

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2016-OS/CD**

Lima, 26 de abril de 2016

VISTOS

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES"), mediante carta COES/D-407-2015, de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia" (en adelante "PR-21"), y la propuesta considerando la respuesta de las observaciones, presentada mediante cartas COES/D-655-2015 y COES/D-262-2016.

CONSIDERANDO

Que, el literal c), del numeral 3.1, del artículo 3°, de la Ley N° 27332, "Ley Marco de Organismos Reguladores", señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, el Artículo 21° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, precisa que corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, de conformidad con el artículo 25° del Reglamento de Osinergmin, constituye requisito para la aprobación de los reglamentos y normas de alcance general, dictados por Osinergmin, dentro de su ámbito de competencia, que sus respectivos proyectos hayan sido pre-publicados en el diario oficial El Peruano, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, en atención a lo señalado en el considerando precedente, corresponde publicar el proyecto de resolución que aprueba la propuesta de modificación del PR-21, para la recepción de comentarios y sugerencias por parte de los interesados.

Que, finalmente se ha emitido el Informe Técnico [N° 284-2016-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 283-2016-GRT](#) de la Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 15-2016.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones.html, del proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia", conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 293-2016-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal [N° 284-2016-GRT](#) de la Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Definir un plazo de quince (15) días calendario contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, ubicada en la Av. Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía fax al número telefónico N° 2240491, o vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de las opiniones y sugerencias en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se podrán remitir comentarios hasta las 06:00 p.m.

Artículo 3°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2016-OS/CD**

Lima,.... de..... de 2016

CONSIDERANDO

Que, de acuerdo a lo previsto en el literal b) del artículo 13°, de la Ley N° 28832, una de las funciones de interés público a cargo del COES, es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin. Asimismo, el literal a) del artículo 14°, establece que el COES tiene a su cargo la función de “Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución”;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo artículo 5°, numeral 5.1, detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su numeral 5.2 determina que el COES debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por el Osinergmin, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Dicha Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, y mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD;

Que, en el marco de lo anterior, mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD del 04 de octubre de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia” (en adelante “PR-21”);

Que, en relación al contenido del PR-21, el COES considera la necesidad de actualizarlo con la finalidad de modificar la metodología de evaluación de cumplimiento de la prestación del servicio de Regulación Primaria de frecuencia (RPF), ajuste de los requerimientos técnicos exigidos para la prestación de la RPF y actualizaciones en la redacción del procedimiento a fin de hacerlo concordante con el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES” (en adelante “GLOSARIO”), esto último a efectos de evitar controversias en su aplicación

Que, el COES a través de la carta COES/D-407-2015, remitió la propuesta de modificación del PR-21, dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte de Osinergmin, cuya motivación se resume en la exposición de motivos de la presente resolución;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, Osinergmin mediante Oficio N° 0980-2015-GART, remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21, dándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. Con fecha 14 de noviembre del 2015, el COES remitió a Osinergmin la carta COES/D-557-2015, solicitándole un plazo adicional de treinta (30) días hábiles para absolver las observaciones y permitir que estas sean sometidas a la aprobación del Directorio del COES:

Que, con fecha, 23 de diciembre de 2015, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-655-2015;

Que, luego de la revisión efectuada por Osinergmin a la absolución de observaciones, mediante Oficio N° 129-2016-GART, de fecha 12 de febrero de 2016, se remitieron al COES observaciones complementarias, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para absolverlas;

Que, con fecha 11 de marzo de 2016, el COES remitió la comunicación COES/D-262-2016, la cual contiene su respuesta y absolución a las observaciones formuladas;

Que, mediante Resolución N°-2016-OS/CD, se publicó el proyecto de modificación del PR-21, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución N°-2016-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados han sido analizados en el Informe Técnico N°-2016-GRT, y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° ...-2016-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°-2016-GRT de la Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° ...-2016.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia” contenido en el Anexo de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento Técnico PR-21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia”, aprobado mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD, del 04 de octubre de 2013.

Artículo 3°.- La presente resolución, así como el Anexo, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y consignados, conjuntamente con el Informe Técnico N°-2016-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°-2016-GRT de la Coordinación Legal, ambos de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD del 01 de octubre de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia” (en adelante “PR-21”), cuyo objetivo es establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y control de desempeño de la reserva rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Al respecto, el COES considera la necesidad de actualizar el PR-21, con la finalidad de modificar la metodología de evaluación de cumplimiento de la prestación del servicio de Regulación Primaria de frecuencia (RPF), ajustar los requerimientos técnicos exigidos para la prestación de la RPF, incluir mecanismos para verificar la consistencia entre la información de potencia y frecuencia declarada por los Generadores y la información registrada el COES, establecer nuevas reglas para la repartición al interior del COES de las penalidades percibidas por incumplimiento del servicio de RPF, y actualizaciones en la redacción del procedimiento a fin de hacerlo concordante con el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES” (en adelante “GLOSARIO”), esto último a efectos de evitar controversias en su aplicación.

En base a lo expuesto, el COES presentó la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia”.

El proyecto materia de la presente exposición de motivos, cumple con el objetivo indicado.

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
• Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° XXX-2016-OS/CD del XX de XXX de 2016.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación de desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.5 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.6 Resolución Directoral N°014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. PRODUCTOS

- 3.1 Informe anual que determine la magnitud de RRPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 3.2 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación.
- 3.3 Reporte del cumplimiento diario del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación, que incluye la evaluación de dato inconsistente.

4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 4.1 Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.
- 4.2 En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 Del COES:

- 5.1.1 Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de RPPF requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el Anexo N° 1.
- 5.1.2 Asignar la magnitud de RPPF aprobada por el Osinergmin en los programas de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
- 5.1.3 Emitir un informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación a los Integrantes y al Osinergmin.
- 5.1.4 Mantener actualizadas la tasa de fallas de las Unidades de Generación y de las instalaciones de transmisión del SEIN de acuerdo al Anexo N° 1.
- 5.1.5 Impartir en tiempo real las instrucciones operativas necesarias para mantener la RPPF asignada.
- 5.1.6 Mantener el registro histórico de las variables asociadas a la RPF establecidas en el presente Procedimiento.
- 5.1.7 Definir los requisitos técnicos mínimos de los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para el seguimiento de la prestación del servicio de RPF.
- 5.1.8 Elaborar el reporte del cumplimiento diario del servicio de RPF.

5.2 De los Integrantes del COES:

- 5.2.1 Contribuir con la RPF de manera obligatoria y permanente en la magnitud requerida, de acuerdo con las exigencias del SEIN.
- 5.2.2 Contar, mantener y calibrar los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para permitir el seguimiento del desempeño de la RPF de acuerdo al numeral 7.3 del presente Procedimiento. Este numeral no será de aplicación para aquellas Unidades o Centrales de Generación cuya obligación de brindar el servicio de RPF esté siendo realizada por otra.
- 5.2.3 Mantener actualizados los datos técnicos de las Unidades de Generación del SEIN, establecidos en el presente Procedimiento.
- 5.2.4 Mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad establecidos en el presente Procedimiento. Caso contrario, será considerado como un incumplimiento al presente Procedimiento y se informará al Osinergmin.
- 5.2.5 Comunicar al COES toda variación en sus instalaciones que afecte el servicio de RPF.
- 5.2.6 Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia establecidas en el numeral 7.3 del presente Procedimiento Técnico de acuerdo a los formatos, medios y plazos que establezca el COES.

6. CRITERIOS REFERIDOS A LA RPF

- 6.1 Cuando se formen temporalmente áreas aisladas del SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES programará y/o designará en tiempo real el mismo porcentaje de

reserva para RPPF utilizado para el SEIN a las Unidades de Generación en cada área aislada. Cuando el COES lo considere necesario, podrá definir nuevos porcentajes de reserva para RPF.

- 6.2 La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con RER cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

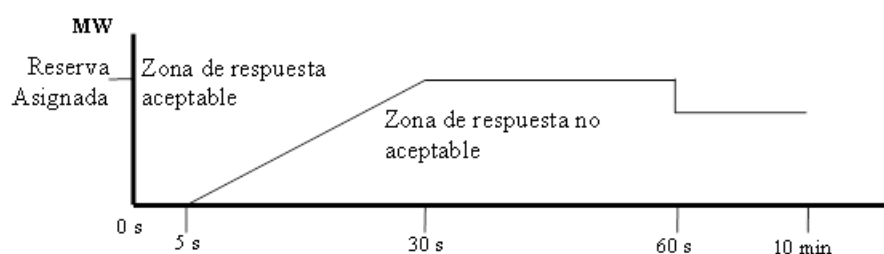
7. REQUISITOS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS GENERADORES PARA LA RPF

- 7.1 Para prestar el servicio de RPF, las Unidades o Centrales de Generación, deberán cumplir con lo siguiente:

- Operar con el regulador de velocidad en modalidad estatismo (“Droop”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación.
- Su estatismo permanente, deberá ser ajustable dentro de un rango de 2% a 5%. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las Unidades de Generación del SEIN dentro del estudio establecido en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI.
- Banda muerta, deberá ser ajustada en una magnitud inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

- 7.2 La respuesta de las Unidades de Generación ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:

- Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a una Unidad de Generación para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos después de ocurrido dicho Evento. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales luego de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.
- A partir de los 30 segundos el aporte de RPPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a las unidades turbovapor, incluyendo las que forman parte de un ciclo combinado.
- La siguiente figura resume el cumplimiento de los ítems a) y b) previos.



- 7.3 Cada Unidad de Generación deberá disponer de un sistema de medición que registre continuamente la frecuencia y potencia en bornes de la Unidad de Generación con una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y 0,01 Hz para la frecuencia. Tal

información deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta (30) días. La Sincronización del tiempo, deberá realizarse a través de un GPS.

- 7.4 En caso que un generador decida que todas las unidades generadoras de una Central de Generación de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad deberá comunicar por escrito dicha decisión al COES indicando las unidades que deben ser consideradas bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas, pudiendo contar con un solo equipo de medición que cumpla con las condiciones establecidas en el numeral 7.3 y reportar la potencia neta producida por el conjunto de las unidades generadoras.

Los agentes generadores que sean propietarios de unidades con ciclos combinados podrán distribuir el total de la RPF asignada por el COES entre las turbinas de gas que componen el ciclo si eso facilita la operación del conjunto. Para tal fin, el Integrante deberá comunicar al COES la forma en la que prestará el servicio de RPF, a más tardar el 1 de noviembre y/o 1 de mayo de cada año, para su aplicación en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.

En el caso que un Generador considere que no puede brindar el servicio de RPF, deberá someter sus unidades a la "Prueba para verificar que los generadores cumplan con los requisitos para la RPF" (Anexo N°7), a fin de confirmar la mencionada imposibilidad.

En caso de imposibilidad técnica, el Generador deberá prestar el servicio a través de una Central de Generación que no sea de su titularidad; los Integrantes involucrados deberán remitir por escrito al COES una comunicación conjunta en la que se exprese la conformidad de las partes.

En el caso que la imposibilidad técnica pueda ser superada por modificaciones o actualizaciones en los equipos del Agente Generador, éste deberá presentar el plazo en que adecuará sus equipos para superar tal imposibilidad técnica, según se estipula en el Anexo N° 7.

