
Análisis del Recurso de Reconsideración Interpuesto por ENERSUR S.A.

Contra Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD

Lima, junio de 2009

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
1.1.	ANTECEDENTES	2
1.2.	OBJETIVO.....	4
2.	RECURSO DE RECONSIDERACIÓN.....	5
2.1.	PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	6
2.1.1.	<i>Sustento del Petitorio</i>	<i>6</i>
2.1.2.	<i>Análisis de OSINERGMIN</i>	<i>6</i>
2.1.3.	<i>Conclusiones.....</i>	<i>9</i>
2.2.	COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC) APROBADOS POR EL COES-SINAC	9
2.2.1.	<i>Sustento del Petitorio</i>	<i>9</i>
2.2.2.	<i>Análisis de OSINERGMIN</i>	<i>10</i>
2.2.3.	<i>Conclusiones.....</i>	<i>10</i>
2.3.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	11
2.3.1.	<i>Sustento del Petitorio</i>	<i>11</i>
2.3.2.	<i>Análisis de OSINERGMIN</i>	<i>12</i>
2.3.3.	<i>Conclusiones.....</i>	<i>17</i>
2.4.	RECORTE DE LAS SERIES HIDROLÓGICAS.....	17
2.4.1.	<i>Sustento del Petitorio</i>	<i>17</i>
2.4.2.	<i>Análisis de OSINERGMIN</i>	<i>17</i>
2.4.3.	<i>Conclusiones.....</i>	<i>19</i>
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	20
4.	REFERENCIAS	21

1. Introducción

1.1. Antecedentes

De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 46° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas¹ (en adelante "LCE"), los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijados anualmente por OSINERGMIN y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año.

El Proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe N° 0151-2009-GART, se inicio el 14 de noviembre de 2008 con la presentación del "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2009" y de la "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Regulación Tarifa en Barra Mayo de 2009 – Abril 2010", preparados por el Subcomité de Generadores y por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC (en adelante "ESTUDIO").

OSINERGMIN, en cumplimiento del procedimiento para fijación de Precios en Barra, convocó la realización de una Audiencia Pública para que los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES-SINAC expusieran el contenido y sustento del ESTUDIO, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2008.

¹ **Artículo 46°.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijadas anualmente por OSINERG y entrarán en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Las tarifas sólo podrán aplicarse previa publicación de la resolución correspondiente en el Diario Oficial "El Peruano" y de una sumilla de la misma en un diario de mayor circulación. La información sustentatoria será incluida en la página web de OSINERG.

Seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones al referido ESTUDIO. Al respecto, la LCE dispone (Artículo 52^{o2}) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensual.

Posteriormente, se efectuó: i) Con fecha 08 de marzo de 2009, la publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y de la relación de la información que la sustenta, ii) la Audiencia Pública de fecha 16 de marzo de 2009, y iii) la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados respecto a la mencionada publicación; conforme a lo dispuesto en los literales g), h) e i) del Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, respectivamente.

Con fecha 15 de abril de 2009, OSINERGMIN, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 43^o de la LCE³, publicó la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD (en adelante “RESOLUCIÓN”), la misma que estableció los Precios en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010.

Con fecha 06 de mayo de 2009, la empresa ENERSUR S.A. (en adelante “ENERSUR”), interpuso recurso de reconsideración (en adelante “el Recurso”) contra la RESOLUCIÓN. Los alcances del recurso de reconsideración interpuesto se señalan en el capítulo 2 siguiente.

El Consejo Directivo de OSINERGMIN convocó a una tercera Audiencia Pública para que las instituciones, empresas y demás interesados que

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

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

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

³ **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

presentaron recursos de reconsideración contra la RESOLUCIÓN, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 19 de mayo de 2009.

1.2. Objetivo

El presente informe tiene por objeto analizar los aspectos técnico-económicos del recurso de reconsideración de ENERSUR. Sobre la base de dicho análisis se plantea la absolución a los temas impugnados.

Para la preparación del presente informe se ha tomado como base la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante "LPAG"); en lo dispuesto en la Ley N° 27838; y en la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.

En lo que sigue del presente informe, por cada aspecto reconsiderado, se resumen los requerimientos y argumentos presentados por la recurrente, se presenta el análisis técnico-económico efectuado por OSINERGMIN y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto.

2. Recurso de Reconsideración

ENERSUR solicita que se declare fundado el Recurso y, en consecuencia, se modifique la RESOLUCIÓN y se recalculen los Precios en Barra de energía; así como, las fórmulas de reajuste correspondientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante “SEIN”); considerando lo siguiente:

1. Se determine la proyección de demanda del SEIN con el modelo econométrico utilizado por OSINERGMIN y el PBI del año 2011, de acuerdo con lo señalado en el numeral I del Recurso.
2. Se utilice los Costos Variables No Combustibles (CVNC) propuestos por el COES-SINAC en aplicación de los procedimientos técnicos aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo con lo señalado en el numeral II del Recurso.
3. Se incluya para el año anterior el programa de mantenimiento que ha sido ejecutado, de acuerdo con lo señalado en el numeral III del Recurso.
4. Se utilice las últimas 16 series hidrológicas es decir desde el año 1992 hasta el año 2007, de acuerdo con lo señalado en el numeral IV del Recurso.

Acompaña como anexos del Recurso los siguientes documentos:

- Copia del documento de identidad del representante legal.
- Copia de los poderes de los representantes legales.
- Documento Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011 en el que se registra el valor del PBI para el año 2011.

