

Alberto Martín Ruiz Barrios

Asunto: RV: Comentarios de Enel Generación Perú S.A.A. a la Propuesta Modificación Procedimiento COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"

Datos adjuntos: Observaciones_Comentarios PR-22 19-08-2019 VF Enel Gx.docx

De: Flores Alvarado, Luis Armando, EG PERU [<mailto:Luis.Flores@enel.com>]

Enviado el: lunes, 19 de agosto de 2019 17:29

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

CC: Huaman Huancaya, Jose Johnny, EG PERU <jose.huaman@enel.com>; Salgado Gonzales, Jorge Fernando, EG PERU <jorge.salgadog@enel.com>; Maylle Sinti, Luis Miguel, EG PERU <luis.maylle@enel.com>; Silva Jara, Gerson Alfredo, EG PERU <Gerson.Silva@enel.com>; Travezaño Centeno, Ivette Shirley, EG PERU <ivette.travezano@enel.com>; Cumpa Exebio, Jorge Daniel, EG PIURA <daniel.cumpa@enel.com>; Mayo Quispe, Gerardo Alfredo, ED PERU <gerardo.mayo@enel.com>; Flores Alvarado, Luis Armando, EG PERU <Luis.Flores@enel.com>

Asunto: Comentarios de Enel Generación Perú S.A.A. a la Propuesta Modificación Procedimiento COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"

Estimados señores:

En relación a la propuesta de modificación del PR-22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" publicado en la web Osinergmin, mediante Resolución OSINERGMIN N° 132-2019-OS/CD del 26/07/19, estamos alcanzando las opiniones y sugerencias a dicho proyecto de norma correspondientes a Enel Generación Perú S.A.A.

Saludos,

Luis Flores Alvarado

Head of Regulatory Enel Green Power,
Thermal Generation and Energy Management Perú



Enel Generación Perú

Calle César Lopez Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel, Lima, Perú
T +511- 2156331
M +51 962953580
luis.flores@enel.com



OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACION DEL PROCEDIMIENTO TECNICO COES N° 22

“RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”

NUMERAL	OBSERVACION / COMENTARIO	SUSTENTO
Observación General 1	Se debe generar incentivos para la implementación y calificación como URS a aquellas centrales que se encuentran en potenciales sistemas aislados ante eventos de desconexiones de líneas de transmisión o por mantenimientos de éstas.	<p>Ante alguna indisponibilidad de la transmisión es probable la presencia de sistemas aislados. Ante ello, con el fin de evitar posibles restricciones de suministro es necesario crear incentivos para que las centrales dentro de estos potenciales sistemas aislados puedan brindar el servicio de RSF.</p> <p>En tanto los ingresos dejados de percibir y sobrecostos ocasionados por brindar el servicio de RSF de las centrales que se encuentran en sistemas aislados no son reconocidos bajo ningún mecanismo de pago. Asimismo, se tienen que realizar inversiones para que estas centrales puedan ser reconocidas como URS's, por ello, el procedimiento debe contemplar un mecanismo para compensar la afectación económica incurrido por brindar dicho servicio o generar algún incentivo para que estas centrales puedan sostener las inversiones correspondientes.</p>

Observación General 2	En los numerales donde se hace referencia al PDO se debe indicar o especificar si este también incluye al Reprograma de la Operación (RDO).	En el procedimiento, varios numerales solo hacen mención al PDO, sin embargo, consideramos que en algunos casos también se debe hacer referencia al RDO; por ejemplo, la asignación de reserva mediante despacho conjunto, también se realiza en el proceso del RDO.
Observación General 3	Se solicita indicar o especificar el tratamiento, en la asignación del despacho económico, cuando una URS está conformado por centrales de diferentes tecnologías (URS conformada, por ejemplo, por centrales hidroeléctricas, térmicas u otras tecnologías).	En el procedimiento no se especifica cómo será tratada la asignación de reserva a las unidades de distintas tecnologías que conforman la URS.
Observación General 4	Uniformizar uso de término “Magnitud de Reserva RRSF” y “Magnitud de Reserva para Regulación Secundaria”	Utilizar una sola referencia para el mismo concepto.
Observación General 5	La definición: “Característica de Frecuencia: variación de la frecuencia con el incremento de potencia en el sistema, debido a la propia naturaleza de la demanda y a la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia.” fue retirada de la propuesta del COES. Se sugiere mantenerla.	Esta definición es utilizada en el “ANEXO I Metodología para la Prestación del Servicio”, calculada en el “ANEXO V Informe Anual” y está presente en el PR-22 Vigente. Se debe tener en cuenta que la regulación secundaria de frecuencia (RSF) permite corregir las desviaciones de frecuencia ocasionadas por la naturaleza impredecible de la demanda.
Observación General 6	Se sugiere tener en cuenta para el Marco Conceptual lo siguiente: <i>“...desajuste entre lo producido y lo consumido, ya sea por variaciones atribuibles a la generación eléctrica o a la demanda</i>	El desajuste no solamente puede ser compensado por energía cinética de un rotor. Existen por ejemplo otras tecnologías como las baterías.

