiere del que resulta de las últimas pruebas de potencia efectuadas por el COES en estricta aplicación del Procedimiento N° 18. Mas aún, este valor difiere también del propio valor estimado por OSINERG para dicha central en la fijación tarifaria de mayo de 2004 (la cual también fue impugnada por el COES) en la que consideró un valor de 641.66 MW para la C.H Santiago Antunez de Mayolo, lo que evidencia la poca certeza y la variabilidad de las estimaciones efectuadas por el OSINERG. Pero no solo ello, el valor utilizado en la resolución de fijación tarifaria, en virtud del informe OSINERG UFCOES N° 024-2005 difiere del valor considerado en el informe OSINERG UFCOES N° 006-2005 que se acompaña con la prepublicación y el documento de observaciones al Estudio del COES, respectivamente.
7. OSINERG señala que los valores de potencia efectiva considerados en la tarifa se sustentan en el Informe OSINERG UFCOES N° 024-2005. En relación con el contenido de este informe se observan las siguientes deficiencias de orden técnico:
 - a. La metodología empleada no figura en procedimiento alguno aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y no corresponde tampoco a metodología estadística establecida.
 - b. El informe no hace referencia al argumento técnico de evaluación ni establece criterio alguno de contraste de hipótesis (de rechazo o aceptación) para las muestras usadas en la evaluación.
 - c. Resulta inaceptable que se pretenda establecer cálculos de potencia efectiva sobre la base de datos recolectados sin una metodología que se encuentre implementada o normada en procedimiento alguno, o que haya sido hecho de conocimiento del COES.
8. A la luz de lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y las normas reglamentarias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas, la determinación de la potencia efectiva no es un valor que pueda ser fijado según la discrecionalidad de OSINERG, la facultad para establecerlo no se desprende de la competencia para la fijación de tarifas, sino que se trata de un valor objetivo que debe ser aprobado por el COES y obtenido de acuerdo con la aplicación del Procedimiento N° 18, el cual debe ser recogido por el regulador. No es un tema librado a la discrecionalidad de OSINERG toda vez que existe regulación sobre cómo determinar la potencia efectiva de una central.



Por todo lo expuesto, la Resolución Tarifaria adolece de nulidad en el extremo en que se fijan las tarifas usando valores de potencia efectiva para el Complejo Mantaro que son distintos a los aprobados por el COES SINAC en aplicación del Procedimiento N° 18, debiendo recalcularse utilizando los valores vigentes, correspondiente a **631,789 MW** en el caso de C.H. Santiago Antúnez de Manolo.

III. INCLUSIÓN DE CENTRAL TERMOELECTRICA EGECHILCA EN EL SISTEMA A PARTIR DE NOVIEMBRE DEL AÑO 2006

Impugnamos la Resolución Tarifaria por cuanto para la determinación del cálculo del Precio Básico de Energía con el modelo Perseo, ha considerado en el programa de obras de generación el ingreso en operación comercial en el sistema de la C.T. Egechilca a partir de noviembre del año 2006.

El OSINERG estima que la central iniciaría sus operaciones en noviembre del año 2006 con 330 MW en ciclo abierto, para posteriormente operar con ciclo combinado a partir de abril del año 2007.

El OSINERG con oficio N° 0198-2005-OSINERG-GART-OA de fecha 29.04.2005 a solicitud del COES, ha alcanzado los documentos siguientes:

- Copia del proyecto de contrato EPC con SNC-LAVALIN Thermal Power.
- Copia de Resolución OSINERG N° 075-2005-OS/CD de fecha 22.04.2005, que establece que el contrato con Luz del Sur S.A. y el acuerdo con BNP PARIBAS para el financiamiento del proyecto son clasificados como confidenciales.
- Copia de carta s/n del Gerente General de EGECHILCA dirigida al Ing. Daniel Camac del OSINERG de fecha 30.03.2005

Al respecto, cabe precisar lo siguiente:

De acuerdo a la Resolución Directoral N° 0157-2005-MEM/AEE de fecha 28.04.2005 ha sido aprobado el Estudio de Impacto Ambiental de la Central Termoeléctrica de Gas de la empresa EGECHILCA.

Sin embargo, de acuerdo con los requisitos establecidos en el artículo 38° de la LCE y 66° del RLCE para obtener la Autorización de generación eléctrica, es necesario que se cumplan otros requisitos. Al respecto, con carta COES-SINAC/D-413-2005 de fecha 28.04.2005, el COES ha solicitado a la Dirección General de Electricidad información sobre el estado del trámite para la obtención de la Autorización de generación eléctrica por parte del proyecto y, en particular, la fecha de presentación de la solicitud correspondiente.

De otra parte, en la carta enviada por EGECHILCA al OSINERG se manifiesta la posibilidad de obtener la Autorización de generación eléctrica hacia fines de abril, cosa que entendemos no ha sucedido, por lo que el proyecto ya tiene un retraso, lo que condiciona el inicio de las obras. Tal como estipula el cronograma adjunto al proyecto de contrato EPC, que incluso considera que la



garantía de operación del ciclo abierto (330 MW), recién se tendría a fines de diciembre del año 2006 y el ciclo combinado (520 MW) a fines de junio del año 2007.

Por tanto, consideramos que el OSINERG debe revisar las fechas de ingreso en operación comercial en el SEIN de la central termoeléctrica de Egechilca, tanto en ciclo abierto como ciclo combinado.

Se adjunta, como prueba instrumental en Anexo 03, lo siguiente: copia de carta COES-SINAC/D-413-2005, carta s/n del Gerente General de EGECHILCA dirigida al Ing. Daniel Camac del OSINERG y copia de cronograma del proyecto de contrato EPC con SNC-LAVALIN.

IV. PRECIO LIMITE DEL GAS NATURAL PARA LA C.T. AGUAYTÍA Y LA C.T. MALACAS

Impugnamos la Resolución Tarifaria por cuanto el precio límite del gas natural considerado para las C.T. Aguaytía y C.T. Malacas no corresponde a la correcta aplicación y interpretación de lo dispuesto por los artículos 5º y 6º del D.S. N° 016-2000-EM y sus modificatorias. .

Al respecto, sustentamos nuestra impugnación en lo siguiente:

1. La posición del COES es que la adecuada interpretación de los artículos 5º y 6º del D.S. N° 016-2000-EM y sus modificatorias, es que "el precio límite superior" a que hace referencia el referido art. 5º, corresponde a la suma de precio máximo establecido en el contrato entre el Productor y el Estado para la explotación de Camisea, más el 90% de las tarifas máximas de transporte y distribución.
2. El Informe OSINERG GART/DGT N° 020A-2005 señala en el Anexo C, acápite C.2 que efectuada la consulta legal interna (Informe legal OSINERG-GART-AL-2005-031) sobre la posición del COES, se concluye que "el precio límite al cual se refiere el artículo 5º del Decreto Supremo N° 016-2000-EM es aquél que resulta de aplicar el artículo 6º, **es decir el procedimiento a seguir es el de calcular el precio que resulte de la aplicación del artículo 6º**, y una vez **determinado**, asumirlo como precio límite superior a que se refiere el artículo 5º". Asimismo, señala que con respecto a la posición del COES, dicha interpretación sólo ocurriría de existir un contrato de suministro entre generador y productor con precio superior al del contrato de explotación de Camisea (entre Productor y el Estado), situación que a la fecha no se presenta.
3. Al respecto, tal como se desprende de la interpretación que el informe legal de OSINERG da a los artículos 5º y 6º del D.S. N° 016-2000, se está asumiendo que de la aplicación del art. 6º se hallará un único precio ("el precio"), y que una vez hallado este (único) "precio", servirá de límite de referencia para las centrales abastecidas con gas natural no proveniente de



Camisea. En tal sentido, la obtención de tal precio solo puede obtenerse de la aplicación de la metodología del art. 6° independientemente de cualquier caso particular, esto es, hallado no en función de un contrato específico asociado a una central concreta, sino en función del precio entre el Productor y el Estado. De lo contrario, de considerarse los precios asociados a centrales concretas se estaría obteniendo una variedad de precios, que haría inviable la aplicación de la norma. De ahí que no puede usarse los precios de los contratos entre el Productor y los generadores para determinar el límite a que se refiere el art. 5°.

