

Alberto Martin Ruiz Barrios

Asunto: RV: Comentarios al proyecto de modificación PR-22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"
Datos adjuntos: Comentarios Proyecto PR 22 RSF.pdf

De: Johnnatan Palomino [<mailto:Johnnatan.Palomino@kg.com.pe>]

Enviado el: jueves, 15 de agosto de 2019 16:53

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

Asunto: Comentarios al proyecto de modificación PR-22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia"

Estimada Sra. Gushiken,

De acuerdo con el plazo establecido en la Resolución N° 132-2019-OS/CD, cumplimos con remitir nuestros comentarios al proyecto de modificación del PR-22.

Saludos cordiales,



Johnnatan Palomino

Jefe de Regulación

Calle Las Palmeras 435, Piso 7

San Isidro, Lima - Perú

+511 7067878 (Ax. 846)

Kallpageneracion.com.pe

"Somos la energía que hace que el mundo nunca se detenga"



Lima, 15 de agosto de 2019

Señores
Gerencia de Regulación de Tarifas
OSINERGMIN
Av. Canadá N° 1460
San Borja. -

Asunto : **Comentarios a Proyecto de Procedimiento Técnico N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22)**

Referencia : Resolución de Consejo Directivo N° 132-2019-OS-CD.

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a ustedes a efectos de presentar nuestros comentarios al proyecto de Procedimiento del Asunto (en adelante, el “Proyecto”), de acuerdo con el plazo dispuesto por la Resolución de la Referencia.

Al respecto, solicitamos a vuestro Despacho tengan a bien considerar lo siguiente:

- **COMENTARIO 1:**

Según se establece en los numerales 2.2 y 2.5 del Anexo II del Proyecto sobre “Metodología para determinar la Reserva Total requerida para la Regulación Secundaria”, el COES tomará en cuenta: (i) las desviaciones de la demanda real respecto de la demanda programada en el PDO o el reprograma de ser el caso, y (ii) las desviaciones para el caso de la generación eléctrica con recursos energéticos renovables (“RER”), de manera individual por tipo de tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), determinándose la magnitud de la Reserva para cada tipo de generación.

Entonces, la Reserva Total de RSF requerida por el SEIN resulta de la suma de las dos desviaciones antes indicadas, la cual para el año 2019 ha sido calculada en 276MW, según se aprecia en el Informe Técnico N° 353-2019-GRT (en adelante, “el Informe Técnico”) que forma parte del sustento del Proyecto.

Al respecto, debemos señalar que el OSINERGMIN no ha considerado la participación de las centrales de generación RER en la Reserva Total de RSF requerida por el SEIN, aun cuando el COES ha efectuado un análisis detallado sobre dicha realidad y que, sin razón válida, no ha sido aceptada según el OSINERGMIN menciona en el Informe Técnico.

Advertimos que en la ronda de observaciones remitidas por OSINERGMIN al COES respecto del Proyecto, el OSINERGMIN requiere al COES efectuar una evaluación del consumo de la RSF por parte de las centrales RER, y el impacto económico durante la operación en tiempo real. Asimismo, en base a dicha evaluación, OSINERGMIN observó al COES evaluar la incorporación de las centrales RER en las liquidaciones mensuales del servicio de RSF¹.

Ante ello, con la finalidad de atender la observación mencionada, el COES ha realizado cálculos individualizados para las eólicas y solares, en base a la metodología establecida en el Anexo II del PR- 22 vigente, para determinar la participación estas tecnologías con

¹ Informe Técnico N° 353-2019-GRT, pág. 29.

relación a las desviaciones de la producción de energía programada respecto de la producción real de generación RER.

De esta manera, el COES ha identificado que la Reserva total de RSF requerida para cubrir las variaciones de las centrales eólicas y solares para el año 2019 son las siguientes:

Tecnología de generación RER	RSF requerida para el SEIN asociada a la generación RER (MW a subir y a bajar)	% de participación de las centrales RER en comparación con la RSF total requerida para el SEIN
Eólicas	75.32 MW	10.92%
Solares	30.25 MW	27.20%
Eólicas + Solares	89.46 MW	32.30%

Fuente: Informe Técnico.
Elaboración: Propia.

