

Declaran fundados en parte recursos de reconsideración y modifican la Res. N° 020-2013-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 066-2013-OS/CD

Lima, 25 de abril de 2013

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, de conformidad con el Artículo 47°, inciso e), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece que para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán, entre otros, los cálculos del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y de la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización prevista en el Artículo 79° de la mencionada Ley; asimismo, en el inciso f) del Artículo 47° se indica que determinarán el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el literal e) de dicho artículo. Finalmente se señala que, en caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional;

Que, conforme al inciso a), numeral V), del Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que para determinar el Precio Básico de la Potencia de Punta se debe, entre otros, determinar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema;

Que, con fecha 21 de febrero de 2013 fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD (en adelante "Resolución 020"), mediante la cual se fijó la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para el periodo del 01 de mayo de 2013 hasta el 30 de abril de 2017;

Que, con fecha 14 de marzo de 2013, las empresas Enersur S.A. (en adelante "Enersur") y Edegel S.A.A. (en adelante "Edegel") interpusieron recursos de reconsideración contra la Resolución 020.

2. ACUMULACIÓN DE PROCEDIMIENTOS

Que, el Artículo 149° de la Ley N° 27444, establece que la autoridad responsable de la instrucción, por propia iniciativa o a instancia de los administrados, dispone mediante resolución irrecurrible la acumulación de los procedimientos en trámite que guarden conexión.

Que, de la revisión de los recursos de reconsideración formulados por las empresas Enersur y Edegel, atendiendo a la naturaleza conexas de los petitorios contenidos en su recurso escrito y que dichos petitorios no confrontan intereses incompatibles, se considera procedente, que el Consejo Directivo de OSINERGMIN, disponga la acumulación de los procedimientos originados por la presentación de los citados recursos de reconsideración, a efectos de que sean tramitados y resueltos conjuntamente en una sola decisión;

Que, la acumulación en cuestión, cumple con el Principio de Eficiencia y Efectividad, contenido en el Artículo 10° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, por cuanto, procura la eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad en su conjunto;

3. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, Enersur y Edegel interponen recursos de reconsideración contra el Artículo 2° de la Resolución, que establece el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) como la diferencia entre el 33,3% y el porcentaje que, de la máxima demanda, representen las potencias firmes de las unidades de Reserva Fría de Generación, por los siguientes argumentos:

• El Artículo 6° del Decreto Legislativo 1041 (DL-1041) creó la compensación adicional por seguridad de suministro.

• Las centrales de reserva fría se remunerarán por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el Artículo 6° del DL-1041.

• El pretender descontar del porcentaje que, de la máxima demanda, representa la suma de las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación significa la reducción del Precio Básico de Potencia y con ello la eliminación del carácter de compensación adicional otorgado por Ley a la compensación de seguridad de suministro.

• El DL-1041 no ha modificado la forma de determinación del Precio Básico de Potencia, sino que ha creado una compensación adicional a cargo de los usuarios. Por lo cual agregan, que si bien OSINERGMIN puede fijar el MRFO no puede contravenir el DL-1041, porque consideran que restar la reserva fría en el cálculo de este margen modifica ilegalmente el carácter adicional de la compensación adicional por seguridad de suministro. En este caso reiteran que el régimen de reserva fría de generación es un régimen especial e implica un pago a cargo de los usuarios adicional al pago del Precio Básico de la Potencia en Punta.

• Adicionalmente a estos argumentos agregan que en la fijación contenida en la Resolución no se ha tomado en cuenta el Principio del Análisis de Decisiones Funcionales establecido en el Artículo 13° del Reglamento General de OSINERGMIN, al considerar que el MRFO fijado en la Resolución dejará de remunerar la reserva prestada por unidades existentes y consecuentemente éstas tendrán que retirarse del sistema, con lo cual se pondría en riesgo el mismo desarrollo del mercado y el suministro con calidad a los usuarios.

Argumentos adicionales planteados por Enersur en el uso de la palabra

• De acuerdo con la exposición de Enersur, se aprecia que solicita que, de considerarse dentro del cálculo el porcentaje de las unidades de reserva fría, éste debe ser único para todo el periodo de 4 años.

