

INFORME TÉCNICO DSE-SGE-317-2022

APROBACION DEL MARGEN DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – Año 2023

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe, se analiza la propuesta realizada por el COES (en adelante “PROPUESTA”) de la magnitud del margen de reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (en adelante “RPF”) para el año 2023, para su aprobación por el Osinergmin en cumplimiento de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobado con Resolución Directoral N° 014-2005-DGE y lo dispuesto por el Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia” (en adelante “PR-21”).

La revisión de la PROPUESTA, tiene por finalidad verificar que se cumpla lo estipulado en el Anexo N°1 del PR-21 (Metodología para Determinar la Reserva destinada a la RPF), cuyo objetivo es determinar el margen de reserva que minimice la suma de los costos adicionales de operación por la asignación de un margen de reserva al SEIN, y el costo de la Energía No Servida a consecuencia de la pérdida de generación o conexión intempestiva de demanda.

En ese sentido, de la revisión realizado a la PROPUESTA, se verificó el cumplimiento de lo establecido en el PR-21, respecto a los criterios y metodología para la determinación del margen de reserva rotante para la RPF del SEIN, resultando que para el año 2023 el valor de 1,9% para el periodo de avenida y 2,3% para el periodo de estiaje. Este porcentaje deberá ser considerado por el COES para la programación del despacho de corto y mediano plazo del SEIN en los periodos que corresponda, así como en la operación en tiempo real del SEIN, excluyendo a las unidades de generación a las que se refiere el numeral 6.2 del PR-21 y las unidades de generación cuyos propietarios soliciten su despacho por pruebas.

INFORME TÉCNICO DSE-SGE-317-2022**ASUNTO: APROBACION DEL MARGEN DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – AÑO 2023.****1. INTRODUCCION**

Conforme a lo señalado en el literal a) del numeral 7.1 del Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia” (en adelante “PR-21”), aprobado mediante Resolución N° 128-2020-OS/CD, se establece como parte de las responsabilidades del COES: Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (RRPF) requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo 1 de dicho procedimiento.

La metodología para determinar la reserva destinada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), establecida en el mencionado Anexo N° 1, presenta principalmente los siguientes criterios:

- *Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del TA de ocurrido un Evento.*
- *La magnitud de RRPF para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.*
- *Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.*
- *La magnitud de RRPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).*
- *En la metodología se considera inicialmente una RRPF asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.*
- *Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.*
- *Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RRPF entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque*

generador, se podrá establecer magnitudes de RPPF diferenciados para dichos periodos.