4. No obstante, el OSINERG determina el límite a que se refiere el art. 5, utilizando para el cálculo del art. 6° el precio de gas asociado a una central concreta. Esta línea de interpretación y aplicación de las citadas normas resulta incorrecta para hallar el límite, toda vez que usando este criterio, de la aplicación del art 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM no resulta un solo precio sino tantos precios como centrales de generación abastecidas con gas natural proveniente de Camisea hayan. En tal sentido, la interpretación del OSINERG no es una interpretación jurídica válida y sostenible.
5. La interpretación jurídica de las normas consiste en la atribución de un sentido o significado a los enunciados jurídicos. La interpretación jurídica debe cumplir con ciertos criterios, entre los cuales se encuentra el criterio de funcionalidad, esto es, que el sentido atribuido a la norma sea válido para una generalidad posible de casos cubierta por ella y no para una única situación particular. Esto es, la interpretación de la norma debe ser tal que pueda ser aplicada a todos los casos y no que esté limitada a un solo supuesto de la realidad (que bien puede no ocurrir y por tanto la norma quedaría vacía de sentido). El sentido de una norma debe ser funcional en todos los demás supuestos que puedan presentarse.
6. En el caso materia de análisis, la interpretación del OSINERG sólo sería válida para cuando de la aplicación del art. 6° se obtenga un único precio, esto es, cuando exista un solo contrato entre Generador y Productor, pero no es viable ni resulta funcional en situaciones en las cuales, como consecuencia de la aplicación del art. 6°, se obtienen varios precios. En tales casos, se evidencia que dicha interpretación de la norma no resulta coherente con la realidad ni consistente con la propia finalidad de la misma.
7. El artículo 5° del D.S. N° 016 señala literalmente:

“El precio único obtenido conforme al presente artículo, servirá como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, teniendo como precio límite superior lo señalado en el Artículo 6° del presente Decreto Supremo y demás disposiciones aplicables.”



Desde una interpretación literal el citado párrafo no refiere a los precios obtenidos conforme al artículo 6° en los casos concretos en que proceda su aplicación, sino a "lo señalado" en el artículo 6°, esto es, a la metodología establecida en el artículo 6° en abstracto. Dicha metodología del art. 6° cuando se aplica a los casos particulares de cada una de las centrales abastecidas con gas de Camisea, se nutre del dato de precio derivado del contrato de suministro entre Generador y Productor. Pero considerada la norma en abstracto, no se cuenta con ese dato y, por tanto solo resulta razonable entender que debe emplearse el valor más estable señalado en la propia norma, correspondiente al precio máximo definido en el contrato entre el Productor de Camisea y el Estado.

8. La interpretación por la cual debe emplearse el precio del contrato entre el Productor y el Estado permite la validez del sentido de la norma ante los supuestos de varios contratos de suministro entre el Productor de Camisea y generadores, siendo esperable y razonable que estos sean múltiples, mientras que en el mediano plazo la explotación del yacimiento de Camisea descansa en un solo Productor.
9. De otro lado, cabe señalar que ni el artículo 5° ni el artículo 6° establecen previsiones expresas de cómo proceder en el caso de obtenerse una variedad de precios a partir de la aplicación del Art. 6. Bajo una interpretación sistemática de ambas normas, este silencio solo puede ser entendido en el sentido que el legislador consideró que era posible obtener una referencia única y general del artículo 6°, esto es, aquella que nace del calculo considerando el precio del contrato entre el Productor y el Estado. De lo contrario tendría que haber establecido una serie de normas complementarias.
10. En tal sentido, la interpretación del COES es la que fluye no sólo del sentido literal de las normas citadas, sino también de una interpretación sistemática y funcional de ellas, y es la única interpretación lógica que es consistente con la realidad.
11. Sobre la correcta interpretación de los artículos 5° y 6° remitimos adicionalmente a lo señalado en el Informe Legal FLS.590.CT.05 elaborado por el Dr. Roberto Santiviáñez y que se adjunta como Anexo 04.
12. Con respecto a lo señalado por OSINERG sobre que a partir de las Resoluciones Directorales N° 007-2001-EM/DGE y N° 038-98-EM/DGE el OSINERG ha interpretado (en el Informe GART/GT N° 057-2001) que el precio del gas de Camisea ha correspondido al contrato de suministro entre Electroperú y Pluspetrol más el 90% de las tarifas de transporte y distribución, cabe señalar que en reiteradas fijaciones el COES manifestó su desacuerdo con dicha interpretación toda vez que las citadas resoluciones directorales no establecían expresamente la referencia de que el precio de Camisea correspondiera con el precio del contrato entre el



Productor y el Generador. Sin embargo, mas allá de ello, el error no es fuente de derecho y por tanto, tratándose de un nuevo proceso de fijación tarifaria corresponde a OSINERG motivar objetivamente su interpretación de la norma y no respaldarse en interpretaciones de regulaciones pasadas que en su momento pudieron no estar ajustadas al sentido correcto que debió darse, ni en normas directorales que ya han quedado sin efecto por cumplimiento de su plazo de vigencia dado que el gas de Camisea ya ha llegado a Lima. Además, el criterio interpretativo empleado puede y debe ser modificado por la Administración cuando se evidencia que no es correcta la interpretación anteriormente empleada, como ocurre en el presente caso.

13. En tal sentido corresponde a OSINERG conforme lo dispuesto por el inciso 4 del art. 3 y el art. 6° de la Ley del Procedimiento Administrativo General (LPAG) motivar adecuadamente su decisión y responder a las observaciones planteadas por el COES a la interpretación de los artículos 5° y 6° del D.S. N° 016-200-EM, en forma sustentada. Al respecto, ni el Informe OSINERG GART/DGT N° 020A-2005 ni el Informe legal OSINERG-GART-AL-2005-031 señalan las razones que fundamentan la interpretación de los citados artículos 5° y 6° en el sentido que debe emplearse el precio de los contratos entre el Productor y el Generador, ni absuelven los problemas de inconsistencia en su aplicación señalados por el COES en su absolución de observaciones. Dicha fundamentación debe estar basada en el ordenamiento jurídico vigente y no en lo efectuado en fijaciones pasadas.

V. MODIFICACION EN EL MODELO PERSEO EN LO CORRESPONDIENTE A LA REPRESENTACIÓN DE LAS DEMANDAS DE RIEGO Y AGUA POTABLE

Impugnamos la Resolución Tarifaria por cuanto el cálculo del Precio Básico de la Energía ha sido efectuado sin respetar la representación de las demandas de riego y agua potable de acuerdo a lo presentado en el documento de fecha 24.02.2005 "Absolución de Observaciones del OSINERG al Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2005" en el Anexo J folios 222-226. Al respecto, en el anexo F del Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 OSINERG, considerando que se trata de un cambio en el modelo, señala que requiere haber sido presentado con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119° del RLCE y, en consecuencia, mantiene los datos del archivo SINAC.RGO sin los ajustes propuestos por el COES.

Sustentamos nuestra impugnación en los siguientes fundamentos de hecho y de derecho:

1. Con relación a lo dispuesto por el el segundo párrafo del Art. 121° del Reglamento sobre el plazo previo de notificación de seis meses, es del caso indicar que este artículo se refiere a cambios en la concepción del



modelo , es decir a cambios en la definición de las líneas básicas que marcan la lógica del modelo. En el presente caso, como se ha señalado, no se pretende modificar ninguno de sus fundamentos o bases, sino simplemente incorporar restricciones que se han presentado en la realidad y que se deben considerar en el programa óptimo de operación al haberse retrasado la incorporación del embalse Pillones.

2. El Art. 121 señala lo siguiente:

“Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119 del Reglamento, y no hayan sido observados por ésta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios de barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.”

Según los términos del Reglamento podemos inferir que la norma se refiere al Modelo en sí mismo. En estos términos podríamos estar hablando del Modelo Junín o bien, actualmente, del Modelo PERSEO. Cada uno de ellos constituye un modelo independiente que responde a una lógica propia.

Los ajustes al modelo planteados por el COES consisten exclusivamente en hacer factible la lectura de una demanda de riego de forma discriminada por año, para adecuarlo a como se presenta dicha situación en la realidad debido a la postergación de la entrada de un proyecto hídrico, lo que no implica en modo alguno un nuevo Modelo tarifario. Se trata, en esencia, del mismo modelo. Por tanto, la referida incorporación en el modelo PERSEO no implica una modificación del modelo matemático en los términos previstos por el Art. 121° del Reglamento, ya que no altera la racionalidad matemática del modelo, ni cambia su lógica. Todos los aspectos del modelo, tanto los esenciales como los accesorios, se mantienen intactos, siendo el único factor que se adiciona al cálculo, un ajuste para la precisión en la lectura de la información de la demanda de riego y agua potable en forma anual, para que permita el ingreso de los datos de la realidad, mejorando la exactitud del modelo.

3. Cabe señalar que cambios de este tipo ya han sido efectuados por OSINERG en el Modelo PERSEO, como se observa en el proceso de Fijación Tarifaria correspondiente a Mayo – Octubre de 2001, en el cual que con fecha 11.09.2000 OSINERG comunicó al COES la utilización del modelo Perseo, y posteriormente a esa comunicación efectuó mejoras al Modelo tal como consta en el punto B.1.1. de la Resolución N° 0844-2001-OS/CD publicada el 30.05.2001. En dicha resolución OSINERG informa **que ha realizado mejoras y adiciones al modelo** con posterioridad a la



fecha en que este fue comunicado al COES, además manifiesta que los modelos por su naturaleza se pueden mejorar de manera permanente.

Asimismo, en el proceso de Fijación Tarifaria correspondiente a Mayo – Octubre de 2004, en la Resolución N° 122-2004-OS/CD publicada el día 19 de junio de 2004, OSINERG procedió a efectuar adiciones y ajustes en el modelo Perseo a fin de representar adecuadamente las restricciones en el uso del lago Junín establecidas por la Resolución Ministerial N° 149-98-AG

En estos casos los ajustes en el Modelo PERSEO se realizaron sin considerar los plazos de anticipación previstos en el Art. 121° del Reglamento. En consecuencia, bajo los mismos criterios, las mejoras requeridas al modelo para incorporar la representación de la demanda de riego y agua potable no requieren cumplir dicho plazo.