2.1. Proyección de Demanda

2.1.1. Sustento del Petitorio

ENERSUR indica que la proyección de la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) del año 2009, no ha sido calculada con el Modelo Económico utilizado por OSINERGMIN, así mismo, señala que para el año 2011 no se ha utilizado el PBI proyectado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

En este caso, manifiesta que en la proyección de demanda del año 2009, OSINERGMIN ha corregido la proyección calculada con el modelo econométrico, en base a una metodología no conocida por los agentes del sector y no cumpliendo con lo establecido en el Artículo 123° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RCLE), lo cual le da a entender que el modelo no sería adecuado y que tendría problemas para reflejar el actual crecimiento de demanda que se viene registrando en el año 2009.

Además, señala su preocupación de que no es claro ni transparente el uso de métodos alternativos a los usados “oficialmente” por OSINERGMIN y que, además, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 121° del RCLE, en caso de requerirse el uso de nuevas metodologías o modelos matemáticos, estos deben conocerse por lo menos seis (6) meses de anticipación al inicio del proceso tarifario, lo cual no ha sucedido en la presente regulación.

Asimismo, ENERSUR manifiesta que OSINERGMIN ha utilizado un crecimiento de PBI para el año 2011 igual al crecimiento del año 2010 (5,5%), sin ningún sustento, aún cuando existen diversas fuentes para obtener el crecimiento del PBI para ese año como, por ejemplo, el Marco Macroeconómico Multianual 2009–2011, elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas, las proyecciones del Banco Central de Reserva o utilizar la proyección del PBI de algún analista económico. En este caso, afirma que OSINERGMIN se limitó a repetir para el año 2011, el crecimiento de PBI del año 2010.

En este sentido, el recurrente solicita revisar y modificar la proyección de demanda de los años 2009 y 2011, considerando la proyección obtenida con el modelo econométrico para el año 2009 y tomando el crecimiento de PBI de 7,5% para el año 2011, establecido en el Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011.

2.1.2. Análisis de OSINERGMIN

Con relación a este punto, en el Anexo A del informe N° 0151-2009-GART que sustenta la publicación de los Precios en Barra, se explica que el modelo econométrico de Corrección de Errores (MCE), que es normalmente utilizado en la proyección de demanda de electricidad, estima un crecimiento de demanda para el primer año (2009) bastante superior a los crecimientos que semanalmente el COES-SINAC reporta en sus informes de operación; en este caso, el crecimiento proyectado por el MCE está por encima de 5%, mientras que el crecimiento que se observó durante los tres primeros del año 2009 resultó ser del orden de alrededor de 3%.

En el mismo informe, también se señala que el modelo MCE como cualquier modelo econométrico para predecir la demanda eléctrica, presenta demoras para asimilar los cambios estructurales que se presenten en sus variables explicativas, como es el caso de la actual crisis de la economía mundial, debido a que se basa en información histórica a nivel anual, con lo que no se puede recoger apropiadamente eventos que hayan ocurrido súbitamente en el transcurso del año y que alteren la tendencia de la variable a proyectar. Por consiguiente, la proyección del cierre de año presentará sesgos dependiendo de si el cambio estructural sea positivo o negativo, puesto que los cambios en tendencia derivados a un mayor o menor crecimiento de la demanda en el transcurso del año "t" no podían ser recogidos con la tendencia que se tienen de los años anteriores (t-1, t-2,). Por ello, es necesario solucionar este problema incorporando información de mayor frecuencia (como datos trimestrales o mensuales), que permitan capturar rápidamente cambios en la tendencia de las series, por lo que, lo más conveniente es corregir la tasa de crecimiento que se obtiene con el MCE solo para el primer año (2009), considerando que para un corto plazo, como es un año, el crecimiento de demanda mantiene la tendencia observada de los últimos meses.

Cabe señalar que este problema, también se presentó en anteriores regulaciones de Precios en Barra, como en las fijaciones de mayo 2005 y mayo 2006, debido a los períodos de expansión de la economía peruana donde el modelo tendía a subestimar el crecimiento de la demanda del primer año, a diferencia de la presente fijación, donde en un contexto de bajo crecimiento económico debido a la crisis en la economía mundial, el modelo tiende a sobreestimar la demanda del primer año; habiéndose en esas regulaciones aplicado el mismo criterio de corregir el crecimiento de demanda del primer año, por lo cual, no resulta cierto el argumento del recurrente de que la metodología utilizada en esta oportunidad, no es conocida por los agentes del sector, debido a que, como se ha demostrado, dicha metodología ha sido utilizada en anteriores fijaciones de Precios en Barra con la finalidad de reflejar los crecimientos que realmente se esperan en el SEIN.

Con relación al argumento del recurrente que no se están cumpliendo con los Artículos 121^{o4} y 123^{o5} del RLCE, cabe aclarar que en la presente regulación se ha utilizado el modelo MCE que se utiliza desde anteriores regulaciones, el

⁴ **Artículo 121°.-** El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55° de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

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.

(...)

⁵ **Artículo 123°.-** La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley, se efectuara considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes.

cual realiza la proyección de la demanda de electricidad en base al Producto Bruto Interno (PBI), Población y tarifa de electricidad, es decir con factores económicos y demográficos relevantes, por lo cual, cumple con lo que ordenan estos artículos. No obstante, por las razones señaladas en los párrafos precedentes, solo se corrigió el crecimiento del primer año en base a la tendencia observada de la demanda eléctrica, lo cual no implica que el modelo MCE haya sido sustituido por otro modelo, sino que se ha complementado en su proyección del primer año, con la finalidad de obtenerse una proyección más adecuada, considerando el quiebre estructural debido a la crisis económica mundial del año 2008.