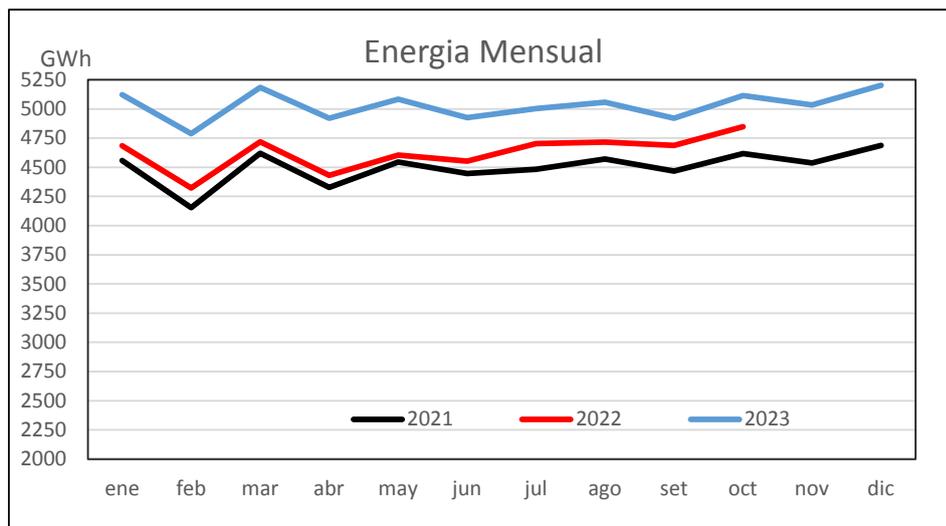
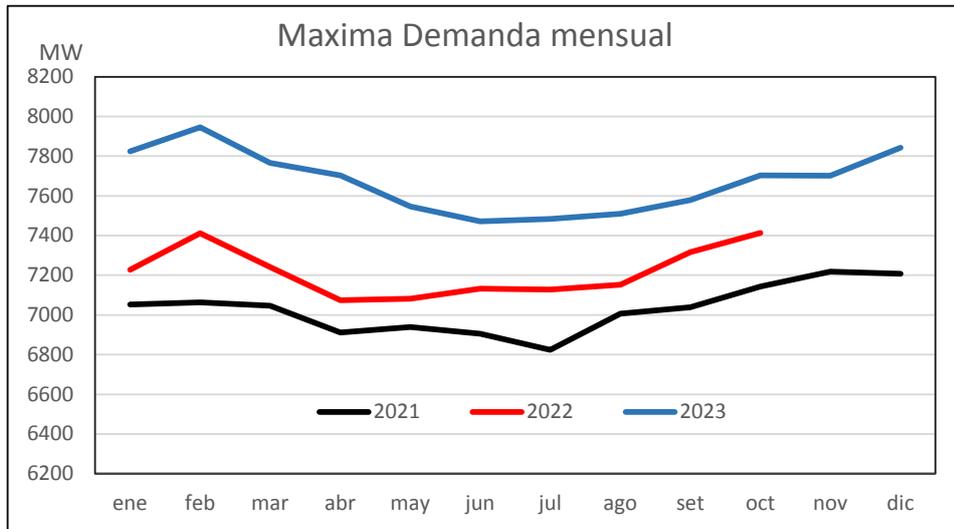
Asimismo, de acuerdo a lo indicado en el numeral 6.2.1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobado con Resolución Directoral N° 014-2005-DGE, el COES propondrá anualmente al Osinergmin la magnitud total de reserva requerida a más tardar el 31 de octubre, para su aprobación. Así, de acuerdo al marco legal citado, el COES con Carta N° COES/D-1034-2022 del 28/10/2022, ha remitido el Informe COES/D/DO/SPR-IT-008-2022 (Informe), en el cual propone la magnitud de RPPF a ser asignada para la programación de mediano y corto plazo para el periodo comprendido entre el 01/01/2023 y el 31/12/2023.

2. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

- a) La PROPUESTA (del COES) alcanzada, adjunta 04 anexos donde se desarrollan los siguientes aspectos: Anexo A Informe COES/D/DO/SPR-IT-007-2022 “*DETERMINACIÓN DEL SOBRECOSTO OPERATIVO DEBIDO A LA ASIGNACIÓN DE RESERVA ROTANTE EN EL SEIN (ENERO 2023 – DICIEMBRE 2023)*”; Anexo B Informe COES/D/DO/SEV-INF-023-2022 “*DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE FALLAS DE GENERACIÓN, TIEMPOS MEDIOS DE RECUPERACIÓN DE CARGA Y CONEXIÓN INTEMPESTIVA DE GRANDES BLOQUES DE DEMANDA*”; Anexo C Informe COES/DP/SNP-022-2022 “*ANÁLISIS ELÉCTRICO DEL ESTUDIO PARA DETERMINAR LA MAGNITUD DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – AÑO 2023*”; Anexo D Archivos Excel RPF_Avenida2023.xls y RPF_Estiaje2023.xls – DETERMINACIÓN DEL PORCENTAJE DE RPF EN LOS PERIODOS AVENIDA/ESTIAJE 2023.
- b) La PROPUESTA presenta los cálculos conforme a la metodología establecida en el PR-21, y el incremento de la demanda (máxima demanda y energía) del año 2023.
- c) La metodología con la que se ha desarrollado el estudio para la elaboración de la PROPUESTA es concordante con lo estipulado en el PR-21.

Se ha verificado en el Informe del COES la información y cálculos con los que se determinó los valores de magnitud de Reserva Rotante destinada a la Regulación Primaria de Frecuencia. Entre los principales aspectos revisados se tienen:

- La demanda considerada en el Anexo A, que determina el costo operativo por efecto de asignación de valores de reserva rotante (0 a 5%) presenta valores que se consideran adecuados, tal como se puede apreciar en los siguientes gráficos.