4. En conclusión, bajo ningún concepto resulta válido que OSINERG fije las tarifas calculándolas con una sobreestimación de los recursos naturales, por lo que OSINERG debe tomar las medidas que resulten necesarias para evitar que el cálculo tarifario incurra en dicha distorsión de la realidad, la misma que es fácilmente remediable.

Por lo expuesto, solicitamos que la Resolución Tarifaria sea modificada de modo tal que su cálculo refleje la correcta aplicación de la demanda de riego con la inclusión del Proyecto Pillones a partir del año 2006.

VI. CALCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA

En el numeral 4.4 del informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 (El Informe), OSINERG señala que los factores de pérdidas marginales utilizados para expandir los precios de potencia y energía a partir de las barras de referencia se han calculado considerando el despacho económico del sistema. En el caso específico de los factores de pérdidas marginales de potencia (FPMP), afirma que ha utilizado el despacho en la hora de máxima demanda del sistema simulado en un modelo de flujo de potencia AC. En el cuadro 4.3 del Informe se presentan los resultados correspondientes. En ellos se aprecian cambios muy significativos en los valores de FPMP, hasta del orden del -9.3 % en las barras del área norte del SEIN con relación a los valores consignados en la prepublicación. Entre las razones para tales cambios, señala que ha ajustado los despachos de las centrales hidroeléctricas conforme a los resultados del modelo PERSEO para el bloque de punta del mes en que ocurre la máxima demanda.

Como explicación de estos cambios, en el anexo L.1 del Informe, "Opiniones y Sugerencias de la Defensoría del Pueblo", OSINERG señala lo siguiente:



"Factores de Pérdidas de Potencia: Señala la Defensoría que los factores de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP) prepublicados por el OSINERG han implicado un incremento notable respecto de aquellos establecidos en regulaciones anteriores, sin ser claro si la metodología empleada conduce a una minimización de costos, por lo cual, debería revisarse una revisión de los factores propuestos". (sic)

Continúa mencionando el referido anexo L.1 que atendiendo a esta observación ha procedido a revisar las premisas de cálculo de dichos factores, argumentando que los despachos hidroeléctricos efectivamente generados han sido menores a las potencias previstas en los estudios de fijación tarifaria y ha procedido a modificar los despachos de las centrales hidroeléctricas, reemplazándolas por las potencias esperadas que pueden entregar durante las horas de punta del mes en que se produce la máxima demanda. Luego procedió a utilizar como potencia esperada los despachos resultantes de la simulación efectuada para la determinación del precio básico de la energía con el modelo Perseo para el bloque de punta del mes de diciembre de 2005.

Esta sustentación de las modificaciones efectuadas no se ciñe a los conceptos de tarificación a Costos Marginales que son el sustento para la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, conforme explicamos a continuación:

- a) El pago por potencia como su nombre lo indica, es la remuneración a la inversión en capacidad (potencia) y no a la generación de energía, tal es así que en nuestro sistema hay unidades de generación eficientes que reciben el pago por potencia aun cuando no producen energía, porque la inversión hecha en su construcción permite cubrir las variaciones de la demanda, es decir, mantener la reserva del sistema.
- b) Los factores de pérdidas marginales de potencia, permiten expandir los precios de la potencia en las distintas barras del sistema, a partir del precio básico de la potencia en la barra de referencia, tomando en cuenta el efecto en la reducción de pérdidas de transmisión que se produce al generar potencia (y no energía) en la barra en cuestión. Los factores de pérdidas marginales de potencia son indicadores del valor relativo de la contribución de las unidades de generación en distintas barras del SEIN a la optimización del despacho de potencia en la hora de punta. Los FPMP son resultado de la optimización, no son un medio para reducir los precios como plantea la Defensoría del Pueblo, se calculan a partir de un esquema ya optimizado y no al revés como lo efectuó el OSINERG. Al modificar los factores de pérdidas marginales, no se van a reducir las pérdidas de potencia, solo se distorsionaran los precios de la potencia.
- c) Sin embargo el OSINERG, manifiesta que ha cambiado la metodología debido a que los valores en ciertas barras resultaron altos. Este modelo no fue tocado a lo largo de 22 procesos de fijación de tarifas que van en la experiencia de la vigencia de la Ley de Concesiones. No hay teoría que



justifique que los factores de pérdidas altos indican ineficiencia y factores de pérdida bajos, eficiencia. Si un inversionista percibiera al área norte como probable lugar para invertir (alto factor de pérdidas de potencia), la reducción arbitraria de los factores de pérdidas seguramente lo desmotivarían. El criterio empleado por el OSINERG es contrario a uno de los objetivos para el cual fue creado el pago por potencia: el estimular la inversión en centrales térmicas, cuya ventaja frente a las hidráulicas es la de poder ubicarse donde sea mas conveniente para la eficiencia del sistema.

- d) Para el calculo de los factores de pérdidas marginales de potencia el OSINERG ha empleado los resultados de la simulación del modelo Perseo que es utilizado para calcular el precio básico de la energía. Como resultado de este proceder ha disminuido la capacidad de generación de casi todas las centrales hidroeléctricas, entre las que podemos mencionar por ejemplo, para citar a los mas afectadas:

Central	Pre-Publicación	Publicación	Reducción	
	MW	MW	MW	%
Gallito Ciego	38.14	20.11	18.03	47.3
Malpaso	48.02	39.84	8.18	17.0
Mantaro	663.18	656.51	6.67	1.0
Pachachaca	9.34	6.80	2.54	27.2
Yuncán	130.00	126.51	3.49	2.7
Yanango	42.61	37.60	5.01	11.8
Charcani V	139.89	107.63	32.26	23.1

La reducción ha totalizado 153 MW en la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica, lo cual significa que estos 153MW se consideran como no instalados para la hora de punta.

- e) En el Informe, solo se mencionan las reducciones a la generación hidráulica. No se menciona como se obtuvo el despacho térmico y no se menciona qué modelo de optimización utilizó, solamente menciona el uso de un modelo de flujo de potencia AC. El flujo de potencia AC no es un modelo optimizador, sino un simple modelo simulador de estado estacionario de las condiciones de despacho que le impone el usuario, cuyo criterio puede ser arbitrario. El modelo de optimización del despacho de potencia es el flujo de carga optimo.
- f) El considerar el despacho de las centrales hidroeléctricas correspondiente al bloque de punta de diciembre 2005, equivale a desconocer la capacidad de empuntamiento de las centrales con capacidad de regulación diaria, lo cual no es consistente con el criterio de optimización de la operación del sistema. Con ello se reduce arbitrariamente la



generación hidroeléctrica (en 153 MW) , lo cual obliga a despachar una potencia similar en unidades termoeléctricas de mayor costo. Como consecuencia, se altera el patron de flujos de potencia óptimo del SEIN, se calculan valores indebidos de Factores de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP), lo cual altera a los precios de barra y con ello las señales económicas para las inversiones.

Por lo expuesto, solicitamos que la Resolución Tarifaria sea modificada de modo tal que su cálculo refleje los verdaderos factores de perdidas marginales de potencia y no se distorsionen los precios de la potencia en las barras que son distintas a la barra de referencia del sistema.

POR TANTO:

AL CONSEJO DIRECTIVO DE OSINERG SOLICITAMOS que sobre la base de los argumentos antes expuestos, proceda a declarar **FUNDADO** en todos sus extremos nuestro recurso de reconsideración y, en consecuencia, modifique la Resolución de Consejo Directivo del OSINERG N° 066-2005-OS/CD y recalculé las tarifas en barra de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, y las fórmulas de reajuste correspondientes, considerando lo siguiente:

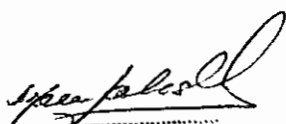
- a. Incluir la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador calculada conforme a lo dispuesto por la Sexta Disposición Transitoria del RIEE.
- b. Modificar la potencia efectiva del Complejo Mantaro a los valores vigentes C.H. Mantaro 631,789 MW y C.H. Restitución 209,736 MW.
- c. Revisar el programa de obras de generación utilizado en el cálculo del precio básico de energía, con respecto a las fechas de la incorporación de la central termoeléctrica de Egechilca operando con gas natural de Camisea.
- d. Ajustar el precio del gas natural utilizado en la C.T. de Malacas en función al precio máximo establecido en el contrato entre el Productor de Camisea y el Estado, actualizado al mes de marzo del 2005.
- e. Recalcular el precio básico de energía con el modelo Perseo remitido por el COES en la Absolución de Observaciones de modo tal que refleje la correcta aplicación de la demanda de riego con la inclusión del Proyecto Pillones a partir del año 2006.
- f. Recalcular los factores de pérdidas marginales de potencia, con los valores de Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas para la hora de máxima demanda del año 2005 y considerando la demanda asociada al Ecuador.



