

Alberto Martin Ruiz Barrios

Asunto: RV: Publicación del Proyecto de Modificación del PR-22 "Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia"
Datos adjuntos: Carta COES D-865.pdf

De: Leonardo Dejo [<mailto:ldejo@coes.org.pe>]

Enviado el: jueves, 15 de agosto de 2019 16:50

Para: PRCOES <PRCOES@osinergmin.gob.pe>

CC: Milagros Velasquez <mvelasquez@coes.org.pe>

Asunto: RV: Publicación del Proyecto de Modificación del PR-22 "Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia"

Atención: Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya

Adjunto documento con las observaciones del COES respecto al proyecto publicado de modificación del PR-22.

Atentamente,



Leonardo Dejo Prado
Director Ejecutivo (e)

Manuel Roaud y Paz Soldán 364, San Isidro, Lima – Perú

+51 1 611 8585 Anexo 510

www.coes.org.pe



San Isidro, 15 de agosto de 2019

COES/D/DO-865-2019

Ingeniero
Jaime Mendoza Gacon
Gerente de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Presente.-

Asunto: **OPINIONES Y SUGERENCIAS AL PROYECTO DE MODIFICACION DEL PROCEDIMIENTO TECNICO COES N° 22 "RESERVA ROTANTE PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA"**

Ref.: Resolución Osinergmin N° 132-2019-OS/CD

De mi consideración:

Me dirijo a usted con relación a la Resolución de la referencia mediante la cual se dispone un plazo de veinte (20) días calendario para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, respecto a la publicación del proyecto del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (en adelante PR-22).

De la revisión, se ha evidenciado que las principales propuestas de modificación realizada por nuestra empresa han sido desestimadas; por lo expuesto, mediante la presente reiteramos nuestra posición y observamos la propuesta de modificación de la referencia, exponiendo los motivos de cada una de las observaciones:

Observación N° 01

Reiteramos la propuesta de eliminación del mecanismo de Provisión Base:

Sustento:

En el sustento Técnico – Económico – Legal que presentó el COES, se realizó el Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) respecto a la eliminación de la Provisión Base y las subastas, sustentando la identificación del Problema, las alternativas de solución, el análisis detallado de los impactos de la alternativa de solución seleccionada y el monitoreo y evaluación correspondiente.

El COES manifestó y desarrolló la argumentación de la problemática de los sobrecostos operativos asociados a la Asignación de RSF vía Provisión Base, la problemática de la Interpretación y Precisión del PR-22; así mismo, COES sustentó la eliminación de la Provisión Base y las subastas por simplificación administrativa, identificando claramente que el aseguramiento de una reserva para RSF de largo plazo fue concebida como un mecanismo de creación y desarrollo de un mercado inexistente, para lo cual la Provisión Base se constituía como una señal de inversión debido a la incertidumbre de la asignación si toda la reserva secundaria se asignara en el Mercado de Ajuste. Así mismo, y como señal de mercado adicional, el COES detalla que, a la fecha, el mercado de RSF posee madurez

y suficiencia en número de URS que pueden brindar el servicio, observándose un aumento en la competencia, teniéndose como resultado que se podría migrar a un único Mercado de Ajuste sin inconveniente alguno.

Cabe mencionar que la argumentación de COES se sustentó en el desarrollo de programas de simulación en GAMS que evaluaron la competencia, tomando en cuenta variaciones de la valoración al riesgo, estadísticas, simulaciones de costos de operaciones, simulaciones para tres tipos de comportamientos de las URS: Competitivos, Semi-competitivos y Cartelistas, cuantificación de la reducción del costo marginal de RSF que se experimentaría si en el sistema existiese mayor competencia en el mercado de RSF, referencias de experiencias internacionales (EEUU y Mercados Europeos) y referencias a trabajos de investigación.

Adicionalmente, se recibieron seis (06) observaciones de parte de Osinergmin respecto a la eliminación de la Provisión Base y las subastas, en su sustento Técnico Legal. Las observaciones eran referidas a presentar mayor evidencia de los sobrecostos operativos de la Provisión Base, mayor argumentación de la simplificación administrativa de la eliminación de la Provisión Base, mayores referencias internacionales respecto a la competitividad de los mercados de RSF, mayor argumentación del perfeccionamiento regulatorio y mayores detalles de los programas de simulación en GAMS. El COES respondió todas las observaciones mencionadas con las argumentaciones adicionales requeridas.

Por lo expuesto, reiteramos nuestra posición de eliminar la Provisión Base Firme y las subastas.