- 7.5 Para efectos de evaluación, el Titular de la instalación que presta el servicio de RPF por otras unidades deberá entregar los registros de frecuencia y potencia establecidas en el numeral 7.3 del presente Procedimiento de sus Unidades y/o Central de Generación que efectúo el servicio de RPF, con el cual se verificará el cumplimiento del numeral 11.2 del presente Procedimiento. En caso de incumplimiento, se aplicará la misma calificación tanto a la central que presta el servicio de RPF como a la central cuya obligación está siendo asumida por éste.
- 7.6 Se calificará con incumplimiento igual a 1.0 a la central cuya obligación está siendo asumida por otra Unidad o Central de Generación, cuando ésta última no hubiese operado en el periodo de evaluación.

8. INFORMACIÓN TÉCNICA QUE DEBEN ENTREGAR LOS GENERADORES DEL SEIN REFERIDA A LA RPF

- 8.1 la información mínima que deberá ser proporcionada por el Generador, sin perjuicio de que el COES solicite información adicional, deberá incluir lo siguiente:
- a) información técnica del fabricante, incluyendo especificaciones técnicas y planos;
 - b) identificación de la máquina;
 - c) Características generales del regulador (marca y tipo, año de fabricación del sistema de control, esquema de control);

- d) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual);
 - e) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual);
 - f) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final);
 - g) Características del sistema de medición y registro de la frecuencia y potencia.
- 8.2 Otra información que a criterio del COES considere necesaria, tales como: planos, diagramas funcionales, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, modelos matemáticos y parámetros ajustados en diagrama de bloques, catálogos de fabricantes y documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad.
- 8.3 La información mencionada en el anterior numeral 8.1 deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de las Unidades de Generación.

9. PROGRAMACION DE LA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

- 9.1 En las restricciones del Despacho Económico, para cada período medio horario de la programación diaria, se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada una de las Unidades de Generación comprendidas dentro del alcance del numeral 6.2 del presente Procedimiento de acuerdo a la fórmula (1).

$$\frac{P_{mínima_i}}{1 - \%RA/100} \leq Generacion_{i,t} \leq \frac{Disponible\ MW_{i,t}}{1 + \% \frac{RA}{100}} \dots \dots \dots (1)$$

Dónde

- Generación_{i,t} : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW de la Unidad Generadora i para el período de optimización t.
- Disponible MW_{i,t} : Potencia máxima (en MW) que puede entregar una Unidad de Generación “i” para el Despacho Económico para el período de optimización t. La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia Efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al Despacho Económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.
- % RA : Reserva primaria asignada a la Unidad de Generación, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.1.1 expresado en %.
- P_{mínima}_i : Potencia mínima o mínimo técnico de la Unidad de Generación “i”.

10. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

10.1 Operación en Estado Normal

Si durante la Operación en Tiempo Real una Unidad de Generación quedara imposibilitada, parcial o totalmente, para realizar RPF, el Generador reportará inmediatamente dicha Indisponibilidad al COES. Asimismo, informará la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Este reporte no exime al Generador de la aplicación de los numerales 11.2 y 11.3 del presente Procedimiento.

10.2 Operación en Estado de Emergencia

10.2.1 En Estado de Emergencia, las Unidades de Generación deberán seguir prestando el servicio de RPF.

10.2.2 En Estado de Emergencia, el COES podrá adoptar las acciones que considere más adecuadas para la RPF, pudiendo incluso no asignar reserva o apartarse del Despacho Económico.

11. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SERVICIO DE RPF

11.1 Seguimiento del comportamiento de la frecuencia

11.1.1 En tiempo real el COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF con la que cuenta el SEIN, al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo a la fórmula (2).

$$\Delta f_{max} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n \dots \dots (2)$$

Dónde

Δf_{max} : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estadismo fijado por el COES para las Unidades de Generación del sistema expresado en %.

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 7.1 del presente Procedimiento.

11.2 Evaluación del cumplimiento de la RPF

El COES efectuará una evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de todas las Unidades de Generación y/o central que operaron con la obligación de prestar dicho servicio para todos los días del mes, excepto a aquellas cuya obligación fueron asumidas por otros, de acuerdo a los términos establecidos en el numeral 7.4

Para dicho efecto, el COES primero evaluará la información reportada con el objeto de verificar la consistencia de la información, luego identificará la presencia de una falla evaluable conforme al numeral 11.2.2. En caso se determine una falla evaluable, se aplicará la metodología establecida en el numeral 11.2.4; de lo contrario, aplicará la metodología establecida en el numeral 11.2.3. Este proceso se encuentra desarrollado en el Anexo N° 5.

No se efectuará la evaluación de la RPF durante las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento por aplicación del PR-17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" y PR-18 "Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas".

11.2.1 Evaluación de la información reportada

La información reportada de los equipos de medición detallados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento será evaluada según la metodología establecida en el Anexo N° 2. En caso que las Unidades de Generación acumulen un total de 30 días con datos calificados como inconsistentes en los últimos dos meses anteriores al mes en evaluación, los días del mes en evaluación que resulten calificadas como datos inconsistentes serán automáticamente considerados

como no remitidas y se aplicará lo establecido en el numeral 11.2.5 del presente Procedimiento.

11.2.2 Determinación de las fallas evaluables

Para determinar si una falla de generación es evaluable, se eligen instantes de tiempo en los cuales se presentaron desconexiones de Unidades de Generación iguales o mayores a la RPF de dicho instante, donde la frecuencia en los últimos 5 segundos previos a la desconexión fue igual o superior a 60,0 Hz menos el valor de la banda muerta establecida en el numeral 7.1 del presente Procedimiento.

11.2.3 Evaluación en Estado Normal

La metodología de evaluación en Estado Normal se encuentra establecida en el Anexo N° 3.

11.2.4 Evaluación ante fallas de Unidades de Generación

La metodología de evaluación ante fallas de Unidades de Generación se encuentra establecida en el Anexo N° 4.

11.2.5 Cuando un Generador no remita los registros de los equipos de medición señalados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento en el plazo establecido, se considera un nivel de incumplimiento igual a 1.0 por cada día que no remitió dicha información.

11.3 El incumplimiento de una Unidad de Generación o central de generación de la prestación del servicio de RPF, evaluado de acuerdo al numeral 11.2 del presente Procedimiento, será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de las Unidades de Generación del servicio de RPF y el Generador titular de la citada unidad deberá aportar un cargo por incumplimiento determinado por la fórmula (3).

$$Cargoinc = \left(\sum_{\text{días del mes}} \frac{1}{15} \times CostoRSF_{mes} \times INC_{dia} \right) + Saldo_{mes-1} \dots \dots (3)$$

Dónde:

$CostoRSF_{mes}$: Asignación de los costos por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) mensual atribuibles a la Unidad de Generación en aplicación del PR-22.

INC_{dia} : Nivel de incumplimiento detectado para cada día.

$Saldo_{mes-1}$: Saldo del cargo por incumplimiento del mes anterior.

Los cargos por incumplimiento determinados para las Unidades de Generación se destinarán, en proporción a su magnitud, a reducir el pago del servicio de RSF del mes siguiente. Esta reducción aplicará sólo para aquellas Unidades de Generación que tienen la obligación de prestar el servicio de RPF y hasta un límite determinado en función a su cumplimiento mensual del servicio de RPF del mes evaluado según la fórmula (4).

$$Cumpli_{mes} = \sum_{\text{días del mes}} \frac{1 - INC_{dia}}{\text{Total días del mes}} \dots \dots (4)$$

Dónde:

$$ReduccPagoMax_{mes+1} = \begin{cases} Cumpli_{mes} \times CostoRSF_{mes+1} , & Si \ Cumpli_{mes} < 0.85 \\ CostoRSF_{mes+1} , & Si \ Cumpli_{mes} \geq 0.85 \end{cases}$$

$ReduccPagoMax_{mes+1}$: Reducción máxima de pago por RSF de la Unidad de Generación.

$Cumpli_{mes}$: Factor de cumplimiento mensual.

En caso que el cargo por incumplimiento total aportado por las Unidades de Generación sea mayor a las compensaciones por el servicio de RSF a reducir, el saldo resultante de cada Unidad de Generación será agregado al cargo por incumplimiento de cada una de ellas del siguiente mes.

El flujograma del proceso de evaluación del desempeño del servicio de RPF se muestra en el Anexo N° 5 de este Procedimiento.

12. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 12.1 El informe anual que determina la magnitud de la RPPF se efectuará una vez al año, de acuerdo a los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTR.
- 12.2 El informe mensual de evaluación del cumplimiento de las Unidades de Generación frente al servicio de RPF deberá ser emitido dentro de los primeros 10 días hábiles del mes siguiente al de evaluación.
- 12.3 Los reportes de cumplimiento diario del servicio de RPF, serán integrados por semana operativa y serán emitidos los días miércoles, o en caso corresponda, el día hábil siguiente. El horizonte a evaluar será el comprendido entre el sábado y viernes de la semana operativa pasada
- 12.4 Los registros de frecuencia y potencia serán remitidos diariamente al COES por cada Generador Integrante, hasta las 08:00 horas del día siguiente, en el formato y medio establecido por el COES.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: Se considera un periodo transitorio de implementación de la metodología de calificación del cumplimiento en estado normal, para lo cual el valor del parámetro de ajuste "m" especificado en el numeral 3, literal c) del Anexo N° 3 del presente Procedimiento tendrá los siguientes valores:

Etapas	Cronograma	Parámetro de ajuste "m"
1° etapa	Del 1° al 6° mes de aplicación	∞
2° etapa	Del 7° al 12° mes de aplicación	1,442

Segunda: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta establecido en el literal 7.1 c) del presente Procedimiento no será superior a $\pm 0,050$ Hz."

ÚNICA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

El incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado, para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar y la aplicación de las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin.

ANEXO N° 1

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1. La metodología para determinar la magnitud de RPPF debe tener en cuenta los mayores costos de operación por disponer de un margen de potencia adicional para proveer el servicio de RPF así como los beneficios del mismo.
- 1.2. La reserva destinada a la RPF debe responder tanto a cambios intempestivos de la demanda como a cambios intempestivos de la generación que produzcan déficit de generación.
- 1.3. Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después de 30 segundos de ocurrido un Evento.
- 1.4. La magnitud de RPPF 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.
- 1.5. 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.
- 1.6. La magnitud de RPPF para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.7. En la metodología se considera inicialmente una RPPF asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.8. Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF, será evaluado por el COES para cada caso de manera específica.
- 1.9. Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RPPF 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.

2. METODOLOGÍA

- 2.1. Se calcula el costo de la Energía no Suministrada (ENS) asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.4 y 1.5, 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 los numerales 1.7 y 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 NTCOTRSI está exonerada de realizar RPF.