OTROSÍ DECIMOS: De conformidad con lo dispuesto por el Art. 155° del Reglamento de la LCE, acompañamos al recurso en calidad de anexos lo siguiente:

- Anexo 1: Copia del documento de identidad del representante legal;
- Anexo 2: Copia del poder del representante legal;
- Anexo 3: Copia de la carta COES-SINAC/D-413-2005, carta s/n del Gerente General de EGECHILCA dirigida al Ing. Daniel Camac del OSINERG y copia de cronograma del proyecto de contrato EPC con SNC-LAVALIN.
- Anexo 4: Informe Legal FLS.590.CT.05 elaborado por el Dr. Roberto Santiviáñez

Lima, 06 de mayo de 2005


Dra. Maritza Gonzales Chávez
ASESORA LEGAL
COES - SINAC
REG. CAL. 22479


ING. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

ANEXO 1

**Copia del documento de identidad
del representante legal.**

ANEXO 2

Copia del poder del representante legal.



NOTARIA DIGNUELA IBARRO
 SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE LOS REGISTROS PÚBLICOS
 Av. Camino Real N° 111 - 2do Piso
 San Isidro - Telefax: 440-5422
 442-8897-442 2574-442-8907-442-6339
 E-mail: notjeoi@terra.com.pe

Zona Registral N° IX - Sede Lima

EL REGISTRADOR DE LIMA QUE SUSCRIBE CERTIFICA :

Que, en el asiento C00007, de la Partida N° 11025335 del Libro de Empresas de Derecho Público del Registro de Personas Jurídicas, correspondiente a la Partida Registral de "**COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**" - **COES-SINAC**, aparece registrado y vigente Ampliar los poderes otorgados al Ing. **JAIME GUERRA MONTES DE OCA**, lo facultan a ejercitar los siguientes actos: A) Representar al Coes-Sinac ante los poderes públicos, el Supremo Gobierno y toda clase de autoridades civiles, eclesiásticas, políticas, administrativas y judiciales, así como ante personas naturales o jurídicas con las facultades generales y especiales del mandato. B) Representar al Coes-Sinac, en procesos judiciales, contenciosos y no contenciosos y en procedimientos administrativos con las facultades generales de representación judicial y las especiales de demandar..... o someter a arbitraje las pretensiones controvertidas en el proceso, en este último, con la previa aprobación del Directorio, solicitar toda clase de medidas cautelares, así como ofrecer toda clase de contracautelas. Los apoderados de rango inferior al de Director de operaciones, deberán contar con autorización expresa del Director de operaciones, para el ejercicio de estas facultades. C) Representar al Coes-Sinac, ante las autoridades administrativas de trabajo y las del Poder Judicial, en materia de trabajo con las facultades de declaración de parte, reconocer documentos, celebrar conciliaciones, allanarse a la demanda o denuncia según el caso, practicar los demás actos de procedimiento o interponer los recursos correspondientes. Esta facultad incluye la de representar al Coes-Sinac en negociaciones. Los pactos colectivos necesariamente deben ser suscritos por dos apoderados. D) Suscribir correspondencia en nombre del Coes-Sinac. E) Solicitar cotizaciones. F) Cobrar sumas de dinero y otorgar cancelaciones y recibos. G) Girar y endosar cheques sobre saldos acreedores o en sobregiro contra cheques y/o entidades mercantiles, firmando otro apoderado. Girar, aceptar, endosar y descontar documentos de crédito y cualquier otro título, valor o documento bancario. Solicitar y obtener cartas fianza, así como ofrecer en respaldo de las mismas las garantías que la institución bancaria requiera. Estas facultades serán ejercitadas por el apoderado conjuntamente con otro con iguales facultades. H) Aprobar las adquisiciones de bienes y la contratación de obras y de servicios, según el cuadro de niveles de autorizaciones de gasto y con las autorizaciones previas a que hubiese lugar. I) Aprobar adelantos de remuneraciones o prestamos al personal, conforme a las normas pertinentes. J) Con la autorización del Directorio, contratar prestamos y toda clase de operaciones crediticias, con entidades bancarias o de crédito del país y/o del extranjero: otorgar fianzas, avales.... y cualquier otra clase de cargos, gravámenes ...//

Zona Registral N° IX - Sede Lima
**MESA DE PARTES
 CERTIFICADOS**
 03 MAYO 2004 28
ENTREGADO
 ESTE DOCUMENTO CARECE DE
 VALOR SIN EL SELLO DE AGUA

SANTA ANITA BARRANCA MESA DE PARTES
 Registrador Público
 Zona Registral N° IX - Sede Lima

ANEXO 3

- **Carta COES-SINAC/D-413-2005 del 28.04.2005.**
- **Carta EGECHILCA del 30.03.2005.**
- **Copia del cronograma del proyecto de contrato EPC con SNC-LAVALIN**

San Isidro, 28 de abril de 2005.

COES-SINAC / D – 413 – 2005.

Señor Ingeniero
Jorge Aguinaga Díaz
Director General de Electricidad
MINISTERIO DE ENERGIA y MINAS
Presente.

Asunto: Información sobre Autorización de Generación Eléctrica a la empresa de Generación Eléctrica de Chilca S.A.

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted, para solicitarle se sirva informarnos sobre la Autorización de Generación Eléctrica a la empresa de Generación Eléctrica de Chilca S.A. (proyecto C.T. Egechilca).

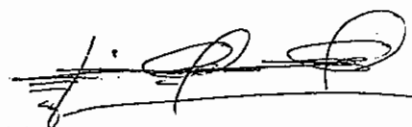
Cabe precisar que en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 020A-2005 que sustenta la Resolución OSINERG N° 066-2005-OS/CD de Fijación de Tarifas del período mayo 2005 –abril 2006 se especifica que la empresa de Generación Eléctrica de Chilca S.A. espera obtener la Autorización de Generación Eléctrica a mediados del presente mes.

Al respecto, se encuentra publicado en el sitio WEB del MINEM el Informe N° 065-2005-MEM-AAE/MU de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM en el que se consignan un conjunto de observaciones no absueltas al Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y en el correspondiente Auto Directoral se da un plazo de 15 días calendario para el levantamiento de dichas observaciones.

Por tanto, considerando que la Dirección de Asuntos Ambientales debe expedir una Resolución Directoral consentida de Aprobación del EIA antes indicado y siendo esto un requisito establecido en el Artículo 38° de la LCE para conceder la Autorización de Generación Eléctrica correspondiente, le agradeceremos, que en el plazo más breve posible nos informe sobre la situación de dicho proceso, en particular sobre el cumplimiento de los correspondientes requisitos establecidos por la LCE y su Reglamento, así como la fecha de presentación de la solicitud de Autorización de Generación Eléctrica al referido proyecto.

Sin otro particular aprovecho la oportunidad para expresarle mis cordiales saludos.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'J. Guerra Montes de Oca', written over a horizontal line.

c.c. Directores, DES.

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC



Osinerg

027

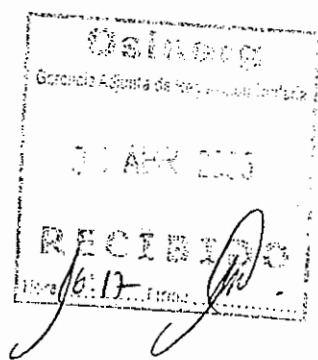
Registro de la Oficina de Regulación de Energía

Reg. N° 57118 COPIA

TICKET ACCION

Presidencia
Gerencia General
Gerencia Asesor
Of. Asesoría Técnica
División Operación y T.
División Distribución
División Gas Natural
Asesoría Legal
Oficina
Archivo

.....
FIRMADA
.....



Lima, 30 de marzo de 2005

Sr. Daniel Camac Gutierrez
GART – OSINERG
Lima, Perú

Estimado Señor:

Según su solicitud, recibida por email, le respondemos con la información solicitada. Les estaremos enviando copias de los documentos de soporte por correo aparte.

1. CONTRATOS RELACIONADOS CON EL PROYECTO:

(a) Contrato EPC: La empresa contratada es SNC LAVALIN, Inc. Se suscribió un MEMORANDUM DE ENTENDIMIENTO el 13 de Diciembre de 2004, bajo cual se determina la descripción general del proyecto, su ubicación, y que se sometería una propuesta de implementación, bajo la modalidad de entrega "llave en mano", del proyecto al final de febrero 2005, con una cotización fija para la entrega del proyecto incluyendo toda prueba y comisionamiento para su entrada en servicio. La propuesta fue recibida, y está programado para su firma el 13 de abril de 2005. Se le remite una copia del MOU y del Contrato EPC. Le adjuntamos una copia del Cronograma de Ejecución del Proyecto que forma parte del Contrato EPC.

(b) Contrato de Operación y Mantenimiento: La empresa contratada es NORTH AMERICAN ENERGY SERVICES, Inc. Se le suministrará carta de NAES, indicando su disponibilidad para operar y mantener los equipos del proyecto, al igual que una copia del Contrato O&M, bajo cual estarían operando. Este contrato está programado a ser FIRMADO el 13 de abril de 2005. Igualmente, se estará ejecutando un contrato de suministro de partes y servicio a largo plazo con General Electric como respaldo a NAES.