En el caso del crecimiento del PBI del año 2011, conforme se señala en el Anexo A del informe N° 0151-2009-GART, no se ha considerado la proyección del crecimiento del PBI del Marco Macroeconómico Multianual 2009 - 2011 elaborado por el Ministerio de Economía y Finanzas en el mes de agosto de 2008, debido a que dicha proyección fue elaborada en un escenario optimista de la economía local y mundial, donde no se preveía el fuerte impacto que tendría la crisis en la economía mundial que se produjo a fines del año 2008. Esto se puede observar claramente cuando se revisa que en el Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011, las proyecciones de crecimiento de PBI para los años 2009 y 2010 son de 7% y 7,2% respectivamente, valores bastante superiores a los crecimientos proyectados por otras entidades, como el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) o la revista especializada The Economist⁶, luego de la crisis señalada.

Sobre el argumento del recurrente de considerar proyecciones de algún analista económico, este tema fue discutido en anteriores fijaciones, llegándose a la conclusión que las fuentes más confiables de proyección de crecimiento de PBI son las encuestas de expectativas de crecimiento realizadas por el BCRP a los analistas económicos, debido a la: i) transparencia (información pública), ii) independencia (analistas sin vinculaciones particulares), iii) facilidad de acceso (datos accesibles por las partes interesadas), y iv) proyección de escenario "medio" sobre la base de la mediana (con lo cual se descartan las proyecciones extremas). Por ello en esta regulación se tomó las proyecciones de crecimiento PBI de BCRP de 5% y 5,5% para los años 2009 y 2010 respectivamente⁷, no presentándose una proyección para el año 2011. Al respecto, y tal como se indicó en el Informe N° 0151-2009-GART, se consideró conveniente asumir conservadoramente que el crecimiento del año 2011 sea el mismo del año 2010; el cual ciertamente difiere del propuesto en el Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011 (revisado a agosto de 2008), toda vez que este último resultaba inconsistente con los eventos conocidos a marzo de 2009. Así las tasas de crecimiento contenidas en el Marco Macroeconómico Multianual 2009-2011 fueron de 7,0%, 7,2% y 7,5% para los años 2009, 2010 y 2011, respectivamente (tasas aproximadamente 2% superiores a las esperadas

⁶ Ver en http://www.economist.com/agenda/displaystory.cfm?story_id=13244897 el artículo "Recession proof" del 5 de marzo de 2009, en el cual expresa que para el año 2009 preveía un crecimiento en la economía peruana de 3,1% (versus las proyecciones oficiales de 5%), en tanto para el 2010, un crecimiento de 4,1%.

⁷ Página 26 del Reporte de Inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2009-2010. Marzo de 2009. Elaborado por el BCRP

luego de la crisis económica mundial del año 2008⁸). En este sentido, las tasas de crecimiento del PBI consideradas en el Informe N° 0151-2009-GART son consistentes con la información conocida a la fecha de expedición de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y, por tanto, no se encuentra fundamento para su modificación.

Finalmente, considerando lo señalado en el presente análisis y visto que los argumentos presentados por el recurrente no agregan mayor sustento a los puntos que ya fueron tratados en el Anexo A del Informe N° 0151-2009-GART, no amerita ser modificada la proyección de demanda según lo solicitado por ENERSUR.

2.1.3. Conclusiones

En razón de las consideraciones expuestas, este extremo del Recurso debe ser declarado infundado.

2.2. Costo Variable No Combustible (CVNC) aprobados por el COES-SINAC

2.2.1. Sustento del Petitorio

Señala ENERSUR que no se ha considerado los CVNC en el orden de mérito de costos utilizados por el COES-SINAC en la programación y ejecución del despacho y obtenidos de la aplicación de los Procedimientos N° 32, 33 y 34 del COES-SINAC, aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

Agrega que no es correcto que OSINERGMIN no cuente con información de cálculos de CVNC, pues indica que en el Estudio Tarifario Mayo 2007 se entregó los informes y hojas de cálculo de las Centrales Térmicas Bellavista, Calana, Chilina, Mollendo, Pacasmayo, Taparachi, Tumbes y Yarinacocha, y en el Estudio Tarifario Mayo 2008 se entregó los informes y hojas de cálculo de las Centrales Térmicas Aguaytía, Ventanilla y Chilca 1.

Asimismo, expresa que los valores de CVNC utilizados por OSINERGMIN en el modelo PERSEO corresponden en su mayoría a valores fijados antes del año 2002 y, por tanto, tienen costos de repuestos y de actividades de mantenimientos desactualizados que no corresponden a los costos vigentes que actualmente las empresas pagan por los mismos.

Por tanto, solicita se recalcule el Precio Básico de Energía considerando los CVNC aprobados por el COES-SINAC y utilizados en la programación y ejecución de la operación del SEIN por representar la mejor información disponible, resultado de la operación de las centrales en los últimos años.

⁸ Cabe señalar que tasa de de crecimiento del PBI del año 2011 considerada es concordante con el orden de magnitud de las proyecciones del Marco Macroeconómico Multianual 2010-2012, en cuyo escenario más optimista prevé un crecimiento de PBI de 5,8%.

2.2.2. Análisis de OSINERGMIN

En principio debe aclararse que los CVNC a los que hace referencia ENERSUR han resultado de la aplicación del Procedimiento N° 34 del COES-SINAC (Determinación de los Costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES), y no de los Procedimientos N° 32 (Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES) y N° 33 (Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES).