	<i>(no existe un responsable por defecto), para mantener el sistema en equilibrio. Por tanto, es necesario que Por ejemplo, el desajuste puede ser sea compensado momentáneamente por la energía cinética (del movimiento) del rotor. “</i>	
4. PRODUCTOS	<p>Se sugiere modificar el numeral 4.1 de la siguiente manera:</p> <p><i>“4.1 Estudio anual presentado al OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año incluyendo la justificación de cambio de parámetros si se presentara un cambio respecto al Estudio vigente. Este estudio considerará, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN (...)”</i></p>	Es importante considerar la evolución histórica de los parámetros y si se diera el caso de algún cambio justificar el mismo.
4. PRODUCTOS	<p>Se sugiere eliminar el numeral 4.1.1</p> <p><i>“4.1.1 Los coeficientes para el cálculo de la Reserva Rotante para Regulación Secundaria. “</i></p>	<p>El término <i>coeficientes</i> no está definido en el contenido de la propuesta.</p> <p>En todo caso, evaluar su modificación según los conceptos o parámetros a los cuales se está refiriendo.</p>
4. PRODUCTOS	Se sugiere eliminar el numeral 4.1.2	Eliminar el numeral 4.1.2 resulta coherente con el contenido del Informe Técnico de OSINERGMIN, en la sección de análisis de subsanación de observaciones (núm.9) desestiman la propuesta del COES, lo cual ha sido reafirmado con la FE DE ERRATAS emitida por el OSINERGMIN.
4. PRODUCTOS	<p>Se sugiere modificar el numeral 4.3 de la siguiente manera:</p> <p><i>“4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 7 así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación), dicha</i></p>	Es necesario establecer la periodicidad de este producto, ya que así se asegura la transparencia de información entre los participantes del mercado. Por tanto, es razonable que se publique mensualmente, tal como se está realizando actualmente.

	<p>información será publicada en la página web del COES <u>y se notificará a los integrantes con periodicidad mensual</u>".</p>	
5. OBLIGACIONES	<p>Se sugiere modificar el numeral 5.1.9 de la siguiente manera:</p> <p><i>"5.1.9 El COES elaborará una Nota Técnica donde se establezcan únicamente las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento del Regulador Maestro, según lo detallado en el Anexo VI.</i></p>	<p>Con la finalidad de establecer el alcance de la nota técnica, se sugiere incorporar el texto sugerido.</p>
6. CRITERIOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIO (Numeral 6.2)	<p>Se sugiere modificar la siguiente manera:</p> <p><i>6.2. Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.; además, el COES informará al operador de la URS's cuando tome control de la URS.</i></p>	<p>Con la finalidad de evitar incidentes en la operación de las Unidades, el COES debe informar a los Centros de Control cuando el AGC tome control de la URS. Tal como lo viene realizando en la práctica.</p>
6. CRITERIOS PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIO (Numeral 6.3.2)	<p>Se sugiere eliminar el numeral 6.3.2:</p> <p>6.3.2 La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN, que será tal que ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, deberá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.</p> 	<p>Este requerimiento se contradice con la operación actual en los siguientes puntos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. el AGC realiza el cálculo del ACE del SEIN en cada ciclo (4 segundos) pudiendo modificar la magnitud a regular antes de los 20 segundos indicados 2. El numeral 7.1.3 d establece la velocidad mínima que debe sostener la URS, lo cual en muchos casos no cumpliría con la rampa propuesta.