• Indica Enersur que la Resolución 020 crea la figura de descontar del MRFO la reserva fría que luego es aplicada con error en el proceso de Tarifas en Barra. Entiende del Artículo 126° del RLCE, que el MRFO se debe fijar una vez cada cuatro años, y no corresponde ser modificado a lo largo del año, pudiendo incluirse dentro de la metodología las unidades de Reserva Fría, pero fijándose un único MRFO.

• La recurrente explica que en el procedimiento de fijación de las Tarifas en Barra, se incluye una fórmula de actualización que contraviene la Segunda Disposición Complementaria de la Ley N° 28832, toda vez que ocasiona que el Precio en Barra disminuya y ello hará diferir en más de 10 % del precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones. De igual modo, refiere Enersur, que la inclusión de la fórmula de actualización, vulnera el Artículo 154° del RLCE, que no admite la posibilidad de incorporarlo.

3.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, del contenido del recurso de los recurrentes, se indica que el Regulador no estaría cumpliendo con el mandato dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1041 y en el Decreto Supremo N° 001-2010-EM, por cuanto, no se respetaría el carácter adicional de la compensación, dado que el régimen de Reserva Fría implicaría un pago a cargo de los usuarios adicional al pago del Precio Básico de la Potencia en Punta;

Que, al respecto, debemos hacer mención que OSINERGMIN cumple estrictamente con el principio de legalidad, puesto que cifiere su actuación con respeto a la Constitución, a la Ley y al Derecho, en particular, nos referiremos a los dispositivos citados por los recurrentes, por tanto, la conclusión que sostienen los recurrentes, sobre este extremo, carece de fundamento;

Que, el Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 dispone:

"Artículo 6°.- OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento."

Que, del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 se desprende que el pago de una compensación adicional, tiene por objeto retribuir los costos que permitan operar al generador eléctrico que utiliza gas natural, con otro

combustible alternativo. En ello, deriva el carácter adicional, toda vez que la inversión ordinaria de dicho generador es remunerada mediante las tarifas de generación, mientras que la inversión "extra" (por dualidad) que le permite operar con otro combustible, **es remunerada adicionalmente mediante una compensación por seguridad de suministro**.

Que, desde la publicación del citado Decreto Legislativo, OSINERGMIN ha acogido y fijado en la regulación de los Precios en Barra, el Cargo Unitario por Seguridad de Suministro (en adelante "CUCSS"), el cual se incorpora dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión, a efectos de remunerar el pago por dualidad. Hasta aquí, se advierte el cumplimiento cabal del Decreto Legislativo N° 1041;

Que, por otro lado, el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 001-2010-EM, establece:

"Artículo 1.2.- Los costos de inversión, operación y mantenimiento que resulten de las licitaciones referidas en el numeral anterior [licitaciones de Reserva Fría conducidas por PROINVERSIÓN], deberán considerarse por OSINERGMIN como parte de la compensación adicional a que se refiere el Artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041."

Que, en ese sentido, cuando el dispositivo normativo hace mención a los costos de inversión y de operación y mantenimiento adjudicados, se refiere a los costos totales de una central de reserva fría. Es decir, el pago íntegro resultante en las licitaciones, será cubierto mediante la compensación adicional a que se refiere el Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041. El Decreto Supremo N° 001-2010-EM, asimila el régimen de Reserva Fría al pago que ya se venía desarrollando por mandato del Decreto Legislativo N° 1041;

Que, este mandato también es cumplido por OSINERGMIN, pues tal como se podrá apreciar de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, la cual fija los Precios en Barra a partir de mayo de 2013, ha introducido dentro del CUCSS el cálculo que permite el pago de la Reserva Fría de Generación, por tanto el Regulador ha cumplido escrupulosamente con lo ordenado por las normas citadas por Enersur y Edegel;

Que, como se podrá apreciar, OSINERGMIN cumple con fijar como cargos adicionales los pagos por dualidad, así como los correspondientes a las Centrales de Reservas Frías, por lo que se está dando un fiel y estricto cumplimiento al Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041, así como del Decreto Supremo N° 001-2010-EM;