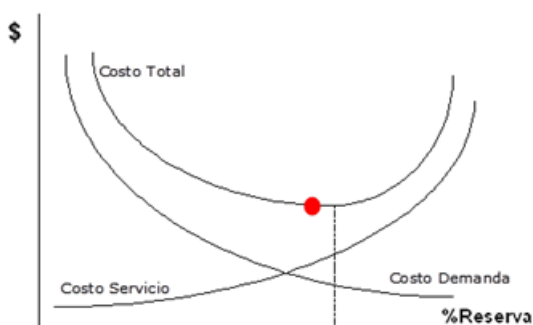


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA 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 transcurridos 30 segundos de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.3 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 las Unidades de Generación ($%E_n$), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2. En la determinación de la RRPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RRPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) 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) del numeral 3.2 del presente anexo;

- c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.3 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 Energía No Suministrada, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SERVIDA 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/rationar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurridos 30 segundos de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.3 del presente anexo.
- 4.3. En la determinación de la RRPF 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 RRPF 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) del numeral 4.3 anterior.
 - 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 1.3 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 Energía No Servida, usado en el Plan de Transmisión vigente.

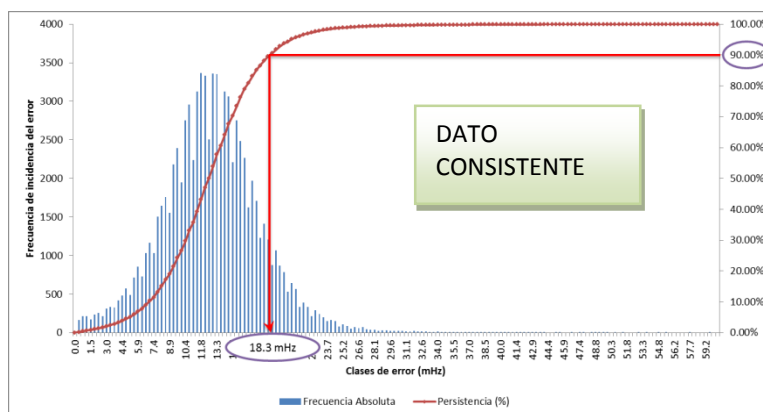
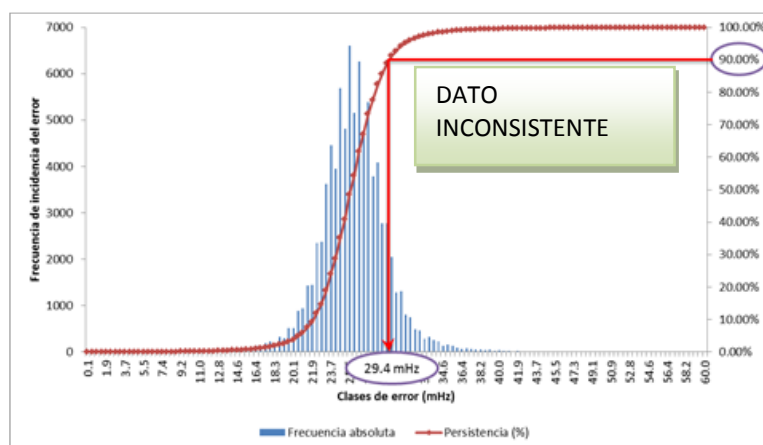
ANEXO N° 2

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA

La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los Generadores Integrantes se realizará de forma diaria bajo la siguiente secuencia:

- Para cada segundo del registro diario se calculará el error absoluto entre la frecuencia de la Unidad de Generación y la frecuencia del SEIN (registro de frecuencia de los GPS del COES).
- Se excluyen de la evaluación los periodos donde la Unidad de Generación no operó.
- Sobre la base de la función de probabilidad acumulada, se determina el error que corresponde a una probabilidad acumulada del 90%. Si el error determinado es superior a 20 mHz, el registro de datos diario evaluado es considerado como dato inconsistente.

Se muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.



ANEXO N° 3

EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF EN ESTADO NORMAL (NUMERAL 11.2.3 DEL PROCEDIMIENTO)

1. Periodo de Evaluación

Se utilizarán los siguientes límites para el dato de frecuencia en la elección del periodo de evaluación, ver fórmulas (1) y (2).

$$f_{max \rightarrow gen} = f_n + 1.2 \times \Delta f_{max} \dots \dots \dots (1)$$

$$f_{min \rightarrow gen} = f_n - 1.2 \times \Delta f_{max} \dots \dots \dots (2)$$

Donde:

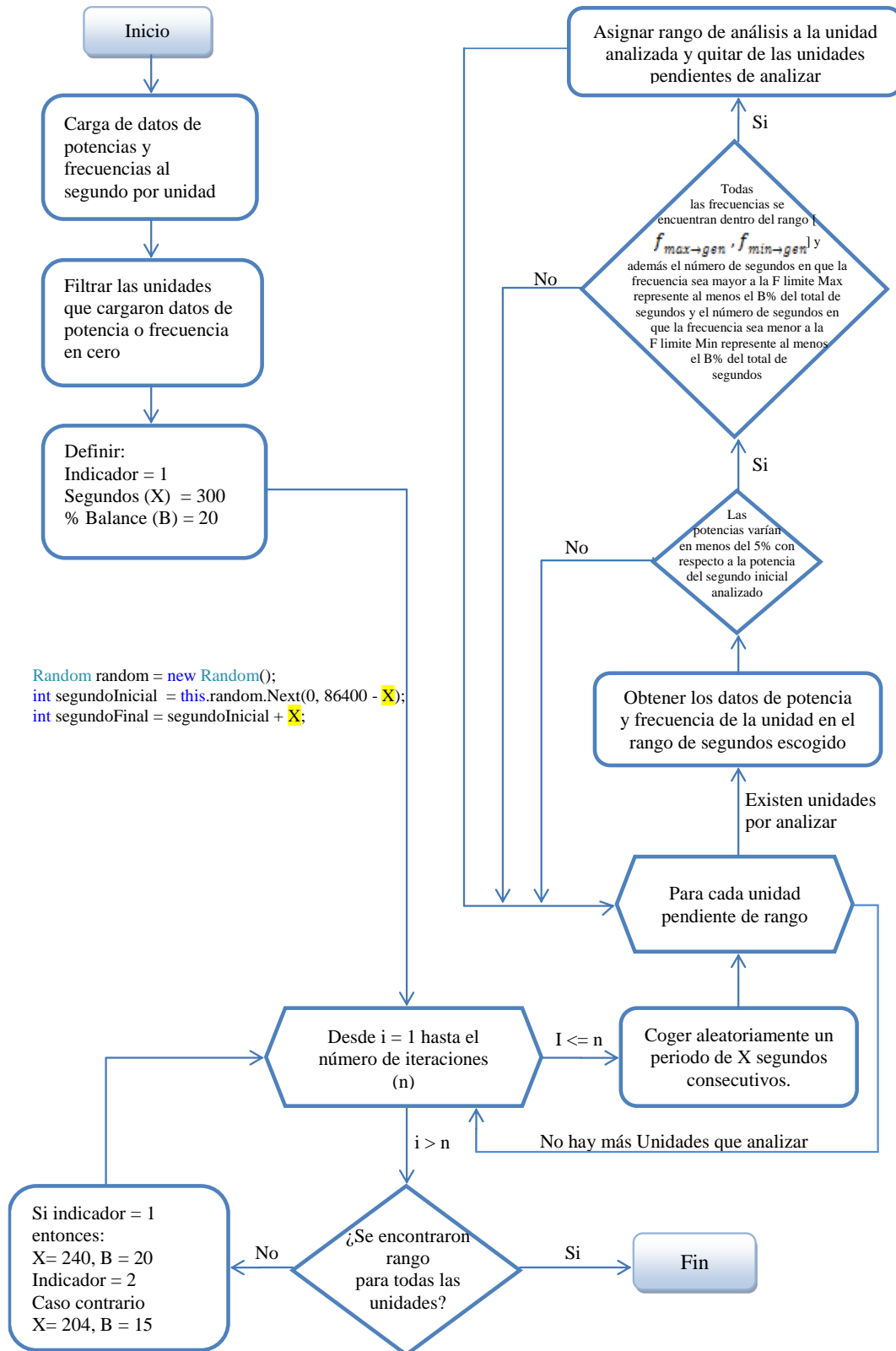
$f_{max \rightarrow gen} , f_{min \rightarrow gen}$: Límites superior e inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de las Unidades de Generación.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

Para cada día de evaluación, se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos (ver flujograma de la Figura 1) donde se cumplan las siguientes condiciones:

- a) La potencia de la unidad no varía en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.
- b) La frecuencia debe mantenerse dentro en la banda de operación [$f_{max \rightarrow gen} , f_{min \rightarrow gen}$]. De estos datos, por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de 60,05 Hz y otro 20% por debajo de 59,95 Hz.
- c) En caso que no se haya encontrado un periodo, se repiten los pasos a) y b) anteriores considerando esta vez, periodos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto, no se encuentran el periodo de evaluación, adicionalmente, se reducirá el % indicado en el numeral b) a 15%.

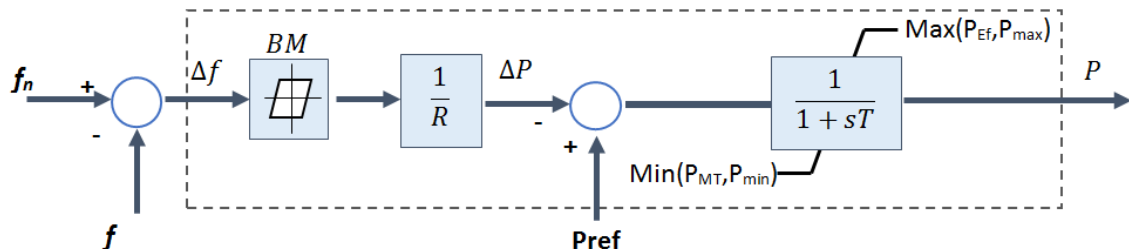
Figura 1. Flujograma para determinar periodo aleatorio de cinco (05) minutos



2. Estimación de los parámetros de la Unidad de Generación

Para el periodo de evaluación identificado en el día se procede de la siguiente manera:

- a) Se estiman los parámetros de estadismo, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia con el modelo de primer orden utilizando la herramienta *Simulink Design Optimization* del MatLab, ver Figura 2 y fórmula (3).



$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \dots \dots \dots (3)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registro de frecuencia de la Unidad de Generación.
- P : Registro de potencia de la Unidad de Generación.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva de la Unidad de Generación, en caso de agrupación de unidades es la suma de sus correspondientes Potencias Efectivas. En caso de Unidades de Generación hidráulica, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.
- $\text{Max}(P_{Ef}, P_{\text{max}})$: Valor máximo de entre la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación y la potencia máxima registrada en el periodo de evaluación.
- $\text{Min}(P_{MT}, P_{\text{min}})$: Valor mínimo de entre la generación en mínimo técnico de la unidad o agrupación de unidades y la potencia mínima registrada en el periodo de evaluación.