(c) Contrato de Suministro de Energía (CONFIDENCIAL): La empresa firmó un Contrato de Suministro de Potencia y Energía Asociada con Luz del Sur S. A., el 10 de diciembre de 2004 cubriendo 520 MW para el mercado regulado, con entrada en operación a partir de noviembre 2006. La entrega de energía sería 70 MW en una nueva subestación por ser construida por Luz del Sur en Chilca a una distancia de alrededor de 4 Km. de la Central Termoeléctrica, y 450 MW en la subestación San Juan. De los 520 MW contratados, 470 MW serían para entrega firme y 50 MW variables, según las necesidades de Luz del Sur.

(d) Financiamiento (CONFIDENCIAL): Hasta la fecha, las empresas que conforman el Grupo Lakas de Panamá, han invertido en las compras de equipos destinados para el proyecto, los cuales serán transferidos a EGECHILCA antes de su entrega en Perú. La empresa firmó un acuerdo con BNP PARIBAS el 28 enero 2005 (Mandate Letter), para el financiamiento del proyecto. La empresa recibió el 28 de marzo 2005, un compromiso de obligación para el financiamiento de \$200 millones mediante respaldo de ExIm Bank de USA, para la compra de las turbinas de General Electric, bajo la modalidad de "Project Financing".

2. TEMAS ADMINISTRATIVOS:

(a) Autorización del MEM: Dado que la Autorización depende de la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, se espera solicitar dicha Autorización antes del 8 de abril 2005. Se espera recibir aprobación del E.I.A. a mediados de abril 2005, dando posibilidad a la Autorización del MEM se obtenga hacia finales de abril 2005.

(b) Basado en la recepción de la Autorización del MEM para proceder antes del final de abril 2005, se espera iniciar las obras civiles sobre el terreno a finales de mayo 2005, tener las fundaciones en condiciones para recibir los equipos en Octubre 2005, entrar en servicio en ciclo abierto en Noviembre 2006 con 330 MW netos (343 MW en placa) y en ciclo combinado en Abril 2007 con 520 MW (538 MW en placa).

3. CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS: La empresa se conectará directamente al ducto de transporte de Camisea, al sur de Lurín, al nivel de Chilca. La empresa está todavía en negociación con PlusPetrol con respecto al suministro del gas. La empresa presentó su oferta





a TGP en la subasta de Marzo de 2005 para el transporte firme e interrumpible, desde el pozo hasta el punto de interconexión con el gasoducto al nivel de Chilca.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

(a) La planta termoeléctrica de EGECHILCA está ubicada a nivel del Km. 68 sur de la carretera Panamericana, en del Distrito de Chilca, Provincia de Cañete, dentro del terreno registrado en Registro Público de Cañete PE 21019198, a 250 metros de la Playa San Pedro, aproximadamente. La potencia de placa por ser instalada es de 538 MW, bajo condiciones ISO. La eficiencia estimada en ciclo combinado es de 49.8%. El costo variable no combustible está estimado en US\$12 por MWh.

(b) Se adjunta el diagrama unifilar y el estudio de estabilidad de la línea realizado por la empresa Graña y Montero. La longitud de la línea de transmisión desde nuestra subestación en Las Salinas hasta la nueva SE Chilca proyectada por Luz del Sur es de aproximadamente 5 km. La distancia desde el punto de interconexión a las líneas de transmisión L-2207 y L-2208 es de aproximadamente 4 Km., y de ahí hasta la SE San Juan se agregan aproximadamente 49 km. Los parámetros eléctricos de resistencia, reactancia y conductancia por kilómetro se encuentran adjuntos.

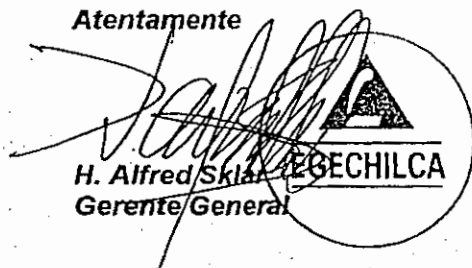
(c) Se adjunta una copia del resumen del modelo económico elaborado por BNP Paribas, el cual suscribe la viabilidad del proyecto y dio lugar al compromiso de financiamiento presentado por BNP Paribas el 28 de marzo de 2005.

5. CONTINGENCIAS

(a) Las empresas constructoras están dispuestas a movilizar los equipos de construcción e iniciar obras dentro de un plazo de 30 días después de tener confirmación que los permisos necesarios para proceder estén disponibles. Las turbinas de General Electric ya se encuentran fabricadas y se están procediendo a las inspecciones finales antes de ser embarcadas. Los plazos requeridos para completar la construcción están respaldados por garantías de cumplimiento por parte de los contratistas. El único imprevisto es el tiempo necesario para recibir los permisos de proceder, el cual daría lugar a una demora directa, día por día, a partir del 15 de abril de 2005.

Esperando que la información brindada cumpla con sus requerimientos.

Atentamente



H. Alfred Sklar
Gerente General

Cc. Lic. Juan Miguel Cayo
Archivo

Vice Ministro de Energía y Minas

Activity ID	Activity Description	Orig Dur	2005		2006		2007	
			Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish
MILESTONES								
MLA000000	MOU / Limited Notice to Proceed	0	13DEC04*					
MLA048100	Receive Owner's Decision on Optional 3rd CT/G	0	14JAN05					
MLA172140	Recv Water Analysis	0	14JAN05					
MLA176110	Receive Survey/Topo Report	0	14JAN05					
MLA176120	Receive Geotech Report/Recommendations	0	14JAN05					
MLA176140	Recv Survey dat for Intaker/Discharge	0	14JAN05					
MLA000100	Proceed Equipment Purchase	0	28FEB05					
MLA148100	Receive Certified Data - CT/G's	0	14MAR05					
MLA156100	Receive Certified Data - HRSG's	0	14MAR05					
MLA176100	Receive Certified Data - ST/G	0	14MAR05					
MLA176130	Receive Local Building Codes and Permits	0		02APR05				
MLA176100	Site Plan Approved and Frozen	0		16MAY05				
MLA000110	Site Access for Construction Mobilization	0	13JUN05					
MLA176150	General Arrangement Approved and Frozen	0		05JUL05				
MLA156109	HRSG 1 - First Delivery on Site	0	22DEC05					
MLA256109	HRSG 2 - First Delivery on Site	0	26DEC05					
MLA148110	Combustion Turbine/Gen 1 Delivered on Site	0		15JAN06				
MLA248110	Combustion Turbine/Gen 2 Delivered on Site	0		22JAN06				
MLA156159	HRSG 1 - Last Shipment on Site	0		01MAR06				
MLA256159	HRSG 2 - Last Shipment on Site	0		05MAR06				
MLA176110	ST/G Complete Delivery Site	0		17MAY06				
MLA180100	Backfeed Power Available	0		05AUG06				
MLA164100	Fuel Gas Available	0		17SEP06				
MLZ248500	Guaranteed Simple Cycle Operation CT/G 1 & 2	0	31DEC06					
MLA000860	Combined Cycle Commercial Operation	0		30JUN07				
ENGINEERING & DESIGN								
EGA000100	Vendor Selection / Detailed Engineering	359	13DEC04	06DEC05				
EGJ152100	Prep Equip Spec - GSU Transformer	14	14JAN05	27JAN05				
EGS124100	Prep Equip Spec - Circ Water Pump	14	14JAN05	27JAN05				
EGS128100	Prep Equip Spec - Condenser	14	14JAN05	27JAN05				
EGS140100	Prep Equip Spec - Boiler Feedwater Pump	14	14JAN05	27JAN05				

Start Date: 01DEC04
 Finish Date: 30JUN07
 Data Date: 01DEC04
 Run Date: 18MAR05 08:59