Que, ahora bien, de la lectura de las normas antes citadas, no se desprende, como afirman de modo incorrecto los recurrentes, que dichos cargos adicionales, deben ser compensados adicionalmente de la remuneración que establece el Precio Básico de la Potencia de Punta; dichas normas en ningún sentido hacen alusión directa o indirectamente al mencionado precio. Asimismo, dado que las centrales de Reserva Fría, están siendo remuneradas totalmente mediante un cargo adicional, resultaría incorrecto que a su vez, sean remuneradas mediante otro mecanismo, cualquiera fuera el caso;

Que, de esta manera, el objeto de la controversia planteada por los recurrentes, consiste en la forma de calcular el MRFO, en especial, si debe o no restarse la Reserva Fría como parte de su cálculo, lo cual se tratará a continuación;

Que, si bien el descuento de la Reserva Fría en el MRFO originará una reducción en el Precio Básico de Potencia, es necesario aclarar que el Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece en su literal f) que el Precio Básico de Potencia de punta considera como límite superior la anualidad de la unidad más económica para suministrar la potencia adicional durante las horas de máxima demanda del sistema y que en caso que la reserva sea insuficiente este precio puede considerar un margen adicional;

Que, el principio fundamental asociado a esta disposición es que, por cada unidad de potencia firme, hasta el límite del margen de reserva requerido por el SEIN, cada generador reciba una remuneración equivalente al costo unitario de inversión en la unidad de punta. No obstante, dado que es la demanda existente la que paga por toda esta generación, y para que se recaude el dinero suficiente para remunerar a estas unidades, se dispone que a este costo unitario de inversión se le multiplique por un factor equivalente a uno más el denominado MRFO, y a esto se le denomina Precio Básico de Potencia. Es decir, la finalidad del MRFO es de asegurar se recolecte el dinero suficiente para remunerar a toda la potencia firme hasta el límite del margen de reserva que se determinó como necesario para garantizar seguridad en el SEIN considerando eficiencia económica;

Que, tal es así que el literal c) del Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que OSINERGMIN fijará el Margen de Reserva Firme Objetivo cada 4 años y de acuerdo con el criterio de eficiencia económica y seguridad, el cual es incluido para el cálculo del Precio Básico de Potencia. Sobre el particular, se ha determinado que para contar con un sistema eléctrico que garantice seguridad (una determinada energía no suministrada esperada) y eficiencia económica (menor costo) se requiere que el SEIN disponga de 33,3% de capacidad excedente sobre la máxima demanda (margen de reserva);

Que, hasta antes del Decreto Supremo N° 001-2010-EM y la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, que crean el régimen de Reserva Fría y lo asimilan al Decreto Legislativo N° 1041, todo el margen de reserva se remuneraba exclusivamente a través del Precio Básico de Potencia; no obstante dicha situación ha sido modificada y ahora parte de esta reserva es remunerada por los usuarios a través del peaje por transmisión mediante el mecanismo de Reserva Fría; debiendo por tanto la diferencia entre el margen de reserva de 33,3 % y el margen que representa la Reserva Fría ser remunerada mediante el sistema de transferencias asociado al Precio Básico de Potencia que pagan también los usuarios de electricidad;

Que, en el caso de no tomar en cuenta este aspecto al determinar el MRFO, el usuario del SEIN estaría pagando doblemente, debido a que como ya se explicó, éste pagará a través del peaje por transmisión parte de la reserva bajo el régimen de Reserva Fría, lo cual está claramente sustentado en el numeral 2.1.2 del Informe N° 056-2013-GART, que sirvió de sustento a la Resolución 020, y cuyo doble pago efectivamente contraviene lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, con relación a que el MRFO fijado en la Resolución originará que existan centrales de generación que dejarán de remunerar el pago de potencia y que presentan reserva, se debe precisar que este problema que menciona la recurrente no se debe al MRFO fijado, sino que deriva del mecanismo de remuneración de potencia establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el que efectivamente no incentiva el ingreso de nuevas centrales de generación ni tampoco se remunere a centrales que por su característica son de reserva. En este caso, la solución a este problema no consiste en no descontar del MRFO el porcentaje que, de la máxima demanda, representa la suma de las potencias firmes de la Reserva Fría de Generación, conforme solicita el recurrente, sino la modificación al mecanismo de remuneración de potencia;