- Para la determinación del costo total (sobrecosto operativo y costo de energía no suministrada para valores de reserva para RPF de 0 a 5%), el COES presenta en el Informe los siguientes valores:

Periodo de Avenida (enero a mayo y diciembre)				Periodo de Estiaje (junio a noviembre)			
% RPF	Costo del Servicio (millones US\$)	Costo de la ENS (millones US\$)	Costo Total (millones US\$)	% RPF	Costo del Servicio (millones US\$)	Costo de la ENS (millones US\$)	Costo Total (millones US\$)
0,0%	0,00	17,54	17,54	0,0%	0,00	24,77	24,77
1,0%	4,09	8,91	13,00	1,0%	2,45	5,22	7,67
2,0%	8,56	3,19	11,74	2,0%	4,89	1,58	6,48
3,0%	13,31	1,38	14,69	3,0%	7,55	1,14	8,69
4,0%	18,11	0,40	18,52	4,0%	10,37	0,08	10,45
5,0%	23,39	0,00	23,39	5,0%	13,92	0,00	13,92

Con esta información se realizan los cálculos (ajuste del costo total a una curva polinómica que la represente), de tal forma que se determine el mínimo costo total en cada periodo estacional, resultando los porcentajes mínimos para el periodo de avenida de 1,68%, y para el periodo de estiaje de 2%.

De acuerdo a lo establecido en el PR-21, para la asignación de reserva a las centrales de generación obligadas a brindar la regulación primaria de frecuencia, primero se debe descontar la potencia promedio aportada por las centrales exceptuadas de esta obligación (por bloque horario de demanda) y finalmente se encuentra un valor único por periodo estacional. Las centrales que están exceptuadas de regular frecuencia conforme al PR-21 son aquellas cuya fuente de energía primaria son las eólicas, solares o mareomotrices.

Para este análisis, se ha considerado los escenarios de los bloques de demanda de punta, media y base, en cada periodo estacional. Resultado los valores de 1,9% para el periodo de avenida y 2,3% para el periodo de estiaje.

- El numeral 1.7 del Anexo N°1 del PR-21, establece que se debe calcular si existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la Reserva Rotante para la RPF de los resultados correspondientes a periodos de avenida y estiaje, en cuyo caso se podrá establecer magnitudes de Reserva Rotante para la RPF diferenciados para dichos periodos. En este sentido, se verifica que la diferencia en la magnitud de la Reserva Rotante para la RPF entre los resultados correspondientes a los periodos de avenida y estiaje es mayor al 15%. Por lo tanto, corresponde establecer para la magnitud de Reserva Rotante para RPF para el año 2022, en el período de avenida el valor de 1,9% y para el período de avenida estiaje el valor de 2,3%.

Los valores que finalmente se determinaron son los siguientes:

Periodo Estacional del año 2023	Magnitud de Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia
Avenida (enero a mayo y diciembre)	1,9%
Estiaje (junio a noviembre)	2,3%

- De la revisión del Anexo B “DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE FALLAS DE GENERACIÓN, TIEMPOS MEDIOS RECUPERACIÓN DE CARGA Y CONEXIÓN INTEMPESTIVA DE GRANDES BLOQUES DE DEMANDA”, se concluye que la metodología y resultados, son correctos, por lo cual se coincide con la conclusión que este anexo presenta.

No es necesario incluir en el cálculo de la ENS la probabilidad de ocurrencia de conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, debido a que en el SEIN no se presentan conexiones intempestivas mayores a 141 MW y que se ajusten a la metodología para determinar la reserva destinada a la RPF, establecida en el procedimiento técnico PR-21.

- De la revisión del Anexo C “ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL “ESTUDIO PARA DETERMINAR LA MAGNITUD DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL SEIN – AÑO 2022”, se concluye que la metodología y resultados, son consistentes, por lo cual se concuerda con la conclusión de dicho anexo.
- El Anexo D, contiene los detalles del cálculo del costo total de la ENS para cada porcentaje de reserva, para lo cual no se tiene observaciones.