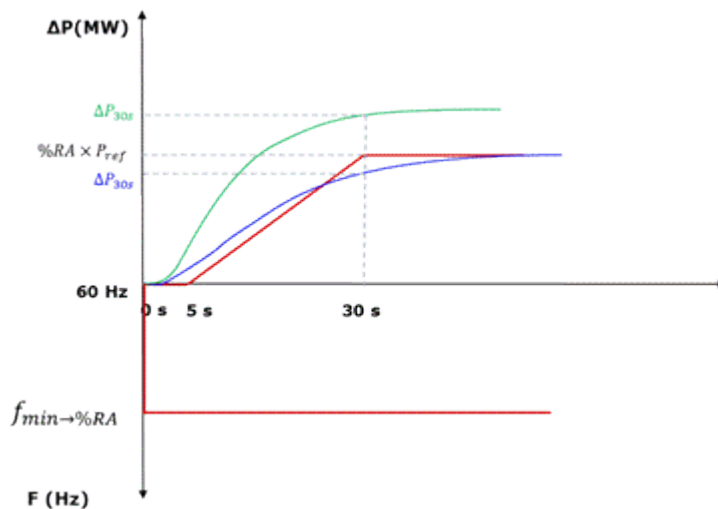
Datos de salida

- P_{ref} : Potencia consigna de la Unidad de Generación.
 - BM : Banda muerta de la Unidad de Generación.
 - $\%E$: Estadismo de la Unidad de Generación.
 - $1/R$: Ganancia en estado estacionario.
 - T : Constante de tiempo.
 - s : Inversa de la función escalón unitario.
- b) Con los parámetros determinados en a) se calcula el aporte de potencia a los 30 segundos (ΔP_{30s}) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada. Para este cálculo se considera como límite de generación el valor máximo entre la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación y la potencia máxima registrada en el periodo de evaluación, ver fórmula (4).

$$f_{\text{min} \rightarrow \%RA} = f_n - \Delta f_{\text{max}} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

$f_{min \rightarrow \%RA}$: Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada



3. Calificación del cumplimiento en Estado Normal

- Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia de la Unidad de Generación y la potencia de salida del modelo estimado en el numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.6, se considera que el porcentaje de la reserva primaria no suministrada (%RPNS) de la Unidad de Generación es 100%.
- Para los casos no considerados en a) se determina el %RPNS mediante la fórmula (5).

$$\%RPNS = \max\left(1 - \frac{\Delta P_{30s} \times 100}{\%RA \times P_{ref}}; 0\right) \times 100 \dots \dots \dots (5)$$

- Se determina el nivel de incumplimiento del día en función del %RPNS determinado en los literales a) y b) anteriores, utilizando la fórmula (6) y considerando el parámetro de ajuste "m" igual a 0.434:

$$INC = \max\left(m \times \ln\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right) \dots \dots \dots (6)$$

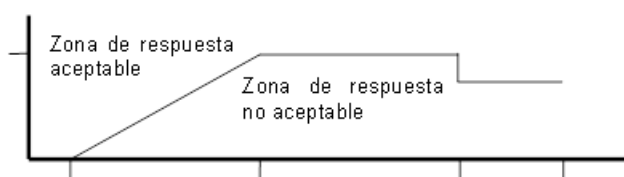
Un ejemplo de aplicación de la presente metodología se incluye en el Anexo 6 del presente procedimiento.

ANEXO N° 4

EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF ANTE FALLAS DE UNIDADES DE GENERACIÓN (NUMERAL 11.2.4 DEL PROCEDIMIENTO)

Para la evaluación del cumplimiento de la RPF ante falla se realiza lo siguiente:

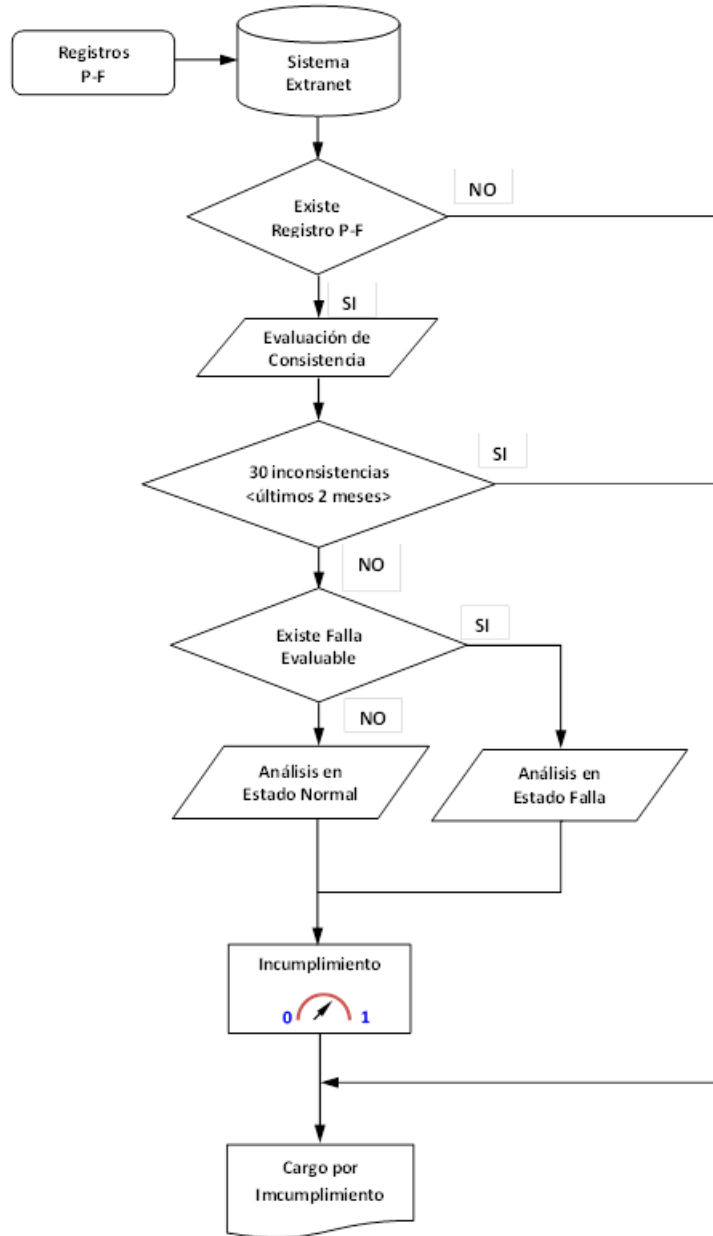
- a) Utilizando los registros de las mediciones de potencia y frecuencia de la(s) unidad(es) o centrales de generación de los equipos de medición indicados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento, se verificará que el incremento de potencia correspondiente a la reserva asignada a la Unidad de Generación fue efectivamente entregada dentro del área señalada en la siguiente figura.



- b) El tiempo cero se considera en el instante de la desconexión de la Unidad de Generación. La evaluación finaliza cuando la frecuencia del sistema se ha recuperado a un valor superior a $(60 - \Delta f_{\max})$, donde Δf_{\max} es determinado de acuerdo al numeral 11.1.1 del presente Procedimiento.
- c) La reserva asignada para la evaluación se calculará como el aporte que debe entregar la Unidad de Generación en base a la desviación de la frecuencia de referencia (60,0 Hz), limitada al porcentaje de reserva primaria asignada a las Unidades de Generación.
- d) El nivel de cumplimiento se determina calculando el porcentaje de tiempo en que la reserva entregada superó el límite establecido en la figura previa. Se considerará que la respuesta fue satisfactoria si el cálculo resulta 100%. En caso contrario corresponderá a un nivel de incumplimiento igual al valor que resulte de la diferencia para alcanzar el 100 %, expresada en decimales.

ANEXO N° 5

FLUJOGRAMA DEL PROCESO DE EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SERVICIO DE RPF



ANEXO N° 6

EJEMPLO DE APLICACIÓN

A continuación se muestra un ejemplo práctico de la aplicación del proceso de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF en estado normal, siguiendo la metodología descrita en el Anexo N° 3 del procedimiento PR-21.

1. Selección del periodo de evaluación

Primero debemos encontrar los límites de datos de frecuencia, las cuales están definidos por las siguientes formulas:

$$f_{max} \rightarrow gen = fn + 1.2 \times \Delta f_{max} \dots \dots \dots (1)$$

$$f_{min} \rightarrow gen = fn - 1.2 \times \Delta f_{max} \dots \dots \dots (2)$$

Datos:

Parámetro	Valor
Estatismo	5%
Reserva Asignada	2% (estiaje)
Banda Muerta	0,03 Hz

Cálculo:

$$\Delta f_{max} = \frac{\%E_n * \%RA * 60}{10000} + BM_n \dots \dots \dots (3)$$

$$\Delta f_{max} = \frac{5 * 2 * 60}{10000} + 0.03 \dots \dots \dots (4)$$

$$\Delta f_{max} = 0.09 \text{ Hz} \dots \dots \dots (5)$$

Reemplazando el valor de Δf_{max} en las formulas (1) y (2) se obtiene los siguientes límites:

$$f_{max} = fn + 1.2x\Delta f_{max} \rightarrow f_{max} = 60.108 \text{ Hz} \dots \dots \dots (6)$$

$$f_{min} = fn - 1.2x\Delta f_{max} \rightarrow f_{min} = 59.892 \text{ Hz} \dots \dots \dots (7)$$

Se tomó como ejemplo la información de la central A para un día en particular (21/11/15) teniendo en cuenta el rango previamente definido. Ahora se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos donde se cumplan las siguientes condiciones:

- a) La potencia de la unidad no varía en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.