Que, por este motivo, no resulta apropiada la cita que realizan las recurrentes al Principio del Análisis de Decisiones Funcionales, pues como ya ha sido señalado anteriormente, dado que la Reserva Fría de Generación está siendo remunerada totalmente mediante un cargo adicional, resultaría incorrecto que a su vez, la reserva que brindan éstas sea remunerada mediante otro mecanismo, cualquiera fuera el caso, como el MRFO; siendo que en el supuesto que se dejen de remunerar centrales de generación, ello no obedece a la fijación del MRFO, sino exclusivamente al mecanismo de remuneración de potencia que se encuentra establecido en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme se indicó en el considerando anterior;

Que, por lo expuesto, los argumentos de Enersur, en la primera parte de su recurso, y de Edegel, carecen de sustento. Con relación a la segunda parte de los argumentos de Enersur, se tiene lo siguiente:

Que, el literal c) del Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, establece que el MRFO deberá ser fijado por un periodo de cuatro (4) años y no como un valor numérico ni valor único por 4 años según argumenta Enersur. Al respecto, aunque es cierto que anteriormente el MRFO fijado por OSINERGMIN había sido un valor por ese periodo, es necesario precisar que en los anteriores procesos de fijación del MRFO, no se presentaron los regímenes especiales como los que tienen las unidades de Reserva Fría de Generación, motivo por el cual, en este momento, en la determinación del MRFO se ha tomado en cuenta el efecto de la Reserva Fría considerando la oportunidad de su ingreso al sistema; tal como se ha explicado en líneas precedentes y en el Informe N° 056-2013-GART que sustentó la Resolución que aprobó el MRFO;

Que, no obstante lo anterior, y atendiendo a que uno de los aspectos objetados por Enersur consiste en la incertidumbre (por su alta volatilidad) en la remuneración del pago de la Potencia, que ocasiona esta fijación del MRFO; es de apreciar que, efectivamente, como ya fue

dicho, el MRFO es un elemento que se aplica anualmente en la determinación del Precio Básico de Potencia como parte de los Precios en Barra, por lo que resulta conveniente darle mayor estabilidad a la tarifa así determinada durante su vigencia (1 año), y se evite de esta manera variaciones excesivas que afecten tanto a los generadores como a los usuarios de electricidad;

Que, al respecto, a fin de evitar variaciones que originen incertidumbre en la tarifa antes señalada, se modificará la Resolución 020, estableciéndose que el valor resultante de la diferencia a que se hace mención en el Artículo 2° de dicha Resolución, se efectúe únicamente con la información al 31 de marzo de cada año, para efectos de su utilización en la Fijación de los Precios en Barra, oportunidad en la que también se realiza la comparación de precios, que establece la Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD, "Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados";

Que, respecto al pedido de fijar un único valor de MRFO por el periodo de 4 años, donde ya se incluya el descuento de las unidades de reserva fría, además que se fundamenta en la interpretación errada de que el Artículo 126° del RLCE exige se establezca un único valor. Al respecto, esta propuesta incorporaría una probabilidad de error no deseable en la determinación de dicho valor dado que, de manera anticipada, se estaría considerando como un hecho indefectible la entrada en operación de las unidades de Reserva Fría en las fechas establecidas en sus contratos, sin tomar en cuenta las incertidumbres inherentes al ingreso de las unidades generación lo que podría afectar ya sea al generador o al usuario por un subingreso o un sobrepago, respectivamente, en el caso del adelanto o prórroga de una de estas fechas por situaciones no previstas;

Que, Enersur cuestiona finalmente la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD (en adelante Resolución 053), que fijó los Precios en Barra. En especial, cuestiona la inclusión del MRFO en la fórmula de actualización de los Precios en Barra ya que ello, sostiene, vulnera el Artículo 154° del RLCE, que no admite la posibilidad de incorporarlo;