Si perjuicio de lo previamente expuesto, en el caso que Osinergmin mantenga la Provisión Base, consideramos que asignar este tipo de reserva por un año es excesivo, por lo que se recomienda considerar periodos de asignación más cortos (entre un (01) mes a seis (06) meses)

Observación N° 02

Reiteramos la propuesta de eliminación del Costo de Oportunidad (CO) como derecho de cobro de las URS que brinden RSF y permitir que las ofertas interioricen todos los costos.

Sustento:

En las observaciones realizadas por vuestra representada a la propuesta de modificación del COES, Osinergmin sugería que dicha propuesta debería considerar una modificación en el cálculo del CO debido a los beneficios que obtienen las URS hidráulicas respecto a todas las demás centrales en los periodos en los que la generación de la URS en el despacho con RSF es mayor a la del despacho sin RSF.

Al respecto, en nuestras respuestas manifestamos que, en efecto, concordábamos con Osinergmin que este beneficio adicional debería descontarse en el cálculo del CO, sin embargo, dicho descuento presentaba una serie de inconvenientes que hacían que se presentasen diversas inconsistencias en los cálculos de las alternativas analizadas, las cuales hacían poco predecible los resultados a obtenerse, como por ejemplo:

- a) Ineficiencia de la Energía
- b) Traslado de la Energía diaria
- c) Impacto de los Reprogramas
- d) Periodos de asignación de Regulacion Secundaria de Frecuencia
- e) Desviaciones de los despachos con Regulacion Secundaria de Frecuencia y sin Regulacion Secundaria de Frecuencia

Estas inconsistencias se desarrollaron en detalle en el documento de respuesta a las observaciones presentadas por Osinergmin.

En ese sentido, el COES propuso un nuevo esquema de Costo de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), debido a que el CO vigente en el PR-22, fue conceptualizado en un marco donde aún no existía el mercado de RSF como tal, con la finalidad de quitar todo posible riesgo a una declaración de precios que tendría una vigencia de 3 años (Provisión Base) dado que para brindar el servicio de RSF deberían de reducir su potencia de despacho. Al respecto, el actual panorama ha cambiado totalmente, contando a la fecha el sistema con numerosas URS habilitadas para lo cual se puede introducir la competencia en el corto plazo sin la necesidad de tener que asegurar, a precio firme, una magnitud de reserva para RSF por un largo periodo de tiempo.

Este nuevo esquema consiste en permitir que el generador internalice las posibles pérdidas de costo de oportunidad que se puede tener, dentro de su oferta, lo cual evita las inconsistencias previamente señaladas promoviendo la competencia con señales de precios más cercanos a los reales. Por ejemplo, en el esquema actual, si los generadores ofrecen un precio de "cero", se podría pensar que ese es el costo del servicio, pero la realidad es que el costo de oportunidad de estos generadores puede ser muy alto, aspecto que sólo se conoce de manera ex post; adicionalmente, en optimización conjunta, al modelo le será indiferente asignar reserva para RSF a estas unidades con precio cero ya que, al tener un precio de cero, no tendrá impacto en esta parte de la función objetivo del problema de optimización.

En el mismo documento de respuesta a observaciones presentados por Osinergmin, se desarrolló el análisis de impacto de la propuesta de COES, resaltando el escenario de competencia con un precio único del servicio y, dada la cantidad de URS presentes, evidenciándose la libre competencia y la eficiencia energética.

Observación N° 03

Respecto al cambio del esquema de pago del costo del servicio, el COES propuso que el costo del servicio sea pagado por las centrales RER no convencionales (RER-NC) en proporción a su producción y por los Participantes del MME en función a sus retiros del MCP. Dicha propuesta fue descartada por OSINERGMIN.

Al respecto, debemos recordar que el PR-22 establece que parte de la magnitud total de reserva para RSF se debe a las desviaciones de los pronósticos de generación de las RER-NC. En referencia a ello sugerimos a OSINERGMIN, considerar la propuesta del COES indicada en el párrafo anterior con las siguientes mejoras:

- Que esta parte de la magnitud total de reserva para RSF no solo sea determinada en función a las desviaciones de los pronósticos de generación de las RER-NC, sino que sea determinada en función a las desviaciones de pronóstico de todas las centrales que tiene prioridad en el despacho, es decir de las que se despachan en función a sus pronósticos de generación. En consecuencia, la magnitud de reserva para RSF atribuible a las desviaciones de los pronósticos de generación, deben ser pagadas en proporción a las desviaciones que presenten dichas centrales de generación.
- Se deberá considerar que, los pronósticos de generación entregados por las empresas para el programa diario podrán ser corregidos en las reprogramaciones, cuyos nuevos valores serán considerados para evaluar sus desviaciones.
- En ese sentido, en los periodos en los cuales, las centrales no hayan tenido desviaciones en tiempo real, no deberán pagar por este concepto.