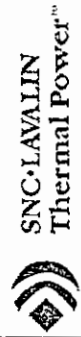
646N

EGECHILCA, Peru Power Project

2x1 Combined Cycle + 1 Simple Cycle

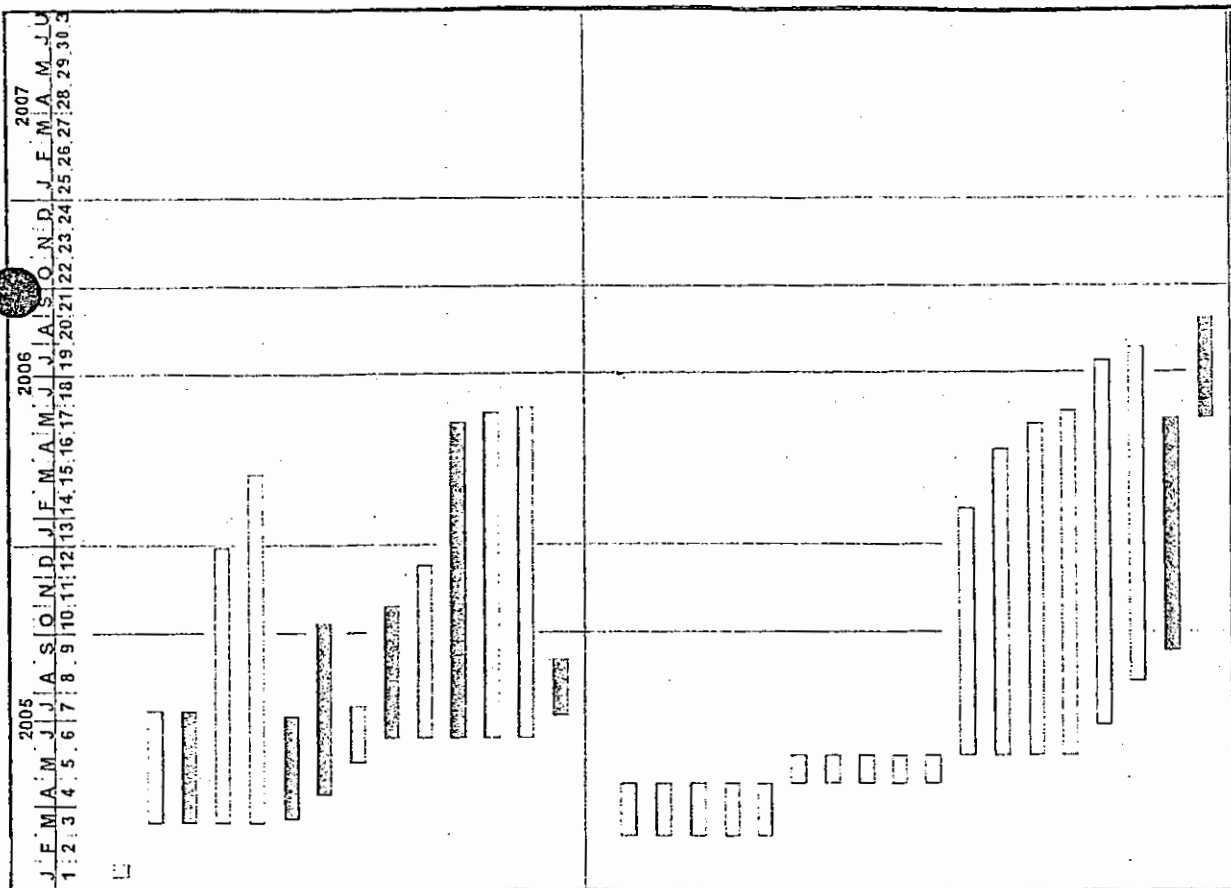
Proposal Schedule with 3rd CT/G Option

Sheet 1 of 5



TWO GE7FA CT/G's
 Two Aalborg HRSG's
 One GED11 ST/G
 Option: third GE7FA CT/G

© Primavera Systems, Inc.



Activity ID	Activity Description	Orig Dur	Early Start	Early Finish
ENGINEERING & DESIGN				
EGS156200	Prep Equip Spec - By-Pass Stack	14	14JAN05	27JAN05
EGL100100	Plant One-line Diagram	120	14MAR05	11JUL05
EGS100100	Heat Balances & Flow Diagrams	120	14MAR05	11JUL05
EGF000100	Foundation Engineering	291	14MAR05	29DEC05
EGS000150	Mechanical Engineering	368	14MAR05	16MAR06
EGA000000	Site Plan and General Arrangement Design	110	18MAR05	05JUL05
EGS100200	P&ID's Related to Simple Cycle Systems	182	13APR05	11OCT05
EGC176100	Grading & Drainage	60	17MAY05	15JUL05
EGE100100	U/G Piping (Simple & Combine Cycle)	140	12JUN05	29OCT05
EGD100100	U/G Electrical (Simple & Combine Cycle)	182	12JUN05	10DEC05
EGK000100	Above Ground Piping Engineering	334	12JUN05	11MAY06
EGL000100	Above Ground Electrical Engineering	343	12JUN05	20MAY06
EGM000100	Instrumentation Engineering	350	12JUN05	27MAY06
EGF100100	Site Civil/CTG Foundation Design	60	06JUL05	03SEP05
PROCUREMENT				
PRL152100	Bid & Award - GSU Transformers	56	28FEB05	24APR05
PRS124100	Bid & Award - Circ Water Pumps	56	28FEB05	24APR05
PRS128100	Bid & Award - Condenser	56	28FEB05	24APR05
PRS140100	Bid & Award - Boiler Feedwater Pumps	56	28FEB05	24APR05
PRS156500	Bid & Award - By-Pass Stack	56	28FEB05	24APR05
PRL152303	Vendor Design - GSU Transformers	30	25APR05	24MAY05
PRS124103	Vendor Design - Circ Water Pumps	30	25APR05	24MAY05
PRS128103	Vendor Design - Condenser	30	25APR05	24MAY05
PRS140103	Vendor Design - Boiler Feedwater Pumps	30	25APR05	24MAY05
PRS156503	Vendor Design - By-Pass Stack	30	25APR05	24MAY05
PRL152109	Fab/Divr GSU Transformers	260	25MAY05	08FEB06
PRS128109	Fab/Divr Condenser	322	25MAY05	11APR06
PRS156509	Fab/Divr By-Pass Stack	350	25MAY05	09MAY06
PRS000100	Fab/Divr Balance of Plant Mechanical	364	25MAY05	23MAY06
PRL052125	Fab/Divr Balance of Plant Electrical	382	26JUN05	12JUL06
PRM032200	Fab/Divr Distributed Control System	350	11AUG05	26JUL06
PRK054100	Manufacture Long Lead Chrome Moly Piping	245	12SEP05	14MAY06
PRRK054100	Shop Fab/Divr Long Lead Chrome Moly Piping	105	15MAY06	27AUG06

2007
J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 12.23.24.25.26.27.28.29.30.31

2006
J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 12.13.14.15.16.17.18.19.20.21

2005
J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 12.13.14.15.16.17.18.19.20.21

Sheet 2 of 6

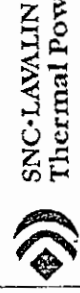
EGECHILCA, Peru Power Project

Two GE7FA CT/G's
Two Aalborg HRSG's
One GED11 ST/G
Optional third GE7FA CT/G

2x1 Combined Cycle + 1 Simple Cycle

Proposal Schedule with 3rd CT/G Option

© Primavera Systems, Inc.



Start Date	01DEC04	Early Bar
Finish Date	30JUN07	Progress Bar
Data Date	01DEC04	Critical Activity
Run Date	18MAR05 08:58	


Activity ID	Activity Description	Orig Dur	2005		2006		2007	
			Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish
CONSTRUCTION								
CNA001020	Start Construction Mobilization	0	13JUN05					
CNA001330	Site Mobilization	28	13JUN05	10JUL05				
CNB000100	Initial Roads	40	13JUN05	22JUL05				
CNF148100	Install Foundation - CT/G 1	60	27OCT05	25DEC05				
CNF156100	Install Foundation - By-Pass Stack/HRSG 1	75	27OCT05	09JAN06				
CNF248100	Install Foundation - CT/G 2	60	03NOV05	01JAN06				
CNF256100	Install Foundation - By-Pass Stack/HRSG 2	75	03NOV05	16JAN06				
CNF152100	Install Foundation - GSU Transformers for CT/G's	50	04DEC05	22JAN06				
CNF148150	Install Fixator/ Grout & Cure CT/G 1	30	26DEC05	24JAN06				
CNE100100	Install U/G Pipe for Simple Cycle	60	26DEC05	23FEB06				
CNF248150	Install Fixator/ Grout & Cure CT/G 2	30	02JAN06	31JAN06				
CNF000200	Install Foundation - BOP	105	02JAN06	16APR06				
CNF024100	Install Foundation - Sea/River Water Intake	90	10JAN06	09APR06				
CNF178100	Install Foundation - ST/G & Condenser	100	17JAN06	26APR06				
CNR156100	Install & Hydrotest HRSG 1	315	24JAN06	04DEC06				
CNS148100	Install CT/G 1	258	25JAN06	09OCT06				
CNR256100	Install & Hydrotest HRSG 2	315	31JAN06	11DEC06				
CNS248100	Install CT/G 2	265	01FEB06	23OCT06				
CNL052125	Install GSU Transformers/iso-phase Bus for CT/G's	75	09FEB06	24APR06				
CND000100	U/G Utilities Combined Cycle	140	24FEB06	13JUL06				
CNJ010400	Water Treatment Building	70	27FEB06	07MAY06				
CNJ010100	Electrical Building	90	04MAR06	01JUN06				
CNJ010200	Control / Administrative Building	90	20MAR06	17JUN06				
CNS000200	Install Field Erected Tanks	140	27MAR06	13AUG06				
CNF066100	Pipe Rack Steel	28	11APR06	08MAY06				
CNK000100	A/G Piping Installation	336	18APR06	19MAR07				
CNL000100	A/G Electrical Installation	336	18APR06	19MAR07				
CNS156509	Install Bypass Stacks	105	10MAY06	22AUG06				
CNS178100	Install ST/G	266	18MAY06	07FEB07				
CNS024100	Install Sea Water Intake/Outfall Equipment	60	24MAY06	22JUL06				
CNS036100	Water Treatment System	120	24MAY06	20SEP06				
CNM000100	Instrumentation Installation	252	11JUL06	19MAR07				
CNM032200	Install Distributed Control System	31	27JUL06	26AUG06				

Sheet 3 of 5

EGECHILCA, Peru Power Project

2x1 Combined Cycle + 1 Simple Cycle

Proposal Schedule with 3rd CT/G Option



Two GE7FA CT/G's
Two Aalborg HRSG's
One GED11 ST/G
Optional third GE7FA CT/G

Start Date: 01DEC04

Finish Date: 30JUN07

Data Date: 01DEC04

Run Date: 18MAR05 08:59

646N

Early Bar

Progress Bar

Critical Activity

© Primavera Systems, Inc.