Que, sobre el particular, si bien la fórmula de actualización aprobada no es materia directa de lo establecido en la resolución recurrida; es necesario señalar que, toda vez que los recursos de reconsideración ameritan la modificación de la Resolución 020, corresponde modificar de oficio la Resolución 053, a efectos de incorporar los efectos de la aplicación del MRFO, en los Precios en Barra actualmente establecidos;

Que, por lo expuesto, los recursos de reconsideración interpuestos por Enersur y Edegel, deben ser declarados fundados en parte;

Que, finalmente, con relación al recurso de reconsideración se han expedido los Informes N° 183-2013-GART y N° 0184-2013-GART, elaborados por la Asesoría Legal Interna y la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, formando parte integrante de la misma, cumpliéndose de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM en el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, y en su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, y estando a lo acordado por el Consejo Directivo del OSINERGMIN en su Sesión N° 12-2013.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Disponer la acumulación de los procedimientos administrativos iniciados, como consecuencia de la interposición de los recursos de reconsideración presentados por las empresas: Enersur S.A. y Edegel S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD.

Artículo 2°.- Declarar fundados en parte los recursos de reconsideración interpuestos por Enersur S.A. y Edegel S.A.A., contra la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD, por los fundamentos expuestos en el numeral 3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Incorporar a la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD, el siguiente Artículo 4°:

"Artículo 4°.- El valor resultante de la diferencia a que se hace mención en el Artículo 2° de la presente resolución,

se aplicará únicamente con la información al 31 de marzo de cada año, para efectos de su utilización en la Fijación de los Precios en Barra."

Artículo 4°.- Modificar el numeral 1.1 y numeral 2 del Artículo 2° de la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, por lo siguientes:

"1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} & (1) \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} & (2) \\ \text{FTC} &= \text{TC} / \text{TCo} & (3) \\ \text{FPM} &= \text{IPM} / \text{IPMo} & (4) \end{aligned}$$

Cuadro N° 5

Sistema	A	b
SEIN	0,7631	0,2369

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 10 se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{PPM1}_{\text{ef}} = \text{PPM0}_{\text{ef}} + \text{PPM0} * (\text{FAPEM}-1) \quad (6)$$

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en \$/kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en \$/kW-mes.
- PPM0_{ef} = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en \$/kW-mes.
- PPM1_{ef} = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef} actualizado, en \$/kW-mes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA - TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo = Tipo de Cambio inicial igual a \$/ 2,589 por US Dólar.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 207,345341
- FAPEM = Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución."

"2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y separadamente:

a. Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FAPCSPT y Factores de Actualización de Peajes de los SST y/o SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización. Por otro lado, la actualización del factor "p" no implicarán la actualización del resto de precios en el SEIN.

b. Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) en cualquiera

de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM), el Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El PGN, el PCB y el factor p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por OSINERGMIN con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización, con excepción de los Cargos de Peaje por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN que deben ser redondeados a tres decimales."

Artículo 5°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con los Informes N° 183-2013-GART y N° 0184-2013-GART, en la página Web de OSINERGMIN. www.osinergmin.gob.pe.

CARLOS BARREDA TAMAYO
Vicepresidente del Consejo Directivo
Encargado de la Presidencia

930596-2

Declaran infundado recurso de reconsideración interpuesto contra la Res. N° 020-2013-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 067-2013-OS/CD

Lima, 25 de abril de 2013

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, de conformidad con el literal e) del Artículo 47°, del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, se establece que para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán, entre otros, los cálculos del tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y de la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización prevista en el Artículo 79° de la mencionada Ley;

Que, asimismo, en el literal f) del Artículo 47° se indica que determinarán el Precio Básico de la Potencia de Punta, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el literal e) de dicho artículo. Finalmente se señala que, en caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional;

Que, conforme lo dispone el numeral V) del literal a) del Artículo 126° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, se establece que para determinar el Precio Básico de la Potencia de Punta, entre otros, OSINERGMIN deberá determinar la Tasa de Disponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; es así que, en concordancia con esta disposición, con fecha 21 de febrero de 2013 fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución OSINERGMIN N° 020-2013-OS/CD (en adelante "Resolución 020"), mediante la cual se fijó la Tasa de Disponibilidad Fortuita (TIF) y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) para el periodo del 01 de mayo de 2013 hasta el 30 de abril de 2017;