<p>7. CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF (Numeral 7.1.3)</p>	<p>Se debe modificar la redacción según lo siguiente:</p> <p>7.1.3. <i>Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos:</i> “(…) c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de veinte (20) segundos. (..)”</p>	<p>De acuerdo con la filosofía de la regulación secundaria de frecuencia, un requerimiento de respuesta menor a 20 segundos no es competencia del AGC, por el contrario es competencia de la regulación primaria de frecuencia.</p>
<p>7. CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF (Numeral 7.1.7)</p>	<p>Se propone modificar el numeral 7.1.7 según lo siguiente:</p> <p>7.1.7. <i>Proporcionar la información técnica necesaria de cada unidad de generación e incluirá, al menos:</i> a. <i>Bandas de potencia</i> b. <i>Limitaciones de la Banda de potencia en caso corresponda.</i> El COES podrá solicitar información técnica adicional en caso lo requiera.</p>	<p>La empresa, cuya unidad o central que pretende ser calificada como URS, debe tener todos los requerimientos del COES de una manera clara y transparente. Sin embargo, de mantener el texto, se solicita especificar a qué se refiere “<i>Información técnica adicional</i>”. Además, el COES debe justificar la necesidad de dicha información adicional. Asimismo, la solicitud de información no debe condicionar la calificación como URS.</p>
<p>7. CALIFICACIÓN DE RECURSOS PARA LA PROVISIÓN DEL SERVICIO DE RSF (Numeral 7.1.8)</p>	<p>Se propone eliminar el numeral 7.1.8:</p> <p>7.1.8. <i>Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) +/- 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.</i></p>	<p>Actualmente existen suficientes URS’s que cuentan con regulación propia en el SEIN. Asimismo, no es claro cómo el COES procederá a asignar el control local de la frecuencia entre las URS’s disponibles.</p> <p>Por otro lado, para cumplir con dicho requerimiento se debe realizar inversiones altas, que constituyen una barrera de entrada, ya que de esta</p>

		<p>manera no resulta rentable participar en el mercado de RSF.</p> <p>Se propone que, en caso se requiera unidades con regulación propia, se brinde <u>incentivos adicionales</u> que permitan rentabilizar este tipo de inversión.</p>
<p>9. ASIGNACIÓN DE SERVICIO REGULACIÓN SECUNDARIA FRECUENCIA (Numeral 9.3)</p>	<p>Se propone modificar el numeral 9.3 como sigue:</p> <p><i>9.3 La asignación del servicio de Provisión Base se realizará conforme al numeral 9.6.1 para horizontes de tres años, según sea el caso, y la asignación del Mercado de Ajuste se realizará para horizontes diarios.</i></p> <p><i>En el caso de las unidades que proveen la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia, siempre que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, dicha Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en firme en la Provisión Base, mientras que, con el Mercado de Ajuste y las cantidades no comprometidas en firme de la Provisión Base, se cubre lo faltante, y;</i></p> <p><i>El bloque de la Reserva comprometida en firme en la Provisión Base se asignará en el cálculo del pago del servicio de Regulación Secundaria y se liquidará económicamente, en cualquier caso, así no se encuentre programada en la operación.</i></p>	<p>Se presta a confusión establecer el periodo de Provisión base en este numeral cuando ya se norma en el numeral 9.6.1.</p>
<p>9. ASIGNACIÓN DE SERVICIO REGULACIÓN SECUNDARIA FRECUENCIA (Numeral 9.6.1)</p>	<p>Se propone modificar el numeral 9.6.1 como sigue:</p> <p><i>9.6.1 El COES adjudicará la Provisión Base de acuerdo con los lineamientos a que se refiere el numeral 5.1.11, si resulta de su evaluación <u>anual</u> que corresponde convocar a una Provisión Base, por el periodo <u>en tal caso, el proceso de adjudicación</u></i></p>	<p>En caso el COES identifique la necesidad de Provisión Base de RSF. Resulta conveniente para la competencia de este mercado que la identificación de la necesidad sea anual, con convocatorias mensuales.</p>