Pinicial = 272.2442 MW

$$\text{Pinicial} + 5\% = (1+5\%) \times (272.2442) = 285.8564 \text{ MW}$$

$$\text{Pinicial} - 5\% = (1-5\%) \times (272.2442) = 258.632 \text{ MW}$$

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2016-OS/CD

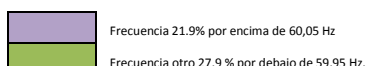
Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia
18:19:28	272.2442	18:20:29	272.2442	18:21:30	272.2442	18:22:31	277.487	18:23:32	274.2103
18:19:29	272.2442	18:20:30	272.2442	18:21:31	271.5888	18:22:32	277.487	18:23:33	274.2103
18:19:30	272.2442	18:20:31	272.2442	18:21:32	271.5889	18:22:33	276.1764	18:23:34	274.8656
18:19:31	272.2441	18:20:32	272.8996	18:21:33	271.5888	18:22:34	276.8317	18:23:35	274.2102
18:19:32	272.2441	18:20:33	272.8996	18:21:34	271.5888	18:22:35	276.1763	18:23:36	274.8656
18:19:33	272.8994	18:20:34	271.5888	18:21:35	271.5888	18:22:36	276.1763	18:23:37	274.8656
18:19:34	272.8995	18:20:35	272.2442	18:21:36	271.5888	18:22:37	276.8317	18:23:38	274.8656
18:19:35	272.2441	18:20:36	272.2442	18:21:37	272.2441	18:22:38	276.1763	18:23:39	275.5209
18:19:36	270.9335	18:20:37	271.5888	18:21:38	271.5888	18:22:39	276.1763	18:23:40	274.8655
18:19:37	272.2443	18:20:38	271.5888	18:21:39	271.5888	18:22:40	276.8317	18:23:41	275.5209
18:19:38	272.2443	18:20:39	270.9334	18:21:40	271.5888	18:22:41	276.8317	18:23:42	275.521
18:19:39	272.8996	18:20:40	270.2781	18:21:41	272.8995	18:22:42	276.1763	18:23:43	276.1765
18:19:40	271.5888	18:20:41	270.2781	18:21:42	272.8995	18:22:43	277.4871	18:23:44	275.521
18:19:41	271.5888	18:20:42	270.9334	18:21:43	272.2442	18:22:44	276.1764	18:23:45	275.5209
18:19:42	272.2442	18:20:43	271.5888	18:21:44	271.5888	18:22:45	275.521	18:23:46	276.8317
18:19:43	271.5888	18:20:44	270.9334	18:21:45	270.9334	18:22:46	276.1764	18:23:47	275.5211
18:19:44	270.9334	18:20:45	271.5888	18:21:46	270.9334	18:22:47	275.521	18:23:48	275.5212
18:19:45	270.2781	18:20:46	272.2441	18:21:47	270.9334	18:22:48	276.1764	18:23:49	275.521
18:19:46	270.2781	18:20:47	271.5887	18:21:48	271.5888	18:22:49	276.8317	18:23:50	276.1763
18:19:47	270.9335	18:20:48	271.5888	18:21:49	271.5888	18:22:50	276.8317	18:23:51	277.4871
18:19:48	270.9335	18:20:49	270.9334	18:21:50	272.2441	18:22:51	276.8316	18:23:52	276.8317
18:19:49	270.2781	18:20:50	270.9334	18:21:51	273.5549	18:22:52	275.5208	18:23:53	274.2101
18:19:50	270.2781	18:20:51	270.2781	18:21:52	272.2442	18:22:53	276.1763	18:23:54	274.8655
18:19:51	270.9334	18:20:52	271.5888	18:21:53	272.8997	18:22:54	276.1765	18:23:55	274.8655
18:19:52	270.278	18:20:53	270.9335	18:21:54	272.8995	18:22:55	275.521	18:23:56	274.2103
18:19:53	270.2781	18:20:54	272.2442	18:21:55	273.5549	18:22:56	276.1764	18:23:57	274.8656
18:19:54	270.278	18:20:55	272.2442	18:21:56	272.8994	18:22:57	276.1762	18:23:58	274.2103
18:19:55	270.278	18:20:56	271.5888	18:21:57	272.8996	18:22:58	276.8317	18:23:59	274.8657
18:19:56	270.9334	18:20:57	270.9334	18:21:58	274.2103	18:22:59	276.1764	18:24:00	274.8657
18:19:57	270.9335	18:20:58	271.5887	18:21:59	274.8654	18:23:00	276.8317	18:24:01	274.8656
18:19:58	270.9335	18:20:59	270.9334	18:22:00	274.8654	18:23:01	276.1763	18:24:02	274.8656
18:19:59	270.9335	18:21:00	271.5888	18:22:01	274.8656	18:23:02	276.1763	18:24:03	274.8656
18:20:00	271.5888	18:21:01	272.2441	18:22:02	275.521	18:23:03	276.1763	18:24:04	274.2102
18:20:01	270.9334	18:21:02	271.5888	18:22:03	275.521	18:23:04	275.5209	18:24:05	274.2102
18:20:02	271.5888	18:21:03	271.5888	18:22:04	275.521	18:23:05	274.8656	18:24:06	273.5549
18:20:03	271.5888	18:21:04	271.5888	18:22:05	275.521	18:23:06	274.8656	18:24:07	274.2102
18:20:04	270.9334	18:21:05	272.2442	18:22:06	275.521	18:23:07	274.8656	18:24:08	274.2102
18:20:05	272.2441	18:21:06	271.5888	18:22:07	276.1763	18:23:08	274.8657	18:24:09	274.2102
18:20:06	271.5888	18:21:07	271.5888	18:22:08	276.1763	18:23:09	274.2103	18:24:10	274.8656
18:20:07	271.5888	18:21:08	270.2781	18:22:09	276.8316	18:23:10	274.8657	18:24:11	274.8656
18:20:08	271.5888	18:21:09	270.2781	18:22:10	276.1762	18:23:11	274.8657	18:24:12	274.8656
18:20:09	271.5888	18:21:10	269.6227	18:22:11	275.5209	18:23:12	275.5209	18:24:13	274.2102
18:20:10	271.5888	18:21:11	270.2781	18:22:12	275.521	18:23:13	273.5548	18:24:14	274.2101
18:20:11	272.2442	18:21:12	270.2781	18:22:13	276.8317	18:23:14	274.2102	18:24:15	274.2101
18:20:12	271.5888	18:21:13	270.2781	18:22:14	276.1764	18:23:15	274.8656	18:24:16	275.5209
18:20:13	271.5888	18:21:14	270.2781	18:22:15	276.8318	18:23:16	274.8656	18:24:17	276.1764
18:20:14	271.5888	18:21:15	270.2781	18:22:16	276.8317	18:23:17	274.8656	18:24:18	276.1764
18:20:15	271.5888	18:21:16	270.2781	18:22:17	276.8317	18:23:18	275.521	18:24:19	276.1764
18:20:16	271.5887	18:21:17	270.2781	18:22:18	277.4869	18:23:19	274.8657	18:24:20	276.1762
18:20:17	272.2441	18:21:18	269.6227	18:22:19	277.4869	18:23:20	274.8657	18:24:21	276.1761
18:20:18	272.2441	18:21:19	270.2781	18:22:20	276.8316	18:23:21	274.8657	18:24:22	277.487
18:20:19	272.8995	18:21:20	270.2781	18:22:21	276.1763	18:23:22	275.5209	18:24:23	278.1424
18:20:20	272.2442	18:21:21	270.2781	18:22:22	276.1764	18:23:23	274.8655	18:24:24	277.4872
18:20:21	272.8996	18:21:22	269.6227	18:22:23	276.1764	18:23:24	274.8655	18:24:25	277.487
18:20:22	272.8996	18:21:23	270.2781	18:22:24	276.8317	18:23:25	275.5209	18:24:26	278.1422
18:20:23	272.2442	18:21:24	270.2781	18:22:25	276.1763	18:23:26	275.5209	18:24:27	278.1422
18:20:24	272.2442	18:21:25	270.9334	18:22:26	277.487	18:23:27	275.521	18:24:28	277.487
18:20:25	272.2441	18:21:26	270.9334	18:22:27	276.1762	18:23:28	275.521		
18:20:26	272.2441	18:21:27	271.5888	18:22:28	276.8316	18:23:29	274.8656		
18:20:27	272.8995	18:21:28	271.5888	18:22:29	276.1764	18:23:30	274.8657		
18:20:28	272.2442	18:21:29	271.5888	18:22:30	277.487	18:23:31	274.8657		

Se observa que ninguna dato excede las tolerancia definidas.

- b) La frecuencia debe mantenerse dentro en la banda de operación $[f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}]$. De los datos registrados, al menos el 20% de los registros debe ser mayor a 60,05 Hz y 20% de los registros menores a 59,95 Hz.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2016-OS/CD

Hora	Frecuencia	Hora	Frecuencia	Hora	Frecuencia	Hora	Frecuencia	Hora	Frecuencia
18:19:28	60.049	18:20:29	60.029	18:21:30	60.042	18:22:31	59.928	18:23:32	59.968
18:19:29	60.049	18:20:30	60.035	18:21:31	60.035	18:22:32	59.92	18:23:33	59.969
18:19:30	60.049	18:20:31	60.04	18:21:32	60.033	18:22:33	59.917	18:23:34	59.971
18:19:31	60.047	18:20:32	60.048	18:21:33	60.033	18:22:34	59.915	18:23:35	59.972
18:19:32	60.041	18:20:33	60.052	18:21:34	60.038	18:22:35	59.916	18:23:36	59.981
18:19:33	60.028	18:20:34	60.055	18:21:35	60.046	18:22:36	59.918	18:23:37	59.985
18:19:34	60.019	18:20:35	60.057	18:21:36	60.052	18:22:37	59.924	18:23:38	59.978
18:19:35	60.017	18:20:36	60.054	18:21:37	60.062	18:22:38	59.929	18:23:39	59.964
18:19:36	60.024	18:20:37	60.052	18:21:38	60.07	18:22:39	59.936	18:23:40	59.949
18:19:37	60.032	18:20:38	60.052	18:21:39	60.077	18:22:40	59.943	18:23:41	59.935
18:19:38	60.034	18:20:39	60.053	18:21:40	60.084	18:22:41	59.947	18:23:42	59.923
18:19:39	60.032	18:20:40	60.057	18:21:41	60.076	18:22:42	59.951	18:23:43	59.909
18:19:40	60.033	18:20:41	60.061	18:21:42	60.065	18:22:43	59.954	18:23:44	59.9
18:19:41	60.039	18:20:42	60.064	18:21:43	60.057	18:22:44	59.956	18:23:45	59.896
18:19:42	60.046	18:20:43	60.063	18:21:44	60.05	18:22:45	59.956	18:23:46	59.896
18:19:43	60.054	18:20:44	60.061	18:21:45	60.048	18:22:46	59.957	18:23:47	59.896
18:19:44	60.061	18:20:45	60.055	18:21:46	60.051	18:22:47	59.955	18:23:48	59.905
18:19:45	60.07	18:20:46	60.046	18:21:47	60.06	18:22:48	59.953	18:23:49	59.925
18:19:46	60.08	18:20:47	60.041	18:21:48	60.068	18:22:49	59.948	18:23:50	59.945
18:19:47	60.09	18:20:48	60.035	18:21:49	60.07	18:22:50	59.942	18:23:51	59.957
18:19:48	60.093	18:20:49	60.034	18:21:50	60.059	18:22:51	59.931	18:23:52	59.964
18:19:49	60.089	18:20:50	60.036	18:21:51	60.043	18:22:52	59.918	18:23:53	59.974
18:19:50	60.077	18:20:51	60.039	18:21:52	60.023	18:22:53	59.911	18:23:54	59.982
18:19:51	60.064	18:20:52	60.044	18:21:53	60.001	18:22:54	59.905	18:23:55	59.987
18:19:52	60.054	18:20:53	60.049	18:21:54	59.982	18:22:55	59.902	18:23:56	59.991
18:19:53	60.045	18:20:54	60.046	18:21:55	59.967	18:22:56	59.902	18:23:57	59.999
18:19:54	60.036	18:20:55	60.038	18:21:56	59.954	18:22:57	59.907	18:23:58	60.001
18:19:55	60.027	18:20:56	60.031	18:21:57	59.943	18:22:58	59.915	18:23:59	60.001
18:19:56	60.021	18:20:57	60.033	18:21:58	59.938	18:22:59	59.921	18:24:00	60.005
18:19:57	60.017	18:20:58	60.038	18:21:59	59.937	18:23:00	59.929	18:24:01	60
18:19:58	60.017	18:20:59	60.044	18:22:00	59.94	18:23:01	59.936	18:24:02	59.995
18:19:59	60.017	18:21:00	60.049	18:22:01	59.942	18:23:02	59.943	18:24:03	59.996
18:20:00	60.018	18:21:01	60.051	18:22:02	59.945	18:23:03	59.948	18:24:04	59.998
18:20:01	60.021	18:21:02	60.05	18:22:03	59.949	18:23:04	59.95	18:24:05	59.996
18:20:02	60.028	18:21:03	60.051	18:22:04	59.952	18:23:05	59.953	18:24:06	59.995
18:20:03	60.031	18:21:04	60.058	18:22:05	59.956	18:23:06	59.958	18:24:07	59.994
18:20:04	60.037	18:21:05	60.067	18:22:06	59.959	18:23:07	59.964	18:24:08	59.986
18:20:05	60.042	18:21:06	60.072	18:22:07	59.959	18:23:08	59.971	18:24:09	59.986
18:20:06	60.043	18:21:07	60.073	18:22:08	59.959	18:23:09	59.975	18:24:10	59.984
18:20:07	60.041	18:21:08	60.073	18:22:09	59.959	18:23:10	59.975	18:24:11	59.977
18:20:08	60.04	18:21:09	60.072	18:22:10	59.956	18:23:11	59.975	18:24:12	59.971
18:20:09	60.036	18:21:10	60.078	18:22:11	59.954	18:23:12	59.973	18:24:13	59.963
18:20:10	60.033	18:21:11	60.092	18:22:12	59.954	18:23:13	59.967	18:24:14	59.957
18:20:11	60.03	18:21:12	60.101	18:22:13	59.952	18:23:14	59.969	18:24:15	59.948
18:20:12	60.026	18:21:13	60.103	18:22:14	59.946	18:23:15	59.969	18:24:16	59.938
18:20:13	60.026	18:21:14	60.097	18:22:15	59.944	18:23:16	59.968	18:24:17	59.93
18:20:14	60.03	18:21:15	60.09	18:22:16	59.941	18:23:17	59.961	18:24:18	59.923
18:20:15	60.032	18:21:16	60.084	18:22:17	59.943	18:23:18	59.95	18:24:19	59.92
18:20:16	60.034	18:21:17	60.075	18:22:18	59.943	18:23:19	59.942	18:24:20	59.913
18:20:17	60.035	18:21:18	60.068	18:22:19	59.941	18:23:20	59.935	18:24:21	59.909
18:20:18	60.033	18:21:19	60.061	18:22:20	59.94	18:23:21	59.934	18:24:22	59.912
18:20:19	60.031	18:21:20	60.061	18:22:21	59.937	18:23:22	59.939	18:24:23	59.909
18:20:20	60.028	18:21:21	60.063	18:22:22	59.938	18:23:23	59.944	18:24:24	59.912
18:20:21	60.023	18:21:22	60.064	18:22:23	59.938	18:23:24	59.947	18:24:25	59.91
18:20:22	60.017	18:21:23	60.065	18:22:24	59.938	18:23:25	59.946	18:24:26	59.911
18:20:23	60.016	18:21:24	60.064	18:22:25	59.941	18:23:26	59.957	18:24:27	59.922
18:20:24	60.016	18:21:25	60.061	18:22:26	59.942	18:23:27	59.967	18:24:28	59.92
18:20:25	60.017	18:21:26	60.055	18:22:27	59.941	18:23:28	59.973		
18:20:26	60.021	18:21:27	60.054	18:22:28	59.941	18:23:29	59.969		
18:20:27	60.026	18:21:28	60.053	18:22:29	59.938	18:23:30	59.968		
18:20:28	60.027	18:21:29	60.05	18:22:30	59.933	18:23:31	59.967		