Que, con fecha 14 de marzo de 2013, el Sr. Pedro Enrique Saravia Torres (en adelante "Sr. Saravia") interpuso

recurso de reconsideración contra la Resolución 020, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

2. EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1. SUSTENTO DEL PETITORIO

Que, el Sr. Saravia solicita que se revise el Margen de Reserva Firme Objetivo en base a que tiene las siguientes observaciones con respecto al contenido del Informe N° 056-2013-GART:

a) La información base utilizada por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante "GART") para realizar las corridas y simulaciones, referida al incremento de la oferta durante el periodo 2009 al 2012, es inexacta, dado que difiere de la publicada por el COES y de la data utilizada por la GART, lo cual conlleva a que se incurra en error;

Sustenta su observación en que el texto descrito en el numeral 2.1 del Informe N° 056-2013-GART, no coincide con la información de potencias efectivas de las centrales de generación publicada por el COES para los años de 2010, 2011 y 2012;

b) Observa que la GART no tiene una metodología definida para establecer el MRFO, dado que para el periodo 2004-2008 define al MRFO como "la relación porcentual de largo plazo entre la potencia firme y la demanda máxima del sistema" mientras que en el estudio para el periodo 2008-2012 no define dicho parámetro; sin embargo la metodología de cálculo es totalmente distinta;

Sustenta su observación presentando un cuadro con las comparaciones del MRFO para los años del 2009 al 2012;

c) En el procedimiento de cálculo del MRFO se utiliza el factor de indisponibilidad fortuita (FIF) que usa el COES donde éste asume una duración máxima de 7 días; mientras que la GART lo considera con periodos superiores a los establecidos por el COES, con lo cual distorsiona el resultado;

Además, las simulaciones realizadas con el modelo Perseo solo brindan valores esperados o promedios de todas las secuencias hidrológicas;

d) Para la determinación del Margen de Reserva Óptimo, la GART utiliza cifras muy conservadoras y tampoco toma en consideración factores tales como la de una prolongada salida del ducto así como que hay muchas unidades de generación que no tienen asegurado el suministro de gas; hechos que deberían obligar a considerar un margen de reserva superior al establecido en la Resolución materia de la presente reconsideración;

Sustenta esta observación en que las unidades que no tienen asegurado el suministro de gas natural, dan una potencia indisponible de 1 927,05 MW;

e) Similar situación observa con la data utilizada para realizar el pronóstico de la demanda y que se utiliza información de potencia firme no real;

Sustenta esta observación en una comparación de máxima demanda anual proyectada para el periodo 2009 al 2012 y un gráfico donde se presenta que las potencias firmes de las centrales hidroeléctricas, son superiores a las máximas generadas mensualmente;

Que, el Sr. Saravia concluye que el Informe N° 056-2013-GART debe ser revisado en su totalidad, y por ende la Resolución 020, y que se debe utilizar datos reales para obtener un valor de MRFO real y objetivo.

Que, asimismo agrega que la determinación del valor MRFO es importante, primero porque permite remunerar por potencia a los generadores, y por ende tiene impacto en las tarifas; segundo y más importante aun es por temas de seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) dado que es un principio rector que el marco legal del sector eléctrico obliga a priorizar ante cualquier situación; lo cual implica que todos los agentes del sector eléctrico deben velar ante y sobre todo por la seguridad del SEIN; y por tanto la GART debería ser uno de los principales entes en resguardar y velar porque SEIN tenga condiciones adecuadas de seguridad;

Que, finalmente, menciona que el informe N° 050-2013-GART comete un error al pretender comparar el MRFO con la tarifa, cuando ciertamente no es una tarifa, pero sí efectivamente impacta en la tarifa y por ende afecta al usuario final.

2.2. ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, respecto de las observaciones realizadas al Informe N° 056-2013-GART, se precisa lo siguiente:

a) Con relación a la información base utilizada para el Informe N° 056-2013-GART, es necesario precisar que dicha