Activity ID	Activity Description	Orig Dur	Early Start	Early Finish	2005 J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 1.2.3.4.5.6.7.8.9.10.11.12.13.14.15.16.17.18.19.20.21.22.23.24.25.26.27.28.29.30.31	2006 J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 1.2.3.4.5.6.7.8.9.10.11.12.13.14.15.16.17.18.19.20.21.22.23.24.25.26.27.28.29.30.31	2007 J.F.M.A.M.J.J.A.S.O.N.D. 1.2.3.4.5.6.7.8.9.10.11.12.13.14.15.16.17.18.19.20.21.22.23.24.25.26.27.28.29.30.31
COMMISSIONING & START-UP							
SUZ2052125	Checkout/Energize/Backfeed	14	06AUG06	19AUG06			
SUZ148100	Commission CT/G 1	77	05SEP06	20NOV06			
SUZ248100	Commission CT/G 2	77	19SEP06	04DEC06			
SUZ148105	CTG 1 Lube Oil Flush	14	26SEP06	09OCT06			
SUZ248105	CTG 2 Lube Oil Flush	14	10OCT06	23OCT06			
SUZ148110	CTG 1 on Turning Gear	0		09NOV06			
SUZ148115	CT/G 1 First Fire	0		23NOV06			
SUZ248110	CTG 2 on Turning Gear	0		23NOV06			
SUZ148120	Synch/Partial Load CT/G 1	5	24NOV06	28NOV06			
SUZ148150	Fine Tune/Baseline Performance Run CT/G 1	14	29NOV06	12DEC06			
SUZ248115	CT/G 2 First Fire	0		07DEC06			
SUZ248120	Synch/Partial Load CT/G 2	5	08DEC06	12DEC06			
SUZ148200	Begin Simple Cycle Operation CT/G #1	0	13DEC06				
SUZ248150	Fine Tune/Baseline Performance CT/G 2	14	13DEC06	26DEC06			
SUZ148205	Simple Cycle Operation CT/G 1	37*	13DEC06	18JAN07			
SUZ156100	Chemical Clean/ Pre-Commission HRSG 1	35	22DEC06	25JAN07			
SUZ248200	Begin Simple Cycle Operation CT/G #2	0	27DEC06				
SUZ248205	Simple Cycle Operation CT/G 2	30*	27DEC06	25JAN07			
SUZ256100	Chemical Clean/ Pre-Commission HRSG 2	35	29DEC06	01FEB07			
SUZ178100	Commission ST/G	77	04JAN07	21MAR07			
SUZ148210	End Simple Cycle Operation CT/G #1	0		18JAN07			
SUZ148215	Shutdown/Modify By-pass for Combined Cycle CTG 1	7	19JAN07	25JAN07			
SUZ248210	End Simple Cycle Operation CT/G #2	0		25JAN07			
SUZ148225	Re-fire/Synch Fire CT/G 1 for Steam Blows	2	26JAN07	27JAN07			
SUZ248215	Shutdown/Modify By-pass for Combined Cycle CTG 2	7	26JAN07	01FEB07			
SUZ156150	Steam Blows - HRSG 1	14	28JAN07	10FEB07			
SUZ248225	Re-fire/Synch Fire CT/G 2 for Steam Blows	2	02FEB07	03FEB07			
SUZ256150	Steam Blows - Combined	21	04FEB07	24FEB07			
SUZ048250	Simple Cycle Operation during Pipe Restoration	20	25FEB07	16MAR07			
SUZ056175	Post Steam Blow Pipe Restoration - Unit 1 & 2	21	25FEB07	17MAR07			
SUZ128100	Steam to Condenser By-pass Operation	15	18MAR07	01APR07			
SUZ178125	First Roll Steam Turbine	7	02APR07	08APR07			

646N

Sheet 4 of 6

EGECHILCA, Peru Power Project.

2x1 Combined Cycle + 1 Simple Cycle

Proposal Schedule with 3rd CT/G Option

Two GETFA CT/G's
Two Aalborg HRSG's
One GED11 ST/G
Optional third GETFA CT/G

© Primavera Systems, Inc.

Start Date: 01DEC04
Finish Date: 30JUN07
Date Date: 01DEC04
Run Date: 18MAR05 08:58

Early Bar
Progress Bar
Critical Activity



Activity ID	Activity Description	Orig Dur	2005		2006		2007	
			Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish	Early Start	Early Finish
COMMISSIONING & START-UP								
SUZ178150	Synchronize Steam Turbine Generator	0	09APR07					
SUZ178175	Steam Turbine Generator Loading	7	09APR07	15APR07				
SUZ100800	Plant Fine Tuning	60	16APR07	14JUN07				
SUZ000900	Plant Testing	14	15JUN07	28JUN07				
MILESTONES								
MLA348110	Combustion Turbine/Gen 3 Delivered on Site	0						
MLZ348500	Guaranteed Simple Cycle Operation CT/G 3	0	31JAN07					
CONSTRUCTION								
CNF348100	Install Foundation - CT/G 3	60	24NOV05	22JAN06				
CNF348150	Install Fixator/ Grout & Cure CT/G 3	30	23JAN06	21FEB06				
CNS348100	Install CT/G 3	265	22FEB06	13NOV06				
COMMISSIONING & START-UP								
SUZ348100	Commission CT/G 3	77	17OCT06	01JAN07				
SUZ348105	CTG 3 Lube Oil Flush	14	07NOV06	20NOV06				
SUZ348110	CTG 3 on Turning Gear	0		21DEC06				
SUZ348115	CT/G 3 First Fire	0		04JAN07				
SUZ348120	Synch/Partial Load CT/G 3	5	05JAN07	09JAN07				
SUZ348150	Fine Tune/Baseline Performance CT/G 3	18	10JAN07	27JAN07				
SUZ348200	Begin Simple Cycle Operation CT/G #3	0	28JAN07					

Sheet 5 of 5

EGECHILCA, Peru Power Project

2x1 Combined Cycle + 1 Simple Cycle

Proposal Schedule with 3rd CT/G Option

Two GE7FA CT/G's
Two Aalborg HRSG's
One GED11 ST/G
Optional third GE7FA CT/G

SNC-LAVALIN
Thermal Power™

646N

01DEC04
30JUN07
01DEC04
18MAR05 08:58

Start Date
Finish Date
Data Date
Run Date

Early Bar
Progress Bar
Critical Activity

© Primavera Systems, Inc.

ANEXO 4

**Informe Legal FLS.590.CT.05 elaborado por el
Dr. Roberto Santiváñez**

INFORME LEGAL

[FLS.590.CT.05]

Para: Dra. Joanna Zegarra Pellanne
Asesora Legal
EDEGEL S.A.A.

De: Roberto Santiváñez Seminario

Asunto: Precios de gas natural para regulación de tarifas de energía.

Fecha: 25 de abril de 2005.

El presente documento complementa lo expresado en nuestro Informe Legal FLS.273.CT.05, de fecha 24 de febrero de 2005, relativo al análisis de las normas legales que regulan la determinación de los precios de gas natural que deben utilizarse en la obtención de los costos variables de generación de electricidad para el cálculo de la tarifa en barra de energía. La finalidad del presente informe es absolver las posiciones expresadas en el INFORME OSINERG-GART-AL-2005-031.

Con relación a la materia del presente informe tenemos a bien manifestar lo siguiente:

1. Informe Legal FLS.273.CT.05

El análisis de nuestro Informe Legal FLS.273.CT.05, de fecha 24 de febrero de 2005 -presentado por COES-SINAC al OSINERG como parte del documento de Absolución de Observaciones de la misma fecha- concluyó señalando lo siguiente:

- 1.1 El artículo 124° de RLCE establece la metodología y criterios que deben emplearse para establecer el programa de operación a mínimo costo para el periodo de estudio correspondiente a la fijación de las tarifas en barra de energía.
- 1.2 Uno de los criterios a ser considerados para el análisis del proceso de fijación de tarifas en barra contenidos en el artículo señalado en el párrafo anterior, es el costo del combustible utilizado por el generador, el cual será equivalente al costo utilizado para el programa de despacho

económico, tomando los precios del mercado interno (inciso 'c' del artículo 124° del RLCE).