Respecto de la aplicación del mencionado Procedimiento N° 34 para el cálculo del CVNC, cabe señalar que los procedimientos del COES-SINAC se establecen como parte de su funcionamiento y organización, para efectos de las transacciones a corto plazo que realizan sus integrantes en el denominado mercado spot, tal como lo disponen los Artículos 13° y 14° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Es decir, los procedimientos del COES-SINAC no determinan metodología ni criterios para la determinación de los Precios en Barra, sino que dichos precios se fijan en función de lo dispuesto para el Sistema de Precios de la Electricidad, cuyo fundamento legal se encuentra en el Título V de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento ("Sistema de Precios de la Electricidad").

Lo señalado está reconocido expresamente en el mismo Procedimiento N° 34, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 516-2005-MEM/DM y modificado mediante Resolución Ministerial N° 080-2006-MEM/DM, cuyo numeral 1 indica claramente que su aplicación está limitada a la programación de la operación, el despacho y las correspondientes transferencias de energía activa.

En este sentido, no se encuentra fundamento para la aplicación de dicho Procedimiento en la determinación del CVNC aplicable para el cálculo de los precios regulados; más aún, si como resultado de la aplicación del Procedimiento N° 34 para unidades de un mismo modelo se utilizan costos y frecuencias de mantenimiento diferentes. En este sentido (con la finalidad de revisar los CVNC utilizados en la regulación de tarifas), tanto en las observaciones emitidas en el presente proceso a la propuesta de tarifas del Subcomité de Generadores del COES-SINAC (Informe N° 0008-2009-GART), como en los informes de observaciones de regulaciones pasadas, se ha venido solicitando que se entregue la información de precios eficientes promedio de mercado, así como las recomendaciones del boletín de servicio del fabricante actualizadas de cada unidad a evaluar; información que no ha sido remitida a OSINERGMIN ni en la regulación actual ni en la del año 2008 (con excepción de las unidades de Ventanilla, Chilca y Santa Rosa, cuyos CVNC figuran en el Informe N° 0151-2009-GART); por lo cual no se cuenta con fundamento para modificar los CVNC de las unidades termoeléctricas como lo requiere ENERSUR.

2.2.3. Conclusiones

En razón de las consideraciones expuestas, este extremo del Recurso debe ser declarado infundado.

2.3. Programa de Mantenimiento

2.3.1. Sustento del Petitorio

De acuerdo con ENERSUR, para el cálculo del Precio Básico de Energía con el modelo PERSEO, se debe considerar la demanda y el programa de obras históricos de acuerdo a lo establecido en el literal b) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

ENERSUR señala que al referirse (la LCE) a lo histórico se hace tanto en relación a la demanda como con relación al programa de obras y que por “histórico” debe entenderse a todo aquello que en la práctica ocurrió en el pasado y, en consecuencia, debe considerarse a todos los eventos ocurridos en la realidad, y que guarden relación con ambos conceptos, es decir oferta y demanda.

Señala ENERSUR que, para efectos de la demanda histórica, la misma tiene ineludiblemente como correlato la oferta histórica, es decir, la capacidad disponible del parque generador, no pudiendo obviarse esta variable, ya que la misma obedece a un dato objetivo de la realidad. En otras palabras, indica ENERSUR, el concepto que subyace en el Artículo 47° de la LCE no se limita a los mantenimientos programados, sino que abarca a todo evento ligado a la real disponibilidad de la oferta de generación.

Con relación al programa de obras histórico, ENERSUR indica que la citada norma no establece una distinción entre los tipos de programación existentes, por lo que cualquier tipo de programación, sea anual, mensual, semanal y/o diaria, debiera entenderse incluida en referido literal. Asimismo, señala ENERSUR, que lo programado tiene necesariamente como correlato lo ejecutado, ya que ello expresa con mayor certeza lo acontecido en la realidad.

Además, señala ENERSUR, que las variaciones en la programación del mantenimiento permiten al COES ajustar las necesidades de mantenimiento del parque generador a las circunstancias cambiantes de la realidad y, de esa manera asegurar la eficiencia del sistema con los recursos disponibles. Por ello, considera ENERSUR, que las variaciones en las programaciones no son necesariamente reveladoras de ineficiencia, como lo sostiene OSINERGMIN, sino que debe entenderse mas bien como el producto de la adaptación de dichos programas a la realidad cambiante de un Sistema Eléctrico que no tiene reserva y que, por ejemplo, no puede indisponer simultáneamente dos centrales ya que la ampliación en el mantenimiento de una central conlleva al retraso del mantenimiento de las demás centrales.

Al respecto, indica ENERSUR, que si los mantenimientos ejecutados no son aceptados por OSINERGMIN por considerar que dicha variable contraviene los criterios de eficiencia recogidos en la LCE, debiendo solamente tomarse en cuenta para la fijación tarifaria los mantenimientos programados, entonces, a entender de ENERSUR, no se estaría atendiendo a lo establecido en el literal b) del Artículo 47° de la LCE, cuando señala que para efectos de los doce (12) meses anteriores se debe considerar la demanda y el programa de obras históricos.

ENERSUR manifiesta que, no tomar el mantenimiento ejecutado como el correspondiente al año anterior, constituye un cambio conceptual significativo en la fijación tarifaria y considera que la modificación al literal b) del Artículo 47° de la LCE, no solamente estuvo dirigida a reducir las incertidumbres de las fechas de ingreso de nuevos proyectos de obras de generación y de la demanda proyectada, sino que además, con dicha modificación se quiso recoger información objetiva sobre el comportamiento histórico de la demanda y la generación, a efectos de fijar adecuadamente las tarifas.

De acuerdo con ENERSUR, la postura asumida por OSINERGMIN en el sentido de no incluir los mantenimientos ejecutados por considerarlos reveladores de ineficiencia, tendría como sustento la consideración de que el COES, al momento de la programación del mantenimiento, cuenta con información perfecta, lo cual, según ENERSUR, es un supuesto irreal, ya que el COES como coordinador de la operación, realiza la programación sobre la base de la información proporcionada por las empresas, pudiendo variar la misma, de acuerdo a lo informado por dichas empresas.