		<p><i>será mensual. Asimismo, la reserva requerida para la Provisión Base no superará el requerimiento del máximo valor adjudicado vigente.</i></p>	<p>Asimismo, con la finalidad de emitir señales en línea con la evolución del mercado, la reserva asignada para provisión base debe ir en descenso, siendo el mercado de ajuste una señal de <i>madurez</i> de este mecanismo.</p>
<p>3 Abreviaturas y Definiciones</p>		<p>Se propone modificar el numeral 9.6.1 como sigue:</p> <p><i>“Provisión Base de la RS: Mecanismo para el aseguramiento de compromisos de Reserva para RS a largo plazo. Este mecanismo se complementa con el Mercado de Ajuste (...)</i></p>	<p>Esta definición fue establecida cuando el SEIN no contaba con URS’s, actualmente el mercado cuenta con más de 2000MW disponibles para brindar el servicio de RSF. Por ello, es pertinente modificar dicha definición de acuerdo al texto propuesto.</p>
<p>9. ASIGNACIÓN DE SERVICIO REGULACIÓN SECUNDARIA FRECUENCIA</p>	<p>DE DE DE</p>	<p>Se sugiere modificar el numeral 9.6.6</p> <p>9.6.6 <i>El procedimiento de adjudicación a utilizar será transparente y cumplirá con criterios técnicos y económicos eficientes para la provisión del servicio de RS. Asimismo, si una URS mantiene el factor de indisponibilidad por RSF, al que se refiere en el numeral 9.6.10, igual a 1 en los meses n-1 y n-2, dicha URS perderá la adjudicación de Provisión Base del mes n.</i></p>	<p>Es necesario establecer un sentido de penalidad cuando la URS es adjudicada de manera mensual y no cuenta con la disponibilidad para realizar el servicio por motivos operativos. Para ello, es necesario establecer una etapa transitoria para las URS’s que sostienen la actual adjudicación al 2022.</p>
<p>9. ASIGNACIÓN DE SERVICIO REGULACIÓN SECUNDARIA FRECUENCIA</p>	<p>DE DE DE</p>	<p>Se sugiere agregar el siguiente numeral 9.6.10</p> <p><i>9.6.10. El COES calculará un factor de indisponibilidad por RSF cuando la URS adjudicataria de la Provisión Base no esté disponible para prestar el servicio de RSF. Este factor se determinará con periodicidad mensual conforme a la siguiente fórmula:</i></p>	<p>Es importante establecer un mecanismo que permita liquidar solo la reserva disponible de las URS’s que fueron adjudicatarias de la Provisión Base y así evitar pagos cuando dichas URS’s no estuvieron disponibles, aun cuando no fueron llamadas a despachar por operación. Es necesario precisar que esta</p>

	$FIRSF_u = \frac{N^\circ \text{ Horas de indisponibilidad}_u}{N^\circ \text{ Horas mes}}$ <p><i>Donde:</i></p> <p><i>FIRSF_u: Factor de indisponibilidad por RSF de la URS u</i></p> <p><i>N° Horas de indisponibilidad_u: N° horas de indisponibilidad de la URS u para brindar el servicio de RSF en el mes</i></p> <p><i>N° Horas mes: N° horas contenidas en el mes</i></p>	<p>propuesta es válida cuando el proceso de adjudicación de PB sea mensual, dado que en horizontes mayores se prevén indisponibilidades típicas por Overhaul.</p>
<p>ANEXO II (Numerales 1.2., 2, 2.1, y 2.5)</p>	<p>Sugerimos modificar los numerales siguientes del Anexo II:</p> <p><i>“1.2. En caso de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) No Convencional (eólico, solar, mareomotriz o similar) la magnitud de Reserva destinada a la regulación secundaria también deberá contemplar el error estadístico medio horario de la proyección de dicha generación efectuado por el COES en base a la mejor información disponible y a sus propios programas y modelos de pronósticos de producción y optimización del despacho.”</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>Respecto al numeral 2 (Metodología), sugerimos evaluar utilizar como referencia no solamente el programa diario de operación (PDO), sino también los reprogramas de operación (RDOs) y cualquier otra herramienta que consideren la actualización de datos de parte de los agentes con información disponible y la optimización de la programación por parte del COES.</i></p>	<p>Numeral 1.2: Es responsabilidad del COES la programación y optimización del despacho de la manera más eficiente. Ver Comentario Final.</p> <p>Numeral 2: Al utilizar un criterio basado en un error estadístico, se debe considerar implementar la opción de actualizar los datos para la programación con un horizonte de tiempo menores a los utilizados actualmente como referencia (PDO y RDO). Esto implica mejorar el PR-1 y PR-6 con la finalidad que el COES efectúe la labor de programación con información más exacta actualizada.</p>