Este mecanismo permite asignar los costos del servicio a quienes efectivamente lo motivaron, además incentiva a las empresas a mejorar sus pronósticos de generación para el programa diario y para las reprogramaciones en tiempo real.

Anexo

Sin Perjuicio de lo expuesto, en el cuadro anexo a la presente comunicación, detallamos observaciones adicionales al proyecto de modificación del PR-22, con la finalidad que se tomen en consideración para la realización de la versión final del Procedimiento Técnico mencionado.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



.....
Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO (e)
COES

C.c.: SEV

OBSERVACIÓN	NUMERAL	OBSERVACIÓN	SUSTENTO																																																									
04	9.7.8	<p>Se sugiere precisar que la asignación a cada unidad de generación dentro de una URS sea realizada con posterioridad al proceso de optimización conjunta. En ese sentido, se propone modificar la redacción del numeral:</p> <p>“El COES realizara una asignación conjunta del PDO con la RRSF publicando tras ello la información de la Reserva Asignada a cada unidad de generación dentro de la URS. (...)”</p>	<p>Obligar a modelar los grupos de una central hidráulica impacta negativamente en el tiempo de ejecución de los modelos de optimización con un despacho casi idéntico al inicial.</p> <p>El modelamiento por unidades terminas que forman parte de los ciclos combinados implica detallar los parámetros operativos de las TG's y en especial de las TV's. Las cuales actualmente no se dispone debido a que la declaración de las centrales térmicas no es por unidades, sino por modos de operación (véase fichas técnicas). En caso se llegará a disponer de estos parámetros implicaría reformular nuevas restricciones e inflexibilidades operativas y data de entrada para los Programas y Reprogramas de Operación. Finalmente, esta reformulación no se podrá implementar de un día para otro, sino que implica elaborar un plan de adecuación para estas nuevas representaciones.</p> <p>En el caso de las unidades hidroeléctricas, se han realizado pruebas considerando el modelamiento por unidades. Tomándose dos casos del año 2018, en los que se aprecia que el tiempo de convergencia en el modelo NCP se incrementa.</p> <p>A continuación, se presentan los resultados de los casos simulados, donde se puede apreciar que el tiempo de convergencia se ha duplicado para el caso diario, mientras que para el caso semanal se ha triplicado.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Caso Diario 24/10/2018</p> <table border="1"> <caption>Caso Diario 24/10/2018</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>0:02:31</td> </tr> <tr> <td>Por Unidades</td> <td>0:04:55</td> </tr> </tbody> </table> </div> <div style="text-align: center;"> <p>Caso Semanal 44/2018</p> <table border="1"> <caption>Caso Semanal 44/2018</caption> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Actual</td> <td>14:47:02</td> </tr> <tr> <td>Por Unidades</td> <td>45:40:22</td> </tr> </tbody> </table> </div> </div> <p>Adicionalmente, en el siguiente cuadro se muestran la diferencia de los Costos Operativos asociados a los casos mencionados en miles de dólares (k\$). Como se puede observar, la diferencia de costos es ínfima, teniéndose una disminución de costos operativos de 400\$ para un día, es decir, disminuyó en 0.10%; y de 2 300\$ para siete (07) días, es decir una disminución de 0.08% en los Costos operativos de toda la semana.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Actual (k\$)</th> <th>Por Unidades (k\$)</th> <th>Diferencias (k\$)</th> <th>Diferencias (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PDO</td> <td>390.80</td> <td>390.39</td> <td>0.40</td> <td>0.10%</td> </tr> <tr> <td>Costo Hidráulico</td> <td>40.58</td> <td>40.60</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de Arranque</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo por RSF</td> <td>0.07</td> <td>0.06</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo Térmico</td> <td>350.15</td> <td>349.73</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>PSO</td> <td>2744.01</td> <td>2741.71</td> <td>2.30</td> <td>0.08%</td> </tr> <tr> <td>Costo Hidráulico</td> <td>262.04</td> <td>262.23</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Costo de Arranque</td> <td>12.26</td> <td>12.28</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Categoría	Valor	Actual	0:02:31	Por Unidades	0:04:55	Categoría	Valor	Actual	14:47:02	Por Unidades	45:40:22		Actual (k\$)	Por Unidades (k\$)	Diferencias (k\$)	Diferencias (%)	PDO	390.80	390.39	0.40	0.10%	Costo Hidráulico	40.58	40.60			Costo de Arranque					Costo por RSF	0.07	0.06			Costo Térmico	350.15	349.73			PSO	2744.01	2741.71	2.30	0.08%	Costo Hidráulico	262.04	262.23			Costo de Arranque	12.26	12.28		
Categoría	Valor																																																											
Actual	0:02:31																																																											
Por Unidades	0:04:55																																																											
Categoría	Valor																																																											
Actual	14:47:02																																																											
Por Unidades	45:40:22																																																											
	Actual (k\$)	Por Unidades (k\$)	Diferencias (k\$)	Diferencias (%)																																																								
PDO	390.80	390.39	0.40	0.10%																																																								
Costo Hidráulico	40.58	40.60																																																										
Costo de Arranque																																																												
Costo por RSF	0.07	0.06																																																										
Costo Térmico	350.15	349.73																																																										
PSO	2744.01	2741.71	2.30	0.08%																																																								
Costo Hidráulico	262.04	262.23																																																										
Costo de Arranque	12.26	12.28																																																										