- c) En caso que no se haya encontrado un periodo, se repiten los pasos a) y b) anteriores considerando esta vez, periodos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto, no se encuentren el periodo de evaluación, adicionalmente, se reducirá el % indicado en el numeral b) a 15%.

El periodo de cinco (05) minutos seleccionado corresponde a 18:19:28 h – 18:24:28 h.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2016-OS/CD**

2. Estimación de los parámetros

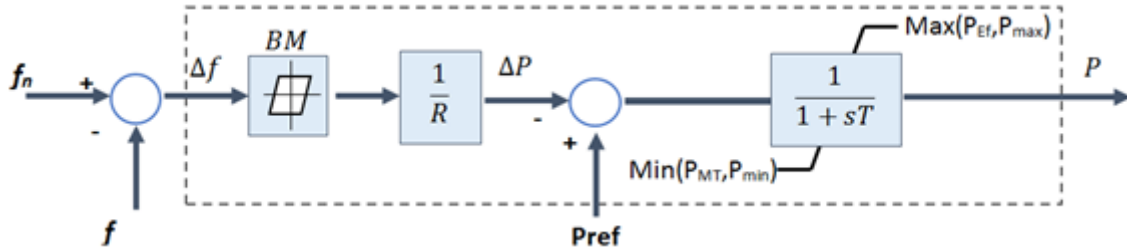
Para el periodo seleccionado se tiene los siguientes datos registrados de potencia – frecuencia de la central A:

Hora	Potencia	Frecuencia	Hora	Potencia	Frecuencia	Hora	Potencia	Frecuencia	Hora	Potencia	Frecuencia
18:19:28	272.2442	60.05	18:20:44	270.9334	60.06	18:22:00	274.8654	59.94	18:23:16	274.8656	59.968
18:19:29	272.2442	60.049	18:20:45	271.5888	60.053	18:22:01	274.8656	59.942	18:23:17	274.8656	59.968
18:19:30	272.2442	60.049	18:20:46	272.2441	60.045	18:22:02	275.521	59.945	18:23:18	275.521	59.954
18:19:31	272.2441	60.049	18:20:47	271.5887	60.036	18:22:03	275.521	59.95	18:23:19	274.8657	59.944
18:19:32	272.2441	60.044	18:20:48	271.5888	60.035	18:22:04	275.521	59.95	18:23:20	274.8657	59.933
18:19:33	272.8994	60.03	18:20:49	270.9334	60.035	18:22:05	275.521	59.956	18:23:21	274.8657	59.933
18:19:34	272.8995	60.017	18:20:50	270.9334	60.035	18:22:06	275.521	59.959	18:23:22	275.5209	59.941
18:19:35	272.2441	60.017	18:20:51	270.2781	60.041	18:22:07	276.1763	59.958	18:23:23	274.8655	59.947
18:19:36	270.9335	60.02	18:20:52	271.5888	60.048	18:22:08	276.1763	59.96	18:23:24	274.8655	59.947
18:19:37	272.2443	60.03	18:20:53	270.9335	60.046	18:22:09	276.8316	59.956	18:23:25	275.5209	59.946
18:19:38	272.2443	60.035	18:20:54	272.2442	60.034	18:22:10	276.1762	59.956	18:23:26	275.5209	59.946
18:19:39	272.8996	60.031	18:20:55	272.2442	60.034	18:22:11	275.5209	59.954	18:23:27	275.521	59.97
18:19:40	271.5888	60.036	18:20:56	271.5888	60.03	18:22:12	275.521	59.954	18:23:28	275.521	59.97
18:19:41	271.5888	60.036	18:20:57	270.9334	60.03	18:22:13	276.8317	59.948	18:23:29	274.8656	59.97
18:19:42	272.2442	60.045	18:20:58	271.5887	60.044	18:22:14	276.1764	59.944	18:23:30	274.8657	59.967
18:19:43	271.5888	60.055	18:20:59	270.9334	60.05	18:22:15	276.8318	59.944	18:23:31	274.8657	59.967
18:19:44	270.9334	60.066	18:21:00	271.5888	60.05	18:22:16	276.8317	59.942	18:23:32	274.2103	59.969
18:19:45	270.2781	60.075	18:21:01	272.2441	60.052	18:22:17	276.8317	59.944	18:23:33	274.2103	59.969
18:19:46	270.2781	60.075	18:21:02	271.5888	60.051	18:22:18	277.4869	59.943	18:23:34	274.8656	59.971
18:19:47	270.9335	60.092	18:21:03	271.5888	60.057	18:22:19	277.4869	59.94	18:23:35	274.2102	59.984
18:19:48	270.9335	60.093	18:21:04	271.5888	60.069	18:22:20	276.8316	59.94	18:23:36	274.8656	59.984
18:19:49	270.2781	60.083	18:21:05	272.2442	60.069	18:22:21	276.1763	59.937	18:23:37	274.8656	59.984
18:19:50	270.2781	60.065	18:21:06	271.5888	60.069	18:22:22	276.1764	59.938	18:23:38	274.8656	59.967
18:19:51	270.9334	60.052	18:21:07	271.5888	60.073	18:22:23	276.1764	59.938	18:23:39	275.5209	59.949
18:19:52	270.278	60.052	18:21:08	270.2781	60.072	18:22:24	276.8317	59.941	18:23:40	274.8655	59.93
18:19:53	270.2781	60.052	18:21:09	270.2781	60.072	18:22:25	276.1763	59.941	18:23:41	275.5209	59.93
18:19:54	270.278	60.028	18:21:10	269.6227	60.081	18:22:26	277.487	59.944	18:23:42	275.521	59.914
18:19:55	270.278	60.028	18:21:11	270.2781	60.081	18:22:27	276.1762	59.939	18:23:43	276.1765	59.914
18:19:56	270.9334	60.02	18:21:12	270.2781	60.103	18:22:28	276.8316	59.941	18:23:44	275.521	59.899
18:19:57	270.9335	60.016	18:21:13	270.2781	60.103	18:22:29	276.1764	59.934	18:23:45	275.5209	59.899
18:19:58	270.9335	60.016	18:21:14	270.2781	60.103	18:22:30	277.487	59.924	18:23:46	276.8317	59.894
18:19:59	270.9335	60.018	18:21:15	270.2781	60.088	18:22:31	277.487	59.924	18:23:47	275.5211	59.894
18:20:00	271.5888	60.019	18:21:16	270.2781	60.088	18:22:32	277.487	59.924	18:23:48	275.5212	59.896
18:20:01	270.9334	60.022	18:21:17	270.2781	60.076	18:22:33	276.1764	59.918	18:23:49	275.521	59.945
18:20:02	271.5888	60.031	18:21:18	269.6227	60.068	18:22:34	276.8317	59.914	18:23:50	276.1763	59.945
18:20:03	271.5888	60.031	18:21:19	270.2781	60.062	18:22:35	276.1763	59.917	18:23:51	277.4871	59.961
18:20:04	270.9334	60.033	18:21:20	270.2781	60.062	18:22:36	276.1763	59.917	18:23:52	276.8317	59.961
18:20:05	272.2441	60.041	18:21:21	270.2781	60.062	18:22:37	276.8317	59.919	18:23:53	274.2101	59.985
18:20:06	271.5888	60.042	18:21:22	269.6227	60.064	18:22:38	276.1763	59.927	18:23:54	274.8655	59.988
18:20:07	271.5888	60.041	18:21:23	270.2781	60.064	18:22:39	276.1763	59.935	18:23:55	274.8655	59.988
18:20:08	271.5888	60.041	18:21:24	270.2781	60.064	18:22:40	276.8317	59.944	18:23:56	274.2103	59.996
18:20:09	271.5888	60.04	18:21:25	270.9334	60.059	18:22:41	276.8317	59.949	18:23:57	274.8656	60.003
18:20:10	271.5888	60.032	18:21:26	270.9334	60.054	18:22:42	276.1763	59.949	18:23:58	274.2103	60
18:20:11	272.2442	60.03	18:21:27	271.5888	60.053	18:22:43	277.4871	59.955	18:23:59	274.8657	60.007
18:20:12	271.5888	60.024	18:21:28	271.5888	60.053	18:22:44	276.1764	59.955	18:24:00	274.2102	60.007
18:20:13	271.5888	60.024	18:21:29	271.5888	60.05	18:22:45	275.521	59.958	18:24:01	274.8656	59.995
18:20:14	271.5888	60.028	18:21:30	272.2442	60.05	18:22:46	276.1764	59.958	18:24:02	274.8656	59.995
18:20:15	271.5888	60.032	18:21:31	271.5888	60.039	18:22:47	275.521	59.954	18:24:03	274.8656	59.999
18:20:16	271.5887	60.036	18:21:32	271.5889	60.033	18:22:48	276.1764	59.947	18:24:04	274.2102	59.993
18:20:17	272.2441	60.035	18:21:33	271.5888	60.04	18:22:49	276.8317	59.938	18:24:05	274.2102	59.993
18:20:18	272.2441	60.035	18:21:34	271.5888	60.04	18:22:50	276.8317	59.938	18:24:06	273.5549	59.995
18:20:19	272.8995	60.03	18:21:35	271.5888	60.048	18:22:51	276.8316	59.925	18:24:07	274.2102	59.987
18:20:20	272.2442	60.029	18:21:36	271.5888	60.048	18:22:52	275.5208	59.925	18:24:08	274.2102	59.987
18:20:21	272.8996	60.022	18:21:37	272.2441	60.071	18:22:53	276.1763	59.911	18:24:09	274.2102	59.984
18:20:22	272.8996	60.017	18:21:38	271.5888	60.071	18:22:54	276.1765	59.904	18:24:10	274.8656	59.975
18:20:23	272.2442	60.016	18:21:39	271.5888	60.071	18:22:55	275.521	59.904	18:24:11	274.8656	59.975
18:20:24	272.2442	60.016	18:21:40	271.5888	60.084	18:22:56	276.1764	59.904	18:24:12	274.8656	59.975
18:20:25	272.2441	60.016	18:21:41	272.8995	60.077	18:22:57	276.1762	59.911	18:24:13	274.2102	59.959
18:20:26	272.2441	60.023	18:21:42	272.8995	60.062	18:22:58	276.8317	59.92	18:24:14	274.2101	59.948
18:20:27	272.8995	60.027	18:21:43	272.2442	60.054	18:22:59	276.1764	59.92	18:24:15	274.2101	59.948
18:20:28	272.2442	60.028	18:21:44	271.5888	60.054	18:23:00	276.8317	59.938	18:24:16	275.5209	59.948
18:20:29	272.2442	60.028	18:21:45	270.9334	60.048	18:23:01	276.1763	59.938	18:24:17	276.1764	59.928
18:20:30	272.2442	60.033	18:21:46	270.9334	60.05	18:23:02	276.1763	59.947	18:24:18	276.1764	59.928
18:20:31	272.2442	60.043	18:21:47	270.9334	60.062	18:23:03	276.1763	59.949	18:24:19	276.1764	59.922
18:20:32	272.8996	60.052	18:21:48	271.5888	60.071	18:23:04	275.5209	59.953	18:24:20	276.1762	59.911
18:20:33	272.8996	60.053	18:21:49	271.5888	60.071	18:23:05	274.8656	59.96	18:24:21	276.1761	59.911
18:20:34	271.5888	60.058	18:21:50	272.2441	60.062	18:23:06	274.8656	59.96	18:24:22	277.487	59.912
18:20:35	272.2442	60.058	18:21:51	273.5549	60.045	18:23:07	274.8656	59.96	18:24:23	278.1424	59.912
18:20:36	272.2442	60.053	18:21:52	272.2442	60.014	18:23:08	274.8657	59.968	18:24:24	277.4872	59.908
18:20:37	271.5888	60.053	18:21:53	272.8997	59.99	18:23:09	274.2103	59.975	18:24:25	277.487	59.913
18:20:38	271.5888	60.052	18:21:54	272.8995	59.99	18:23:10	274.8657	59.976	18:24:26	278.1422	59.913
18:20:39	270.9334	60.056	18:21:55	273.5549	59.971	18:23:11	274.8657	59.976	18:24:27	278.1422	59.913
18:20:40	270.2781	60.056	18:21:56	272.8994	59.955	18:23:12	275.5209	59.974	18:24:28	277.487	59.922
18:20:41	270.2781	60.061	18:21:57	272.8996	59.941	18:23:13	273.5548	59.971			
18:20:42	270.9334	60.064	18:21:58	274.2103	59.938	18:23:14	274.2102	59.968			
18:20:43	271.5888	60.06	18:21:59	274.8654	59.94	18:23:15	274.8656	59.968			