Asimismo, señala ENERSUR que el literal b) del Artículo 47° de la LCE no establece una distinción entre los tipos de programación existentes, por lo que no debe dejar de lado, a las programaciones de mantenimiento diario, ya que permiten, al COES, ajustar las necesidades de mantenimiento del parque generador a las circunstancias cambiantes de la realidad y, de esa manera, asegurar la eficiencia del sistema.

ENERSUR manifiesta que en el Informe N° 0151-2009-GART, Anexo E, para el caso de la C.T. Chilca 1 se han reducido los días de mantenimiento con respecto a los considerados en el programa de mantenimiento anual del año 2009, por lo que manifiesta que OSINERGMIN tiene un doble criterio ya que en unos casos considera el programa de mantenimiento anual y en otros casos no, por lo que señala que debe existir una uniformidad de criterios y no una discrecionalidad a la hora que OSINERGMIN evalúa los mantenimientos de las centrales.

Finalmente ENERSUR indica que, en ningún caso, la duración de los mantenimientos son prolongados por las empresas con la finalidad de aumentar la tarifa, sino que mas bien las empresas reducen al máximo los tiempos de los mantenimientos ya que el retraso en un día representa menores ingresos para las mismas.

2.3.2. Análisis de OSINERGMIN

Del análisis integral de este extremo del recurso de reconsideración, se encuentra que ENERSUR sustenta la misma, principalmente, en base a los siguientes argumentos:

- De acuerdo a lo establecido en el literal b) del Artículo 47° de la LCE, para el periodo correspondiente a los 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año se debe considerar la demanda y el programa de obras históricos, para efectos de la fijación de los Precios en Barra; entendiéndose por “histórico” a todo aquello que en la práctica sucedió u ocurrió en el pasado.
- Dado que la demanda histórica tiene ineludiblemente como correlato la oferta histórica, es decir la capacidad disponible del parque generador,

entonces el Artículo 47° de la LCE no se limita a los mantenimientos programados, sino que abarca todo evento ligado a la real disponibilidad de la oferta de generación.

- Finalmente, a fin de tomar en cuenta la real disponibilidad de la oferta de generación, ENERSUR señala que se debe utilizar el mantenimiento ejecutado de las centrales de generación.

Con relación al resto de argumentos de ENERSUR, estos se centran principalmente en mostrar la necesidad del COES de reprogramar los mantenimientos aprobados en el programa de mantenimiento anual.

Al respecto, se observa que resulta primordial establecer si el “programa de obras histórico” al que hace mención el literal b) del Artículo 47° de la LCE, incluye los mantenimientos ejecutados del parque generador. En ese sentido, se debe recordar que los numerales a), b) y d) del Artículo 47° de la LCE, fueron modificados mediante el Artículo 3° de la Ley N° 28447, de fecha 30 de diciembre de 2004⁹, habiéndose sustentado dichas modificaciones en la alta incertidumbre que existía para determinar la secuencia de entrada en operación de los proyectos de generación y proyección de demanda para los próximos cuarenta y ocho (48) meses y debido a esto se modificó los mencionados numerales a fin de utilizar los doce (12) meses previos a la regulación y una prospectiva de sólo veinticuatro (24) meses en lugar de cuarenta y ocho (48) meses.

Es decir, como se puede apreciar, dichas modificaciones sólo estuvieron orientadas a reducir las incertidumbres de estas dos variables (fechas previstas de ingreso de nuevos proyectos de obras de generación y de la demanda proyectada), pero no estuvieron orientadas a incorporar ineficiencias que pudieran surgir al ejecutar los mantenimientos previstos por las empresas, lo cual no sería coherente con un principio sustancial de la regulación previsto en el Artículo 42° de la LCE que obliga a que los precios regulados se estructuren de modo que promuevan la eficiencia del sector. De esto se desprende que la interpretación de incluir la totalidad de los mantenimientos ejecutados, sin importar su motivo, como parte del programa de obras histórico, excede la definición de la propia Ley.

Efectivamente, lo manifestado en el párrafo previo se sustenta en la lectura concordada de los literales a) y b) del Artículo 47° de la LCE. Así el literal a) señala que se debe determinar “un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período” [el subrayado es nuestro]. De ello se desprende que el “programa de obras” corresponde a

⁹ Los incisos originales señalaban:

- a) Proyectará la demanda para los próximos cuarentiocho meses y 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;
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;
- (...)
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;

instalaciones nuevas (obras) de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período. En consecuencia, respecto al literal a) señalado, no se puede considerar dentro del “programa de obras” a instalaciones ya en servicio.

De otro lado, el literal b) especifica que se debe determinar un programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio de treinta y seis meses (36), de los cuales los primeros doce (12) corresponden al año previo y los veinticuatro (24) siguientes son futuros. Asimismo, señala que respecto de los primeros doce (12) meses se considerará el programa de obras “histórico”.

Al respecto, debe notarse que para poder optimizar la operación (determinar un programa de mínimo costo) se requiere de un programa de obras para todo el periodo, denominado “factible”; en el caso del futuro, debido a que la fecha de puesta en servicio de las obras se encuentra sujeta a incertidumbre, y en el caso del pasado denominado “histórico”, debido a que sobre las obras concluidas no existe incertidumbre, sino una fecha concreta e histórica; no obstante, ello no modifica la naturaleza de lo que se entiende como programa de obras (un proyecto específico y una fecha de puesta en servicio). Sólo una vez establecido el programa de obras factible más el histórico, se puede proceder a determinar el programa de operación que minimiza los costos de operación y racionamiento.