Costo por RSF		
Costo Térmico	2469.71	2467.20

05	9.1	Se sugiere la siguiente redacción a este numeral: " Será responsabilidad del COES la asignación del servicio de RS. La asignación de Reserva se realizará a nivel de las Unidades de Generación, sin perjuicio de que el seguimiento del servicio se realice a nivel de URS."	La parte tachada puede ser movida al numeral 5.1 "Obligaciones del COES" con el siguiente texto: "Asignar el servicio de RSF."
06	6.4.1	Se propone modificar la redacción de la siguiente manera: "El AGC deberá reconfigurarse automáticamente para controlar las áreas donde esté presente al menos una URS <u>operativa y una señal de frecuencia válida.</u> "	La redacción es concordante con lo establecido en el numeral 1.5 del ANEXO I de la propuesta de modificación del PR-22, y especifica las condiciones en las que sería válida la reconfiguración automática del AGC.
07	3.1	Definición de la abreviatura ACE dice: "...(Área Control Error). Debe decir: "...(Area Control Error)"	La redacción observada se encuentra en ingles por lo que no corresponde la tilde.
08	4.1.1	Se sugiere mejorar la redacción o especificar a que se refiere el término "coeficiente", ya que no se comprende su uso. En su defecto, se sugiere eliminar el numeral.	No se comprende el uso del término "Coeficiente" por lo que se sugiere especificar o mejorar su redacción. En caso no se evidencie su aporte, se sugiere eliminarlo.
09	4.1.5	Se sugiere mejorar la redacción.	No se comprende si la aprobación de Osinergmin que menciona el numeral es al Mercado de Ajuste o al Precio límite de Oferta, por lo que la lectura resulta ambigua.
10	5.1.10	Se sugiere mejorar la redacción.	En línea con lo expuesto por Osinergmin, se interpreta que en este numeral se detalla que el COES deberá de establecer la cantidad de RS a contratarse al siguiente año. ¿Esta interpretación es correcta? De ser cierto, ¿debería ser incluido en el Informe Anual como producto optativo en el numeral 4.1?
11	5.1.11	Se sugiere mejorar la redacción.	
12	9	Periodo de la PB	Se sugiere que el periodo para la PB sea menor a 1 año. Asimismo, hay inconsistencia entre el numeral 9.3 y el 9.6.1. En todos sugerimos que el plazo sea 6 meses. El numeral 9.4 no debería colisionar con la programación conjunta despacho – reserva. Sugerimos revisar la redacción.
13	9.6.2	Texto no aplicable	Se debe eliminar el literal b del numeral 9.6.2 ya que corresponde a la provisión base variable, esquema que ya no está considerado en la propuesta de OSINERGMIN.
14	Anexo IV	Fórmula de pago de la Asignación de Reserva	En la fórmula de cálculo de la Asignación de Reserva propuesta por COES, no se consideró la liquidación de la asignación de reserva que provenga de una provisión base, esto en concordancia a que también se proponía a que no debe darse nuevamente adjudicaciones

			de reserva por provisión base. Sin embargo, OSINERGMIN desestimó la propuesta de COES de prescindir de la provisión base, en consecuencia, también le correspondía a OSINERGMIN adecuar las formulaciones asociadas a la asignación de reserva para su liquidación. En ese sentido, OSINERGMIN omitió dicha adecuación, de permanecer así la fórmula de cálculo de la Asignación de Reserva estaría omitiéndose la liquidación de las URS que brindan Reserva Asignada proveniente de la provisión base.
15	Anexo IV	Generales	<ul style="list-style-type: none"> • La liquidación refiere al "Mercado de RSF", sin embargo, esta definición no existe en la propuesta. • No han incluido la forma como liquidar la provisión base. • El ajuste en el precio de liquidación indicado en el último párrafo debe ajustarse al esquema de AR y CO separados.