	<p><i>“2.1 Se considera una base histórica del último año de los últimos doce meses.”</i> (...)</p> <p><i>“2.5 Se procede de igual manera a los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 respecto a las desviaciones para el caso de la generación con RER del tipo no gestionable y de manera individual por tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), determinándose la magnitud de Reserva correspondiente para cada tipo de generación.”</i></p>	<p>Numeral 2.1: debe calcularse con información lo más actualizada posible</p> <p>Numeral 2.5.: Corrección de ortografía</p>
<p>ANEXO IV (Numeral 2.2)</p>	<p><i>Se propone modificar el numeral 2.2 como sigue:</i></p> <p>2.2 ASIGNACIÓN DE RESERVA</p> <p><i>El derecho de cobro por el término de Asignación de Reserva será calculado con la siguiente fórmula:</i></p> $AR_{u,d} = \sum_{p=1}^p (RAS_{p,u,d} \times PRS_{p,d} + RAB_{p,u,d} \times PRB_{p,d}) \times (1 - FIRSF_u)$ <p><i>La componente (1-FIRSF_u) solo será aplicable a las URS's adjudicatarias de la Provisión Base y en la banda de reserva adjudicada.</i> (...)</p>	<p>Es coherente aplicar el factor de indisponibilidad por RSF propuesto en el numeral 9.6.10 en la formulación del pago por Asignación de Reserva contenida en el anexo IV.</p>
<p>ANEXO IV (Numeral 1.4)</p>	<p>Se solicita modificar la fórmula del Numeral 1.4 como sigue: (...)</p>	<p>Este servicio complementario debe ser asumido por la demanda mediante un cargo en la tarifa. No obstante, de</p>

	$PRS_i = \sum_{p=1}^N \frac{(CO_{up} + AR_{up} + CA_{up})}{\sum_g^{N_g} G_{gp}} \times G_{ip}$ <p>Donde:</p> <p>PRS_i: Pago del Participante i por regulación secundaria a la URS u.</p> <p>CO_{up}: Costo de Oportunidad de la URS u el día p del mes.</p> <p>AR_{up}: Asignación de Reserva de la URS u el día p del mes.</p> <p>CA_{up}: Costos adicionales establecidos en el numeral 11.8 de la URS u el día p del mes</p> <p>N: Número de días del mes.</p> <p>G_{ip}: Producción de energía del Participante Generador i durante el día p, o Retiro durante el día p del Participante Distribuidor i o Participante Gran Usuario i.</p> <p>N_g: Número total de Participantes.</p> <p>G_{gp}: Producción de energía del Participante Generador g durante el día p, o Retiro durante el día p del Participante Distribuidor g o Participante Gran Usuario g^p.</p> <p>(...)</p>	<p>continuar con la propuesta de la pre-publicación, se solicita mantener la formulación del PR-22 actual.</p> <p>Asimismo, incluir en el pago del servicio de RSF a los participantes distribuidor y Gran Usuario del MME.</p>
<p>ANEXO V (Numeral 1 d)</p>	<p>Se solicita eliminar el inciso d del numeral 1</p>	<p>Eliminar el numeral 4.1.2 resulta coherente con el contenido del Informe Técnico de OSINERGMIN, en la sección de análisis de subsanación de observaciones (núm.9) desestiman la propuesta del COES, lo cual ha sido reafirmado con la FE DE ERRATAS emitida por el OSINERGMIN.</p>

COMENTARIO FINAL:

El Informe COES remitido mediante carta COES/D-469-2019 al OSINERMIGN para subsanación de observaciones, incluye una propuesta para aplicar un nuevo criterio de distribución del monto total del costo del servicio de RSF que afectaría de manera negativa a los integrantes del COES titulares de centrales eólicas y solares. Si bien es cierto el OSINERGMIN ha desestimado esta propuesta específica, es importante resaltar que respaldamos plenamente la posición de OSINERGMIN frente a este planteamiento del COES y consideramos necesario hacer algunos comentarios al respecto:

- El planteamiento del COES pretendía asignar un tercio del monto del servicio de RSF a las centrales eólicas y solares bajo el argumento que existe una desviación entre la programación de generación diaria que se remite diariamente al COES y la producción ejecutada.
- Consideramos necesario señalar que tal planteamiento carece de sustento técnico y legal. La programación del despacho de las Unidades de Generación es responsabilidad del COES y se encuentra regulada en el Procedimiento Técnico N° 1 del COES, (PR-1) en dicho procedimiento en el numeral 7.12 encontramos la obligación de los titulares de las centrales RER de remitir sus proyecciones de producción al COES en los plazos establecidos en el propio PR-1. En ningún extremo del PR-1 encontramos algún tipo de calificación de incumplimiento, responsabilidad o penalidad del agente titular de una central eólica o solar por supuestas desviaciones entre el programa de generación remitido y el ejecutado, en tal sentido resulta ilegal que a través del PR-22 se pretenda establecer que esa supuesta desviación amerita una sanción consistente en que las centrales eólicas y solares asuman un tercio del costo del servicio de RSF, cuando dicha desviación no es un supuesto de hecho regulado en el PR-1 que norma la programación del despacho diario. La remisión del programa de generación por parte de los agentes titulares de las centrales RER en el plazo establecido en el PR-1 es la única obligación que tienen los agentes, en ese sentido, vale la pena preguntarse, ¿cómo es posible que el cumplimiento por parte de un agente de una obligación del PR-1 pueda convertirse en un incumplimiento para aplicar una penalidad en el PR-22?
- Por otro lado, es necesario tener presente que es obligación intrínseca a la naturaleza del COES programar el despacho de las unidades de generación de la manera más eficiente, para lo cual debe utilizar la mejor información disponible y utilizar modelos matemáticos para dicho fin, de hecho el PR-1 contiene regulación al respecto en su Anexo N° 2, que deberá complementarse con mejoras a los mecanismos establecidos en el PR-6. Si el COES encuentra que es necesario corregir las desviaciones entre las proyecciones remitidas por los generadores y el despacho ejecutado, cuenta con las herramientas para optimizar el despacho, requerir mejor información, desarrollar modelos matemáticos o proponer nueva regulación para mejorar este tema, considerando las particularidades y naturaleza de cada tecnología. En ningún caso, resulta aceptable suponer que la responsabilidad del COES se limita a trasladar datos remitidos en un formato sin ningún trabajo de optimización.

- El cálculo que efectúa el COES para el concepto creado de *participación en la reserva*, se basa en desviaciones respecto de un programa diario enviado por los generadores el día anterior. Es decir, considera la información proyectada de disponibilidad y del recurso primario del día anterior como la mejor estimación para la programación de la operación del sistema, cuando en la operación de cualquier sistema eléctrico interconectado lo que se hace es gestionar la disponibilidad de las unidades y los recursos primarios, actualizando dicha información en forma permanente. En su propuesta el COES hace una estimación sobre un procedimiento estático, en lugar de promover y proponer una mejor gestión de los recursos disponibles en la operación del sistema.
- Un aspecto relacionado es que aún en la hipótesis negada que se aplicase lo propuesto por el COES, dentro de cada grupo renovable eólica y solar, una central podría efectuar sus pronósticos en forma muy eficaz, sin embargo, aun así puede ser afectada sustancialmente al existir otro operador de la misma tecnología que no tenga éxito en sus pronósticos o en el extremo que no los realice con la debida diligencia. Al distribuirse el monto correspondiente al servicio de RSF para las centrales de una misma tecnología según la energía producida, el efecto por esta asignación de pago se vuelve una situación incontrolable para los agentes con pronósticos más eficaces, al mismo tiempo desincentiva la instalación de estas tecnologías. Cualquier central solar o eólica estará afectada por la situación de las demás.
- En cuanto a la regulación de otros países de la región comparables (Colombia, Chile, Brasil, Argentina), se observa para la distribución de los costos por RSF, que en ningún caso se aplica un criterio relacionado con el recurso primario de una central de generación. Todo lo contrario, los criterios de distribución de costos son función de magnitudes totales entregadas a nivel sistema, tales como la oferta entregada o la demanda.
- La propuesta del COES no solamente afecta de manera sustancial a las centrales eólicas y solares existentes, las cuales se verían afectadas por el cambio que esto implica en las proyecciones sobre las cuales efectuaron sus ofertas, sino también desincentiva la entrada de nuevas instalaciones de esta tecnología, en lugar de aprovechar más la competitividad de las RER que hoy son las tecnologías más económicas a nivel mundial y los recursos disponibles eólicos y solares para la generación que en el Perú son de altísima calidad. Esto va a contracorriente de las tendencias mundiales y en contra del objetivo país de tener un sistema eléctrico más eficiente y con mayor penetración de energía renovable no convencional, en una coyuntura en la cual se observa en un horizonte de mediano plazo que el sistema eléctrico necesitará incrementar la capacidad instalada eficiente.