En dicho análisis, el COES ha determinado además que los valores de MW indicados son equivalentes al 10,92% y 27,20% del total de la RSF del SEIN para el año 2019, según se aprecia en el cuadro anterior, y ambas tecnologías suman un valor equivalente de 32.3% del total de RSF requerida para el SEIN para el mismo año.

El COES señala en la absolución de la observación planteada por el OSINERGMIN que

“Parte de la magnitud de RSF calculada anualmente se debe a las desviaciones en la predicción de la generación de las centrales eólicas y centrales solares. Así, a mayor error en la predicción, mayor será la RSF necesaria en el SEIN”².

Lo anterior, tiene relevancia en la medida que, aun cuando debido a la generación RER la Reserva total requerida para RSF requiere de mayor capacidad para amortiguar las desviaciones en el sistema que provengan de dichas tecnologías, los titulares de estas unidades no asumen la parte del costo de la RSF total que ellas mismas requieren del sistema, por lo que resulta necesario que el Proyecto contemple un esquema de compensación idóneo para que, los titulares de las centrales RER asuman de forma proporcional y equitativa dicho costo total respecto de las demás centrales de generación convencional.

Cabe precisar que, actualmente, las centrales de generación RER remuneran parcialmente el costo de la RSF. En efecto, éstas solo asumen el 1.5% del costo de la RSF total; es decir, un porcentaje mucho menor a la magnitud del requerimiento de capacidad que se produce en la Reserva total de RSF como consecuencia de su participación en la generación de electricidad en el sistema, según el COES ha determinado de su análisis efectuado en el marco de la observación planteada por el OSINERGMIN:

² Informe Técnico N° 353-2019-GRT, pág. 30.

Año	Pago de EOLICAS (S/)	Pago de SOLARES (S/)
2016	459,935.86	113,048.97
2017	1,563,715.48	383,408.82
2018	1,137,311.58	578,481.47
2019	2,691.18	1,572.57

Fuente: Informe Técnico.

Ello es importante tenerse en cuenta, en tanto que, inclusive, está previsto que la participación de las centrales de generación RER en el sistema será incrementada en los siguientes años, debido al ingreso en operación comercial de nuevas centrales de generación eólica y solar, hecho que hace más necesario aun, que el Proyecto regule un esquema de compensación de la RSF en el SEIN, más **proporcional y razonable**.

Con relación a ello, el COES, dando respuesta a la observación del OSINERGMIN señala que:

*“En el cuadro anterior, se visualiza diferencias importantes en los pagos por el servicio de RSF que, **según el análisis realizado estaríamos ante una condición de inequidad en la cobertura del costo del servicio de RSF**. Según el PR-22 vigente las centrales RER no convencionales estarían asumiendo alrededor del 1.5% del costo total del servicio de RSF lo cual es mucho menor al porcentaje con el que participan en la determinación de la reserva total. **En consecuencia, sería apropiado y equitativo, que sean las centrales eólicas y solares las que asuman el costo del servicio de RSF motivados por sus propias desviaciones de predicción**, y los demás participantes del mercado mayorista asumirían el resto del costo total (...).”*

Ante ello, según se aprecia en el Informe Técnico, el COES ha propuesto al OSINERGMIN una propuesta de liquidaciones mensuales del servicio de RSF, considerando el impacto que tienen las actuales centrales RER (eólicas y solares) en la determinación de la magnitud de la RSF. En esa línea, el COES señala que:

*“(…), se debería adaptar el numeral 2.6 del Anexo II del presente procedimiento: “Metodología para determinar la reserva total”, **haciendo hincapié en el cálculo individual de la desviación en la predicción de las centrales RER no gestionables**. Con esta propuesta, el error en la predicción de una tecnología no se verá cubierta o afectada con la predicción de otra (el actual procedimiento considera desviaciones del total de las RER no gestionables de manera unificada)”*

En atención a lo anterior, consideramos que la respuesta del OSINERGMIN respecto de la absolución de la observación que éste efectúa al COES sobre el particular, **no toma en cuenta la relevancia de la información que el operador del sistema está advirtiendo**, y pretende limitarse en una formalidad de literalidad, contradiciéndose inclusive en lo que el mismo regulador señaló como observación al COES³:

³ Pág. 33 del Informe Técnico N° 353-2019-GRT.