También, se tiene la siguiente información correspondiente a la central A:

Datos	Valor
Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia efectiva	279.521 MW
Max(P _{Ef} , P _{max})	279.521 MW
Min(P _{MT} , P _{min})	180 MW

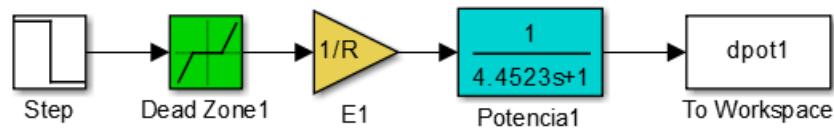
Con los datos de entrada descritos anteriormente se estimará los parámetros de estatismo, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia utilizando la herramienta *Simulink Design Optimization del MatLab*.



A continuación se muestra los siguientes resultados:

Central	Estatismo (%)	Banda muerta (Hz)	Constante de tiempo (Segundos)	Potencia referencia (MW)
A	10.536	0.0000259	4.4523	273.56

Con los datos obtenidos se procederá a calcular el aporte de potencia a los 30 segundos (ΔP_{30s}) para un escalón de variación de frecuencia que agote la reserva primaria asignada, tomando en cuenta que la potencia máxima estará restringida por el máximo entre la potencia efectiva y el máximo valor de potencia registrada en el periodo de evaluación.



Escalón de frecuencia:

$$f_{min \rightarrow RA} = f_n - \Delta f_{max} \dots \dots \dots (8)$$

$$f_{min \rightarrow RA} = 60 - 0.09 = 59.91 \text{ Hz} \dots \dots \dots (9)$$

Respuesta al escalón a los 30 segundos:

$$\Delta P_{30s} = 4.7686 \text{ MW} \dots \dots \dots (10)$$

3. Calificación del cumplimiento

- a) Evaluación del Coeficiente de determinación, con los siguientes datos de potencia real (potencia registrada) y potencia teórica (potencia estimada):