De esta manera, OSINERGMIN está cumpliendo estrictamente lo dispuesto en el literal b) del Artículo 47° de la LCE al considerar en el plan de obras histórico, a aquellas obras que entraron en operación en los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo del año tarifario en curso.

Respecto al argumento de ENERSUR, en el sentido que la demanda histórica tiene ineludiblemente como correlato la oferta histórica, y por ende, el concepto que subyace en el Artículo 47° de la LCE no se limita a los mantenimientos programados, sino que abarca a todo evento ligado a la real disponibilidad de la oferta de generación, se puede apreciar que ENERSUR está confundiendo “programa de obras” con “programa de mantenimiento”.

Efectivamente, en el quinto párrafo de la página 5 de su Recurso de Reconsideración, ENERSUR menciona textualmente lo siguiente:

“Con relación al programa de obras histórico, la citada norma no establece una distinción entre los tipos de programación existentes, por lo que cualquier tipo de programación, sea anual, mensual, semanal, y/o diaria, debe entenderse incluida en este literal. ...” [el subrayado es nuestro].

En ese sentido, mientras que el literal a) del Artículo 47° de la LCE señala que programa de obras son un conjunto de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en el horizonte de regulación, el programa de mantenimiento sí posee una frecuencia de programación anual, con actualización (programación) mensual, semanal y/o diaria. La diferencia entre “programa de obras” y “programa de mantenimiento”, siempre fue clara, ya que en los diversos informes técnicos que han sustentado las resoluciones de Precios en Barra, estos dos rubros han sido tratados en secciones separadas de dichos informes técnicos.

En relación a la afirmación de ENERSUR referida a que las variaciones en la programación del mantenimiento permiten al COES ajustar las necesidades de mantenimiento del parque generador a las circunstancias cambiantes de la realidad y, de esa manera asegurar la eficiencia del sistema con los recursos disponibles, es necesario aclarar que OSINERGMIN no niega la inclusión de un programa de mantenimiento, lo que OSINERGMIN intenta, es que para garantizar eficiencia, la inclusión del programa de mantenimiento debe ser tal que minimice los costos de operación y racionamiento del periodo de estudio a que se refiere el Artículo 47° de la LCE.

En este sentido, siendo el caso que para efectos del cálculo tarifario se define un único escenario de demanda y un único escenario de obras, no existe la incertidumbre que señala ENERSUR y, por tanto, es completamente posible determinar el programa de mantenimiento que minimice el costo de operación y de racionamiento de dicho periodo de estudio.

En efecto, la característica principal de los embalses, de poder acumular agua en un determinado periodo de tiempo para su utilización en otro posterior, implica que el planeamiento de la operación de un sistema hidrotérmico (como el sistema peruano) tenga una estructura jerárquica ya que el horizonte de planificación depende de cuánto tiempo y en qué cantidad puede ser almacenado el recurso hídrico.

Si no se analiza el problema en un horizonte de tiempo definido, se tendría el impulso de descargar considerablemente los embalses con la finalidad de reducir los costos operativos presentes al reemplazar energía termoeléctrica (cara) por energía hidroeléctrica (relativamente más económica). La situación señalada conlleva a que mientras más agua se descargue en el tiempo presente, los costos futuros de operación serán más altos ya que la disminución del recurso hidráulico almacenado para estos periodos futuros ocasiona una mayor producción de generación termoeléctrica. El efecto contrario se obtiene si se descarga poca agua en el presente.

La situación anterior puede complicarse aún más si se tiene en cuenta qué tipo de año hidrológico se puede presentar, lo que adiciona incertidumbre al proceso. Por este motivo se hace imprescindible analizar un horizonte razonable de tiempo con la finalidad de establecer la mejor política de utilización de los recursos energéticos, tanto hidráulicos como térmicos.

Dentro de este proceso de planificación, las decisiones más importantes recaen en el mediano y largo plazo ya que es en este horizonte de tiempo donde se determina el régimen de utilización más adecuado de los reservorios de regulación anual y estacional que, por su magnitud, son los susceptibles de producir los mayores ahorros al sistema.

Cuando el COES-SINAC elabora los programas de operación de mediano y largo plazo, lo hace bajo las premisas previamente expuestas a fin de realizar una utilización eficiente de los recursos en los diferentes horizontes temporales que abarca la programación de la operación.

Como tarea conexas indisolubles al proceso de elaboración de los programas de operación de mediano y largo plazo, está también la determinación del Programa de Mantenimiento Anual y Mayor ya que dicha determinación y el establecimiento de la secuencia cronológica más apropiada en que deben ser realizados los mantenimientos contribuye a lograr el menor costo operativo,

sobre todo de las unidades más importantes del SEIN. En caso de no realizar esta labor, el COES-SINAC estaría incumpliendo una de sus funciones más importantes asignadas por ley¹⁰.

En consecuencia, las diferencias sustanciales observadas entre el mantenimiento que fue originalmente programado y el que finalmente se ejecutó, tal como se mostró en el Gráfico N° E.1 y la Tabla N° E.1 del Informe N° 0151-2009-GART (que sustentó los criterios, metodologías y procedimientos utilizados por OSINERGMIN en la fijación de los Precios en Barra para el período mayo 2009 – abril 2010), desvirtúan el planeamiento original de la operación del sistema que el COES hizo al momento de elaborar el Programa de Mantenimiento Anual, ya que si los planes previstos no se cumplen o tienen grandes desviaciones en su ejecución, esto traería como consecuencia que el programa de mantenimiento histórico no refleje el real objetivo que tiene el COES-SINAC por encargo de la ley (posición claramente sustentada por OSINERGMIN en los Informes N° 053-2007-GART, N° 0113-2007-GART, N° 0121-2008-GART y N° 0151-2009-GART).