3. CONCLUSIONES

Como resultado de la revisión de la PROPUESTA del COES se concluye lo siguiente:

- 3.1 Para el año 2023 en aplicación del PR-21, se ha determinado que el porcentaje de la magnitud de reserva para la RPF, se muestra en el siguiente cuadro.

Periodo Estacional del año 2023	Magnitud de Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia
Avenida (enero a mayo y diciembre)	1,9%

Estiaje (junio a noviembre)	2,3%
-----------------------------	------

- 3.2 Los porcentajes antes señalados toman en cuenta la capacidad de generación exonerada de brindar el servicio de RPF, en concordancia con lo estipulado en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobado con Resolución Directoral N° 014-2005-DGE.

«image:osifirma»

Ing. Roberto Tamayo Pereyra
Jefe de Supervisión de Generación Eléctrica y COES
AOC

ANEXO

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF DESCRITA EN EL ANEXO 1 DEL PR-21

ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después del TA de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RRPf para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 1.3 Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.
- 1.4 La magnitud de RRPf para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.5 En la metodología se considera inicialmente una RRPf asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.
- 1.7 Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RRPf entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RRPf diferenciados para dichos periodos.

2. METODOLOGÍA

- 2.1 Se calcula el costo de la Energía No Suministrada (ENS), asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.2 y 1.3, como se indica en los numerales 3 y 4 del presente anexo.
- 2.2 Se calculan los costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva, como se indica en el numeral 2.5 del presente anexo.
- 2.3 Incrementar la Reserva Rotante en un 1% e iniciar nuevamente en el numeral 2.1 anterior.
- 2.4 Determinar la Reserva Rotante que se asignará a la RPF como el punto donde se minimiza la suma de las siguientes tres (3) componentes:
 - a) Los costos operativos adicionales por mantener la Reserva Rotante destinada a la RPF;
 - b) El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
 - c) El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 2.5 Para cada nivel considerado en el numeral 2.3 del presente anexo, se hará simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la programación de mediano plazo y estimará el sobrecosto, respecto de un escenario base sin reserva.

- 2.6 Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en él se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo a la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

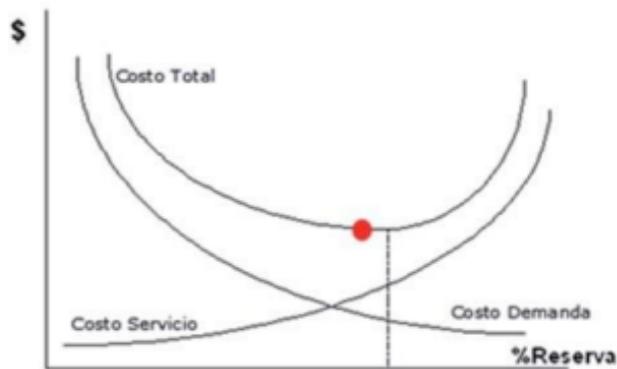


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR PÉRDIDAS DE GENERACIÓN

- 3.1 La demanda que es necesaria desconectar para cada Evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante desconexiones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de servicio de generación. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo. Para estas simulaciones dinámicas se considerará como aporte de las centrales el porcentaje de reserva del caso evaluado. Asimismo, mediante estas simulaciones dinámicas se determinará el valor de estatismo que deberían tener los Grupos (%E), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) previo;
 - Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.1 del presente anexo.

- 3.3 Se debe considerar la información utilizada en el último estudio de Rechazo Automático de Carga.
- 3.4 Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de transmisión que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la información histórica de fallas de los equipos antes indicados para un periodo de los últimos treinta y seis (36) meses.
- 3.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecerse luego de cada Contingencia. Para esto, sobre la base de las estadísticas y la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, se estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 3.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

- 4.1 Para determinar la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se identificarán las cargas de magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda y que toman completamente dicha carga en 1 minuto.
- 4.2 La demanda que sería necesaria rechazar/rajonar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurrido el TA de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.3 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
 - a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de reserva se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte de carga realizado y el valor encontrado en el literal a) previo.
 - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor de estado cuasi estable definido el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.4 Considerar para estos análisis la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que para la frecuencia originan los Eventos en instalaciones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.
- 4.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada Evento. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.

- 4.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **5B2fgYwWku**