“Análisis de Osinergmin

La observación de Osinergmin estaba dirigida a evaluar el impacto económico en el servicio de RSF a causa de las RER no gestionables; y a partir de ese análisis proponer soluciones técnicas que permitan a las RER no gestionables tener un mejor pronóstico de su generación. Sin embargo, de la evaluación realizada por el COES, se tiene que el principal problema es la predicción o proyección que realizan las RER no gestionables, debido a las variaciones que presentan, por lo que dentro de los procedimientos que el COES proponga para la programación de la operación, debería proponer una metodología para reducir estas variaciones en la proyección de la generación de las RER no convencionales”.

Considerando lo expuesto, el OSINERGMIN debe reparar en que la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, establece que las disposiciones que la Administración Pública apruebe, tal y como son las modificaciones de los Procedimientos Técnicos del COES, deberán resguardar la **razonabilidad** de las obligaciones que se impongan a los Administrados, **en proporción** entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar⁴.

En ese marco, no dudamos que el fin público que se tutela mediante la regulación de la Reserva total de RSF es la seguridad del funcionamiento del sistema eléctrico; sin embargo, dicha regulación debe considerar que los costos que implican contar con la RSF para beneficio de todo el sistema deben ser asumidos **de forma proporcional** a la magnitud de capacidad que cada tecnología de generación aporte a la necesidad de requerir la Reserva total de RSF que sea determinada por el COES; es decir, que las centrales RER asuman el costo de la Reserva de RSF que ellas requieren del sistema para controlar sus variaciones y que, de acuerdo con la información del COES, es del 32.3% de la Reserva total de RSF.

En ese sentido, solicitamos al OSINERGMIN contemplar en el Proyecto que las centrales de generación RER asuman parte del costo total del servicio de RSF que, de manera individual por tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), corresponda de forma **directamente proporcional a sus propias desviaciones de predicción**:

Tecnología de generación RER	% de costo total de RSF que deberían asumir
Eólicas	10.9%
Solares	27.2%
Mareomotriz u otra	En proporción a sus desviaciones

Asimismo, para el caso de los demás Participantes, éstos deberían asumir la parte correspondiente del costo de la RSF en **proporción a su energía generada**, asegurando así que todas las centrales de generación convencionales asuman el costo correspondiente por la RSF.

En línea con ello, sugerimos mantener la redacción inicial contenida en el numeral 2.5 del Anexo II del Proyecto que, de forma errónea, fue modificada mediante Fe de erratas publicada en la Web institucional del OSINERGMIN⁵, por lo que el texto de dicho numeral debería quedar de la siguiente manera:

⁴ **1.4. Principio de razonabilidad.** - Las decisiones de la autoridad administrativa, cuando creen obligaciones, califiquen infracciones, impongan sanciones, o establezcan restricciones a los administrados, deben adaptarse dentro de los límites de la facultad atribuida y manteniendo la debida proporción entre los medios a emplear y los fines públicos que deba tutelar, a fin de que respondan a lo estrictamente necesario para la satisfacción de su cometido.

⁵ <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-132-2019-OS-CD-FE.pdf>

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. **Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.**

• **COMENTARIO 2:**

Según hemos manifestado en nuestro comentario anterior, el pago por el servicio de RSF de los titulares de las centrales RER en aplicación de la fórmula propuesta en el numeral 1.4 del Anexo IV del Proyecto, de acuerdo con lo señalado en la Fe de erratas publicada en la Web del OSINERGMIN⁶, no resulta proporcional para los Integrantes del COES, en tanto que las tecnologías de generación RER serían responsables de gran porción de la magnitud de RSF total requerida para el SEIN.