Asimismo, la reprogramación de los mantenimientos que pueda efectuar el COES-SINAC debido a las circunstancias cambiantes de la realidad es completamente justificada en aplicación del Título IV de la LCE y su Reglamento, pues debe coordinar la operación del sistema y por tanto es obvio que debe ir actualizando sus programas para adaptarlos a la realidad cambiante quedando bajo su propia responsabilidad¹¹ el variar los programas de mantenimiento, de acuerdo a lo informado por las empresas; no obstante, la determinación de Precios en Barra se rige por el Título V de las normas antes mencionadas, y se basa en el reconocimiento de costos eficientes.

Finalmente, con relación al último párrafo de la página 6 del recurso de reconsideración, se aclara que no existe un doble criterio de OSINERGMIN, como menciona ENERSUR, ya que tal como se puede observar en la sección E.2 del Informe Técnico N° 0151-2009-GART, OSINERGMIN introduce modificaciones a los programas de mantenimiento correspondientes a los años 2009–2011, basado en criterios de eficiencia y considerando información histórica relevante.

Por todas las razones antes señaladas, no es correcta la pretensión de incluir mantenimientos históricos en la determinación de los Precios en Barra.

¹⁰ **Artículo 12° (Ley N° 28832).- Naturaleza del COES**

(...)

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

(...)

¹¹ **Artículo 116° (Reglamento de la LCE)**

(...)

El programa definitivo podrá ser reajustado por el COES, solamente cuando las circunstancias lo ameriten.

2.3.3. Conclusiones

En razón de las consideraciones expuestas, este extremo del Recurso debe ser declarado infundado.

2.4. Recorte de las Series Hidrológicas

2.4.1. Sustento del Petitorio

ENERSUR sustenta su pedido en base a los siguientes argumentos:

Según el recurrente, el cambio climático ha producido un impacto creciente y verificable sobre las precipitaciones, temperaturas y los caudales observados en las últimas décadas en cada una de las cuencas donde se establecen las unidades de generación hidroeléctrica del SEIN; afirma también que este cambio no ha sido gradual, sino que mas bien se ha presentado abruptamente en los últimos años.

ENERSUR señala que, a partir del año 1976 se ha presentando un descenso continuo en las precipitaciones pluviales de las cuencas de los ríos Vilcanota, Mantaro, Santa y Rímac. Asimismo, menciona ENERSUR que, en el caso del río Santa, dicho cambio se ha manifestado en variaciones en las descargas de los ríos y que en los ríos Rímac y Vilcanota, a un nivel de significancia del 5%, no se ha presentado un salto significativo en las descargas y que, para el río Mantaro está muy cerca de evidenciar cambios significativos de sus caudales. Al respecto, ENERSUR se hace la siguiente pregunta ¿Cómo es posible que los caudales en los ríos no cambien significativamente ante la presencia de una reducción de las precipitaciones?

Manifiesta ENERSUR que, si bien es cierto que no todas las cuencas muestran cambios significativos en sus caudales, en las principales cuencas, de acuerdo a sus estadísticas, se encontrarían muy próximos a estarlo, lo que, evidenciaría la creciente y continua distorsión en los caudales que exhiben las principales cuencas en los últimos años. Agrega ENERSUR que como las causas del cambio climático no están siendo remediadas y no se prevé cambios de actitud en el corto plazo, el escenario más probable es que las tendencias actuales continúen.

Finalmente, concluye ENERSUR que al existir significancia en los cambios experimentados en las series de caudales naturales en las principales cuencas de generación eléctrica, es necesario adoptar medidas que representen adecuadamente el caudal real de los sistemas hidrográficos, para lo cual solicita tomar en cuenta la propuesta de un recorte de las series hidrológicas que ingresan al modelo PERSEO con la finalidad de representar la disminución en la producción de energía en las centrales hidráulicas del SEIN.

2.4.2. Análisis de OSINERGMIN

Con relación al argumento de ENERSUR de que el cambio climático ha producido un impacto creciente sobre las precipitaciones, cabe señalar que este tema se ha debatido abundantemente en los Informes Técnicos N° 0437-

2007-GART, N° 0121-2008-GART (Anexo F.4), N° 0193-2008-GART (Anexo F.4), N° 0285-2008-GART (ítem 2.4), N° 0008-2009-GART (ítem 23.2), N° 0093-2009-GART (Anexo F) y N° 0151-2009-GART (Anexos F y Q). Al respecto, el clima y, como consecuencia las variables asociadas a él, ha fluctuado (variado), fluctúa, y fluctuará a lo largo de los años de manera no estacionaria y caótica, tal como se ha demostrado en la literatura señalada en los informes técnicos previamente mencionados, y sobre este proceso natural está la interferencia de la humanidad con el uso de la tierra, uso de infraestructura, etc. que contribuyen en mayor o menor proporción a las fluctuaciones naturales. La posición de que “*el clima ha cambiado...*” sin tener en cuenta otros conceptos, preguntas, discrepancias, etc. hacen y contribuyen a que el Informe de INFOCLIMA, utilizado como sustento por ENERSUR, entre en imprecisiones; por ejemplo, ENERSUR menciona “*Este cambio no ha sido de naturaleza gradual o constante, más bien se ha presentado abruptamente durante los últimos años*”. De esta afirmación no se entiende si dicho fenómeno al que ENERSUR alude se ha presentado abruptamente a lo largo de los últimos años o si se ha presentado abruptamente en distintos años en diferentes sitios, o si se ha presentado el año 1992.