- 1.3 Para el caso de aquellas unidades termoeléctricas que utilicen un combustible distinto al gas natural para su producción, el costo de éste último será determinado en función al tipo de combustible reportado y sustentado de conformidad con lo señalado en el artículo 99° del RLCE. De modo distinto, para el caso de las unidades termoeléctricas que utilicen el gas natural como combustible, dicho costo será determinado sobre la base de reglas especiales establecidas en los artículos 5° y 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM y sus modificatorias.¹
- 1.4 El artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM contiene una regla aplicable exclusivamente a las generadoras que utilicen gas natural cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesiones al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias, actualmente aplicable únicamente al gas de Camisea.²
- 1.5 Conforme a la regla del indicado artículo 6° el precio de combustible gas natural para fines tarifarios se determina como la suma de: (i) el precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador (precio final luego de descuentos, ajustes y actualizaciones hasta la fecha correspondiente

¹ El artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM dispone que para efectos de la determinación del cálculo tarifario, el precio del combustible gas natural declarado por cada generador será el precio del mercado interno, teniendo como límite máximo superior lo señalado en el artículo 6° de dicho Decreto Supremo. Nos encontramos frente a la aplicación del principio de especialidad frente a dos normas de igual rango [inciso c) del artículo 124° del Decreto Supremo N° 009-93-EM -RLCE- y artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM] para la determinación del cálculo tarifario respecto de empresas generadoras que utilicen combustible de gas natural para su producción. Así, la segunda será de aplicación exclusiva para el combustible de gas natural (por ser especial); en tanto que la segunda, se aplicará respecto de cualquier otro combustible utilizado para la generación de electricidad.

² Nuevamente en virtud del mencionado principio de especialidad, debe entenderse que (i) la regla contenida en el artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM resulta aplicable únicamente para la determinación del precio de gas natural para fines de regulación tarifaria de aquellas empresas generadoras cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en Concesiones al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias (hoy únicamente Camisea); en tanto que, (ii) la regla contenida en el último párrafo del artículo 5° resulta de aplicación para la determinación del precio de gas natural para fines de regulación tarifaria de las demás generadoras a gas. Por tanto, la aplicación de una u otra regla dependerá de la naturaleza del contrato de licencia o servicios para la explotación del gas natural que tenga el productor que abastezca de gas a dichas centrales.

para el periodo respectivo de fijación tarifaria), el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productor y el Estado (debidamente actualizado y/o ajustado); (ii) el 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el *City Gate* o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte de 1.0; y (iii) el 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el *City Gate* hasta la central, cuando corresponda, considerando un factor de utilización de la distribución de 1.0.

- 1.6 De otra parte, el último párrafo del citado artículo 5° contiene una regla aplicable a todos los demás generadores que utilizan gas natural para la determinación de los precios de gas natural para fines de regulación tarifaria, conforme al artículo 124° del RLCE.
- 1.7 Conforme a la regla del último párrafo del referido artículo 5°, los precios de gas natural para fines de regulación serán los precios únicos determinados conforme al Procedimiento COES SINAC PR-31-C siempre que sean inferiores o iguales al precio límite superior señalado en el artículo 6°, el cual no puede ser otro que la suma del precio máximo definido en el contrato entre el productor y el Estado (debidamente actualizado) para la explotación del gas de Camisea más el 90% de las tarifas máximas de transporte y distribución. Teniendo en cuenta que el único precio límite superior establecido en el referido artículo 6° es el "*precio máximo definido en los contratos entre el productor y el Estado*", que no puede ser superado por los precios de gas en boca de pozo pactados entre cada generador y el productor en cada respectivo contrato de suministro de gas y que sumado al 90% de las tarifas de transporte y distribución del gas de Camisea sirve como límite máximo al precio de mercado interno del gas para generación proveniente de otros yacimientos.

2. INFORME OSINERG-GART-AL-2005-031

- 2.1 El Informe Legal FLS.273.CT.05, fue presentado por COES-SINAC ante OSINERG como parte de su absolución a las observaciones formuladas por OSINERG al Estudio Técnico-Económico para la determinación de las Tarifas en Barra correspondientes al período mayo 2005 – abril 2006 elaborado por COES-SINAC. Los argumentos de la absolución de observaciones expresados por COES-SINAC fueron desestimados por OSINERG, a propósito de lo cual fue elaborado el INFORME OSINERG-GART-AL-2005-031 (en adelante referido como el "Informe OS-GART").

#

- 2.2 El Informe OS-GART señala como conclusión que *“lo manifestado por COES no absuelve las observaciones de OSINERG en el tema materia del presente informe [precio límite de gas natural para la fijación de tarifas eléctricas] y que tratándose de centrales eléctricas que utilicen como combustible gas natural proveniente de yacimientos distintos a Camisea, OSINERG debe considerar como precio de dicho combustible para efectos de la fijación de Tarifa en Barra al que resulte del siguiente procedimiento: Calcular el precio que resulte del artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM y una vez obtenido este precio, asumirlo como el límite superior a que se refiere el último párrafo del artículo 5° del referido decreto supremo”*
- 2.3 Para llegar a dicha conclusión el Informe OS-GART indica, primero, que la interpretación del COES *“fragmenta la aplicación de los artículos 5° y 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, dejando de lado la interpretación integral y concordada de dichas normas”* y, segundo, que COES hace una *“interpretación parcialmente literal de la frase precio límite superior señalado en el artículo 6°”*. El Informe OS-GART se limita a lanzar ambas críticas sin ofrecer ningún razonamiento o sustento que las respalde.
- 2.4 De nuestra parte, encontramos ambas críticas completamente infundadas.
- 2.4.1 Respecto de la primera crítica, baste con revisar del párrafo 2.1 al 2.12 del Informe Legal FLS.273.CT.05I (páginas 2 a 7), para darse cuenta que la mayor parte de dicho informe corresponde a un análisis concordado e integrado de ambos artículos 5° y 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, cuyos ámbitos concordados de aplicación se definen según el principio de especialidad.
- 2.4.2 Con relación a la segunda crítica, según la cual se ha hecho una *“interpretación parcialmente literal”*, esta crítica tiene aún menos sentido que la anterior. Comenzando que una interpretación es o no es ‘literal’, no pudiendo ser medianamente o parcialmente literal porque entonces simplemente dejaría de ser ‘literal’. Adicionalmente, se trata de una norma limitativa o restrictiva que no puede aplicarse extensivamente, para lo cual debe interpretarse de la forma más ajustada posible privilegiándose la interpretación literal de la misma.
- 2.5 Asimismo, el Informe OS-GART no ofrece ningún argumento o razonamiento claro por el cual concluye afirmando que, aplicando el referido artículo 6°, el precio máximo para los generadores cuyo gas proviene de yacimientos distintos a Camisea debe ser (a) el precio calculado para los generadores cuyo gas proviene de Camisea, según los contratos entre productor y generador; en lugar de (b) el precio

Ⓟ

máximo para los generadores cuyo gas proviene de Camisea, establecido en el contrato de explotación entre el productor y el Estado peruano.

- 2.6 Consideramos que la conclusión del Informe OS-GART es equivocada, por las razones y argumentos extensamente explicados en el Informe Legal FLS.273.CT.05, que siguen una lógica clara y transparente, la cual reiteramos en esta oportunidad:
- 2.6.1 El artículo 6° regula tantos precios de gas para generadores como contratos existan entre el productor de gas de Camisea y generadores, pero establece de forma expresa un único precio máximo de gas para todos los generadores que es el establecido en el contrato de explotación con el Estado peruano.
- 2.6.2 Si se tiene que obtener un precio máximo en el artículo 6°, aplicable para todos los otros generadores a gas cuyo precio se define según el artículo 5°, la elección no puede estar referida a uno ni a varios de los múltiples posibles precios de gas que apliquen como tantos generadores que utilice gas de Camisea hubiesen.
- 2.6.3 Muy pronto habrá más de un generador con gas de Camisea y su número se multiplicará progresivamente, entonces en aplicación del artículo 6° se identificarán tantos precios de gas como contratos de suministro existan entre el productor y los generadores siendo imposible utilizar el precio de dichos contratos para identificar el precio máximo aplicable a otros generadores que utilicen gas de otras fuentes, sería absolutamente arbitrario elegir entre dichos precios de gas, sea el más alto, el más bajo, el promedio, la media etc. Este problema no existe si se toma como precio límite el que resulta a partir del precio máximo establecido entre el productor y el Estado en el contrato para explotación del gas de Camisea, porque este es y será siempre un único precio.
- 2.6.4 Por ello resulta evidente que la elección correcta del precio máximo a que refiere el último párrafo de citado artículo 5° es el determinado a partir del único precio máximo establecido entre el productor y el Estado en el contrato para explotación del gas de Camisea, no pudiendo ser de ninguna uno de los tantos posibles precios de gas según cada contrato entre productor y generador.

3. EN CONCLUSION

El límite a los precios de gas natural para fines de regulación, aplicable a los generadores cuyo gas provenga de yacimientos distintos a Camisea,

Pag. 6/6
Abril 25, 2005
FLS.590.CT.05

será la suma del precio máximo definido en el contrato de explotación entre el productor de Camisea y el Estado (debidamente actualizado) más el 90% de las tarifas máximas de de transporte y distribución.

Quedamos a su entera disposición para cualquier ampliación o aclaración que consideren pertinente.

Atentamente,


Roberto Santiváñez Seminario