Por tanto, sugerimos corregir la fórmula propuesta en dicho numeral del Proyecto e indicada mediante el referido Fe de erratas, y **reemplazarla** por la fórmula que **el Proyecto contempló inicialmente en dicho numeral:**

1.4 Cada Participante i, ie, is efectuará un pago mensual por RSF conforme a las siguientes fórmulas:

$$PRSi_{ie} = (\%RER_e/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{ie,d}}{\sum_{ge}^{N_{gs}} G_{ge,d}} \right) \right)$$

$$PRSi_{is} = (\%RER_s/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{G_{is,d}}{\sum_{gs}^{N_{gs}} G_{gs,d}} \right) \right)$$

$$PRSi = (1 - (\%RER_e + \%RER_s)/100) \times \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{N_g} R_{g,d}} \right) \right)$$

$$CRSF_d = \sum_u^U ((CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d}))$$

Donde:

i	:	Participante i
ie	:	RER eólico i
is	:	RER solar i
D	:	número de días del mes
U	:	Número total de URS
N_g, N_{ge}, N_{gs}	:	Número total de Participantes i, ie, is
$PRSi, PRSi_{ie}, PRSi_{is}$:	Pago mensual del Participante i, ie, is por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
$AR_{u,d}$:	Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d
$PRNS_{u,d}$:	Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d
$CA_{u,d}$:	Derecho de cobro por CA de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.6 del presente Procedimiento
$CRSF_d$:	Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d
$G_{ie,d}, G_{is,d}$:	Producción de energía del Participante ie, is en el día d
$G_{ge,d}, G_{gs,d}$:	Producción de energía del Participante ge, gs en el día d
$R_{i,d}$:	Retiro del Participante i en el día d
$R_{g,d}$:	Retiro del Participante g en el día d
$\%RER_e$:	Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo eólico en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento.
$\%RER_s$:	Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo solar en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento
$CO_{u,d}$:	Costo de Oportunidad de la URS u en el día d

⁶ Ídem.

• **COMENTARIO 3:**

Sin perjuicio de lo indicado en los comentarios anteriores, debemos advertir que en el supuesto negado que OSINERGMIN considere la fórmula propuesta en el numeral 1.4 del Anexo IV de acuerdo como se consigna en la Fe de erratas del Proyecto, el pago mensual por RSF que realizará cada Integrante el COES se calcularía en función de sus retiros de energía ($R_{i,d}$), según plantea el Proyecto a diferencia de lo que dispone el PR-22 vigente, en el que dicho pago se efectúa en función a la producción de energía ($G_{i,d}$), según se comprueba a continuación⁷:

$$PRS_i = \sum_{d=1}^D \left(CRSF_d \times \left(\frac{R_{i,d}}{\sum_g^{Ng} R_{g,d}} \right) \right)$$

$$CRSF_d = \sum_u^U (CO_{u,d} + AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d})$$

Dónde:

i	:	Participante i
D	:	Número de días del mes
U	:	Número total de URS
N_g	:	Número total de Participantes i
PRS_i	:	Pago mensual del Participante i por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
$AR_{u,d}$:	Derecho de cobro por AR de la URS u en el día d
$PRNS_{u,d}$:	Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d
$CA_{u,d}$:	Derecho de cobro por CA de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.7 del presente Procedimiento
$CRSF_d$:	Costo por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia del día d
$R_{i,d}$:	Retiro del Participante i en el día d
$R_{g,d}$:	Retiro del Participante g en el día d
$CO_{u,d}$:	Costo de Oportunidad de la URS u en el día d

Al respecto, consideramos que dicha disposición se trata de un error material que debe corregirse en la versión final del Proyecto, en tanto que los retiros mensuales de los titulares de generación RER, que además son Integrantes del COES, es igual a cero (0).

Por ende, en caso de mantenerse el criterio previsto en la Fe de erratas del Proyecto referido al pago en función de retiros de energía, los Integrantes del COES señalados en el párrafo anterior no asumirían la proporción que les corresponde de los costos totales por servicio de RSE. Por lo tanto, debe corregirse dicho error.

Sin otro particular, agradeciendo la atención que se servirán brindar a la presente, quedamos de ustedes.

Atentamente,

KALLPA GENERACIÓN S.A.

⁷ Propuesta contenida en el numeral 1.4 del Anexo IV según la Fe de erratas del Proyecto, publicada en la Web institucional del OSINERGMIN.