Asimismo, con relación al párrafo del recurso de reconsideración de ENERSUR de que “*El cambio climático ha producido un impacto creciente y verificable sobre las precipitaciones, temperaturas y los caudales observados en las últimas décadas en cada una de las cuencas donde se establecen las unidades de generación hidroeléctrica del Sistema Interconectado Nacional*” [el subrayado es nuestro], es preciso señalar que esta aseveración no es aceptable pues no concuerda con la realidad. En efecto, los análisis realizados por INFOCLIMA adolecen de una serie de incertidumbres, son incompletos o no son concluyentes, y con algunos resultados puntuales que sí son obvios (como es el caso del Río Santa en la época de estiaje), el recurrente pretende extrapolarlos a todas las cuencas (parte subrayada donde se indica “*en cada una de las cuencas*”).

Con relación al comentario de ENERSUR de que, a partir de 1976, se ha presentado en algunas cuencas un continuo descenso en las precipitaciones pluviales, cabe indicar que, en los Informes Técnicos previamente citados, se han analizado los argumentos presentados, señalándose a continuación algunas incongruencias del sustento presentado por el recurrente:

- Se menciona que “*a partir del año 1976 existe un continuo descenso en la precipitaciones pluviales*” [el subrayado es nuestro], lo cual significa que si hay un continuo descenso, hay una tendencia, y si es una tendencia, entonces esta afirmación contradice lo previamente sustentado por ENERSUR cuando menciona que el cambio climático es abrupto.
- ENERSUR menciona: “*La pregunta que nos hacemos es ¿Cómo es posible que los caudales en los ríos no cambien significativamente ante la presencia de una reducción de las precipitaciones?*”. Con relación a ello, ENERSUR entra en contradicción ya que, después de 33 años del supuesto cambio abrupto y del supuesto descenso de las precipitaciones ya es suficiente tiempo para que los caudales también descendan; sin embargo, el propio ENERSUR afirma que no es así. Al respecto, los análisis de OSINERGMIN muestran lo siguiente: En el caso del Río Santa, los caudales en la época de estiaje si tienen un descenso significativo, pero no es así en el resto del año. Si se toma otro ejemplo,

los caudales del río Rímac tampoco han disminuido. Esto hace sugerir que los estimados de las precipitaciones del estudio de INFOCLIMA podrían no estar correctos, o que tampoco se toman en cuenta otros factores hidrológicos como el agua subterránea, la evapotranspiración, la interceptación, etc.

- Respecto al argumento referido a la aplicación de una prueba estadística a un nivel de significancia del 5% y que no hay evidencia de cambio, entonces lo lógico es esperar que llegue el año donde haya significancia estadística.

Por otro lado, lo que ENERSUR llama *“distorsión en los caudales que exhiben las principales cuencas en los últimos años”*, excepto en casos puntuales como ya se mencionó (el Río Santa en la época de estiaje), estos son más bien las variaciones (fluctuaciones) que normalmente ocurren con procesos estocásticos y caóticos. En efecto, hay años húmedos y hay años secos, aquí en nuestro país y en todas las partes del globo terráqueo.

Adicionalmente, es contradictoria la afirmación de ENERSUR de que *“Al existir significancia en los cambios experimentados en las series de caudales naturales en las principales cuencas, es necesario adoptar medidas que representen adecuadamente el caudal real de los sistemas hidrográficos”*, cuando previamente se mostró que, según el propio ENERSUR, las pruebas estadísticas no dan resultados significativos consistentes y que más bien *“están muy cerca de estarlos”*, con lo cual se estaría generalizando una situación particular.

Finalmente, es necesario precisar que en los Informes Técnicos previamente mencionados, OSINERGMIN señala que es hidrológicamente inconveniente el recortar la serie de datos de caudales como lo plantea el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (y cuya posición recoge ENERSUR), siendo lo correcto estudiar la forma de hacer más eficientes los estimados de los caudales teniendo en cuenta las variaciones climáticas e hidrológicas, para lo cual no basta con simplemente desechar información como lo propone ENERSUR, sino más bien utilizar toda la información disponible.

2.4.3. Conclusiones

En razón de las consideraciones expuestas, este extremo del Recurso debe ser declarado infundado.

3. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis del recurso presentado se puede concluir lo siguiente:

1. Declarar infundado el Recurso en todos sus extremos, por las razones señaladas en los apartados 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 y 2.4.2 del presente informe.

4. Referencias

A continuación se presenta una lista de los documentos, comprendidos en el análisis del Recurso, en los que se puede encontrar un mayor detalle para el interesado:

- Informe N° 0008-2009-GART “Observaciones al Estudio Técnico - Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para la regulación de mayo 2009”.
- Informe N° 0009-2009-GART “Observaciones al Estudio Técnico - Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la regulación de mayo 2009”.
- Informe N° 0093-2009 “Informe para la Prepublicación de los Precios en Barra (período mayo 2009 - abril 2010)”, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 039-2009-OS/CD que dispuso la publicación del proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período.
- Informe N° 0151-2009 “Informe para la Publicación de los Precios en Barra (Período mayo 2009 - abril 2010)”, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que fijó los Precios en Barra para dicho período.
- Recurso de Reconsideración interpuesto por ENERSUR S.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, el 06 de mayo de 2009.
- Informe N° 0235-2009, Análisis Legal sobre Recurso de Reconsideración interpuesto por ENERSUR S.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2009 – abril 2010.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe, dentro del rubro Procedimientos Regulatorios, Tarifas en Barra, “Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2009 - Abril 2010”.