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 089-2016-OS/CD**

Hora	Potencia real	Potencia teórica	Hora	Potencia real	Potencia teórica	Hora	Potencia real	Potencia teórica	Hora	Potencia real	Potencia teórica
18:19:28	272.244	272.566	18:20:44	270.933	271.047	18:22:00	274.865	274.918	18:23:16	274.866	274.998
18:19:29	272.244	272.325	18:20:45	271.589	271.051	18:22:01	274.866	275.168	18:23:17	274.866	274.992
18:19:30	272.244	272.137	18:20:46	272.244	271.121	18:22:02	275.521	275.346	18:23:18	275.521	275.052
18:19:31	272.244	271.987	18:20:47	271.589	271.252	18:22:03	275.521	275.452	18:23:19	274.866	275.206
18:19:32	272.244	271.890	18:20:48	271.589	271.400	18:22:04	275.521	275.515	18:23:20	274.866	275.423
18:19:33	272.899	271.899	18:20:49	270.933	271.523	18:22:05	275.521	275.538	18:23:21	274.866	275.643
18:19:34	272.900	272.026	18:20:50	270.933	271.621	18:22:06	275.521	275.517	18:23:22	275.521	275.782
18:19:35	272.244	272.183	18:20:51	270.278	271.672	18:22:07	276.176	275.491	18:23:23	274.866	275.832
18:19:36	270.934	272.294	18:20:52	271.589	271.654	18:22:08	276.176	275.466	18:23:24	274.866	275.845
18:19:37	272.244	272.324	18:20:53	270.934	271.619	18:22:09	276.832	275.456	18:23:25	275.521	275.861
18:19:38	272.244	272.283	18:20:54	272.244	271.655	18:22:10	276.176	275.465	18:23:26	275.521	275.877
18:19:39	272.900	272.246	18:20:55	272.244	271.736	18:22:11	275.521	275.482	18:23:27	275.521	275.780
18:19:40	271.589	272.211	18:20:56	271.589	271.818	18:22:12	275.521	275.503	18:23:28	275.521	275.599
18:19:41	271.589	272.162	18:20:57	270.933	271.901	18:22:13	276.832	275.548	18:23:29	274.866	275.455
18:19:42	272.244	272.081	18:20:58	271.589	271.903	18:22:14	276.176	275.628	18:23:30	274.866	275.353
18:19:43	271.589	271.932	18:20:59	270.933	271.817	18:22:15	276.832	275.710	18:23:31	274.866	275.285
18:19:44	270.933	271.719	18:21:00	271.589	271.722	18:22:16	276.832	275.784	18:23:32	274.210	275.222
18:19:45	270.278	271.460	18:21:01	272.244	271.638	18:22:17	276.832	275.842	18:23:33	274.210	275.162
18:19:46	270.278	271.215	18:21:02	271.589	271.566	18:22:18	277.487	275.885	18:23:34	274.866	275.105
18:19:47	270.934	270.941	18:21:03	271.589	271.485	18:22:19	277.487	275.937	18:23:35	274.210	274.992
18:19:48	270.934	270.644	18:21:04	271.589	271.340	18:22:20	276.832	275.992	18:23:36	274.866	274.845
18:19:49	270.278	270.449	18:21:05	272.244	271.172	18:22:21	276.176	276.049	18:23:37	274.866	274.728
18:19:50	270.278	270.419	18:21:06	271.589	271.038	18:22:22	276.176	276.103	18:23:38	274.866	274.713
18:19:51	270.933	270.532	18:21:07	271.589	270.913	18:22:23	276.176	276.142	18:23:39	275.521	274.857
18:19:52	270.278	270.679	18:21:08	270.278	270.800	18:22:24	276.832	276.159	18:23:40	274.866	275.136
18:19:53	270.278	270.795	18:21:09	270.278	270.715	18:22:25	276.176	276.160	18:23:41	275.521	275.441
18:19:54	270.278	270.999	18:21:10	269.623	270.605	18:22:26	277.487	276.147	18:23:42	275.521	275.758
18:19:55	270.278	271.265	18:21:11	270.278	270.478	18:22:27	276.176	276.147	18:23:43	276.177	276.080
18:19:56	270.933	271.514	18:21:12	270.278	270.276	18:22:28	276.832	276.159	18:23:44	275.521	276.406
18:19:57	270.934	271.766	18:21:13	270.278	270.020	18:22:29	276.176	276.192	18:23:45	275.521	276.731
18:19:58	270.934	271.984	18:21:14	270.278	269.815	18:22:30	277.487	276.295	18:23:46	276.832	277.014
18:19:59	270.934	272.149	18:21:15	270.278	269.721	18:22:31	277.487	276.420	18:23:47	275.521	277.261
18:20:00	271.589	272.268	18:21:16	270.278	269.710	18:22:32	277.487	276.520	18:23:48	275.521	277.449
18:20:01	270.933	272.344	18:21:17	270.278	269.757	18:22:33	276.176	276.627	18:23:49	275.521	277.365
18:20:02	271.589	272.351	18:21:18	269.623	269.882	18:22:34	276.832	276.757	18:23:50	276.176	277.088
18:20:03	271.589	272.318	18:21:19	270.278	270.045	18:22:35	276.176	276.864	18:23:51	277.487	276.793
18:20:04	270.933	272.283	18:21:20	270.278	270.200	18:22:36	276.176	276.937	18:23:52	276.832	276.488
18:20:05	272.244	272.209	18:21:21	270.278	270.324	18:22:37	276.832	276.986	18:23:53	274.210	276.134
18:20:06	271.589	272.111	18:21:22	269.623	270.414	18:22:38	276.176	276.979	18:23:54	274.866	275.735
18:20:07	271.589	272.033	18:21:23	270.278	270.477	18:22:39	276.176	276.903	18:23:55	274.866	275.403
18:20:08	271.589	271.975	18:21:24	270.278	270.527	18:22:40	276.832	276.766	18:23:56	274.210	275.102
18:20:09	271.589	271.933	18:21:25	270.933	270.591	18:22:41	276.832	276.595	18:23:57	274.866	274.794
18:20:10	271.589	271.941	18:21:26	270.933	270.686	18:22:42	276.176	276.437	18:23:58	274.210	274.532
18:20:11	272.244	271.991	18:21:27	271.589	270.788	18:22:43	277.487	276.284	18:23:59	274.866	274.304
18:20:12	271.589	272.067	18:21:28	271.589	270.874	18:22:44	276.176	276.135	18:24:00	274.866	274.092
18:20:13	271.589	272.153	18:21:29	271.589	270.956	18:22:45	275.521	276.003	18:24:01	274.866	273.977
18:20:14	271.589	272.204	18:21:30	272.244	271.035	18:22:46	276.176	275.884	18:24:02	274.866	273.937
18:20:15	271.589	272.209	18:21:31	271.589	271.148	18:22:47	275.521	275.808	18:24:03	274.866	273.886
18:20:16	271.589	272.177	18:21:32	271.589	271.314	18:22:48	276.176	275.796	18:24:04	274.210	273.856
18:20:17	272.244	272.139	18:21:33	271.589	271.439	18:22:49	276.832	275.858	18:24:05	274.210	273.858
18:20:18	272.244	272.113	18:21:34	271.589	271.510	18:22:50	276.832	275.946	18:24:06	273.555	273.850
18:20:19	272.900	272.116	18:21:35	271.589	271.529	18:22:51	276.832	276.077	18:24:07	274.210	273.872
18:20:20	272.244	272.143	18:21:36	271.589	271.510	18:22:52	275.521	276.237	18:24:08	274.210	273.924
18:20:21	272.900	272.202	18:21:37	272.244	271.389	18:22:53	276.176	276.429	18:24:09	274.210	273.979
18:20:22	272.900	272.302	18:21:38	271.589	271.194	18:22:54	276.177	276.675	18:24:10	274.866	274.078
18:20:23	272.244	272.408	18:21:39	271.589	271.038	18:22:55	275.521	276.901	18:24:11	274.866	274.195
18:20:24	272.244	272.497	18:21:40	271.589	270.853	18:22:56	276.176	277.082	18:24:12	274.866	274.289
18:20:25	272.244	272.568	18:21:41	272.900	270.682	18:22:57	276.176	277.194	18:24:13	274.210	274.438
18:20:26	272.244	272.593	18:21:42	272.900	270.645	18:22:58	276.832	277.212	18:24:14	274.210	274.676
18:20:27	272.900	272.564	18:21:43	272.244	270.716	18:22:59	276.176	277.188	18:24:15	274.210	274.913
18:20:28	272.244	272.519	18:21:44	271.589	270.808	18:23:00	276.832	277.086	18:24:16	275.521	275.102
18:20:29	272.244	272.479	18:21:45	270.933	270.908	18:23:01	276.176	276.927	18:24:17	276.176	275.346
18:20:30	272.244	272.424	18:21:46	270.933	271.005	18:23:02	276.176	276.759	18:24:18	276.176	275.626
18:20:31	272.244	272.312	18:21:47	270.933	271.018	18:23:03	276.176	276.577	18:24:19	276.176	275.878
18:20:32	272.900	272.139	18:21:48	271.589	270.936	18:23:04	275.521	276.404	18:24:20	276.176	276.155
18:20:33	272.900	271.957	18:21:49	271.589	270.832	18:23:05	274.866	276.217	18:24:21	276.176	276.424
18:20:34	271.589	271.785	18:21:50	272.244	270.790	18:23:06	274.866	276.037	18:24:22	277.487	276.634
18:20:35	272.244	271.625	18:21:51	273.555	270.874	18:23:07	274.866	275.894	18:24:23	278.142	276.797
18:20:36	272.244	271.521	18:21:52	272.244	271.157	18:23:08	274.866	275.742	18:24:24	277.487	276.946
18:20:37	271.589	271.459	18:21:53	272.900	271.626	18:23:09	274.210	275.555	18:24:25	277.487	277.059
18:20:38	271.589	271.415	18:21:54	272.900	272.103	18:23:10	274.866	275.370	18:24:26	278.142	277.128
18:20:39	270.933	271.365	18:21:55	273.555	272.572	18:23:11	274.866	275.219	18:24:27	278.142	277.184
18:20:40	270.278	271.308	18:21:56	272.899	273.101	18:23:12	275.521	275.107	18:24:28	277.487	277.186
18:20:41	270.278	271.239	18:21:57	272.900	273.658	18:23:13	273.555	275.040			
18:20:42	270.933	271.149	18:21:58	274.210	274.176	18:23:14	274.210	275.013			
18:20:43	271.589	271.083	18:21:59	274.865	274.593	18:23:15	274.866	275.004			

$$R^2 = \left(\frac{\sum[(P - \bar{P}) * (P_r - \bar{P}_r)]}{\sqrt{\sum(P - \bar{P})^2 * \sum(P_r - \bar{P}_r)^2}} \right)^2 \dots \dots \dots (11)$$

En donde:

R² = coeficiente de determinación

P = Potencia teórica del modelo

\bar{P} = Potencia promedio teórica del modelo

Pr = Potencia real de la unidad de generación

\bar{P}_r = Potencia promedio real de la unidad de generación

$$R^2 = 0.90074 > 0,6$$

Entonces existe buen grado de relación entre la potencia real (potencia registrada) y la potencia teórica (estimada por el modelo)

b) Cálculo del porcentaje de reserva primaria no suministrada (% RPNS)

$$\%RPNS = \max\left(1 - \frac{\Delta P_{30s} \times 100}{\%RA \times P_{ref}}; 0\right) \times 100 \dots \dots \dots (12)$$

$$\%RPNS = \max\left(1 - \frac{4.7686 \times 100}{2 \times 273.56}; 0\right) \times 100 \dots \dots \dots (13)$$

$$\%RPNS = 12.841 \%$$

c) Determinación del nivel de incumplimiento, considerando el parámetro “m” igual a 0.434 (etapa definitiva):

$$\%INC = \max\left(m \times \ln\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right)$$

$$\%INC = \max\left(0.434 \times \ln\left(\frac{12.52376}{100}\right) + 1; 0\right)$$

$$\%INC = 10,92 \%$$

ANEXO N° 7

PRUEBA PARA VERIFICAR QUE LOS GENERADORES CUMPLAN LOS REQUISITOS PARA LA RPF

1. OBJETIVO

El objetivo es determinar el proceso a seguir en cada una de las etapas de los ensayos o pruebas necesarias para verificar que las Unidades de Generación del SEIN que participen en el servicio de regulación primaria de frecuencia, cumplan con los requisitos técnicos establecidos en el presente procedimiento.

2. PROCESO DE VERIFICACIÓN Y CONTROL DE RECURSOS TÉCNICOS PARA CONTROL DE FRECUENCIA

2.1. Solicitud de Pruebas de verificación y Documentación Técnica

La Solicitud de Pruebas de verificación deberá ser presentada al COES, en forma obligatoria, por todo Generador que considere que sus unidades no cuentan con las condiciones técnicas para participar en el servicio de RPF que no estuvieran aún habilitadas para ello.

2.2. Información Básica de las Instalaciones

El Generador propietario debe adjuntar la siguiente Información adicional a la solicitada en el numeral 8 "INFORMACIÓN TÉCNICA QUE DEBEN ENTREGAR LOS GENERADORES DEL SEIN REFERIDA A LA RPF" del presente procedimiento:

- a) Máxima Capacidad de Regulación como porcentaje de la potencia efectiva de sus unidades generadoras.
- b) Gradiente de toma de carga.
- c) Diagrama de bloques de controladores, indicando el tipo de control (Proporcional, Integrador, Derivador), así como las características no lineales, rangos de ajuste de los limitadores, etc.
- d) Lista de señales SCADA y Diagrama Unifilar detallado.

El Generador propietario deberá contratar a una Empresa o Consultor Especializado que estará a cargo de la preparación de los protocolos específicos de los ensayos, la ejecución y registro de los mismos, la elaboración del informe correspondiente y la certificación de los resultados obtenidos.

2.3. Ejecución de los ensayos

Las pruebas de verificación serán realizados conforme a lo estipulado en el presente Procedimiento, y en las Guías Técnicas del COES. Las pruebas serán ejecutadas por el Consultor Especializado, en presencia de personal del COES que concurrirá en calidad de observador.

En todos los casos se utilizarán sistemas de medición y registro de variables que cumplan con las prácticas recomendadas en normas internacionales tales como IEEE, ASTM, IEC, VDE u homologaciones a éstas, las que deberán quedar descriptas en el respectivo Protocolo de Ensayo. Estos sistemas de medición y registro podrán:

- a) Ser provistos por el Consultor Especializado,
- b) Ser parte del equipamiento propio de las instalaciones a ensayar, o
- c) Una combinación de ambos.

Bajo ninguna circunstancia el Consultor Especializado intervendrá en equipamiento propio de las instalaciones bajo ensayo, las que deberán ser operadas por su propio personal durante la ejecución de todas las maniobras requeridas por las pruebas. De manera similar, toda modificación operativa del sistema eléctrico, externo a las instalaciones, será ejecutada por los operadores del Coordinador.

Como parte de las tareas de la fase de ensayos, deberán contemplarse las tareas de:

- a) Validación del canal de comunicación con el SCADA, con participación del COES,
- b) Validación del registro y muestreo de potencia activa y frecuencia en sitio y en el SCADA, a cargo del COES.
- c) Realización de modificaciones menores en campo en los casos en que las pruebas muestren que hay correcciones que se pueden realizar durante la ejecución de las mismas (ajustes de parámetros, ganancias, constantes de tiempo, etc.), tales que los propios ensayos permitan verificar que bajo la nueva condición operativa es posible alcanzar una respuesta adecuada.

Una vez finalizados los ensayos, el Consultor Especializado dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días calendario para elaborar un Informe completo documentando todas las pruebas realizadas, que deberá contener toda la información necesaria para determinar la prestación del servicio y el cumplimiento de los requisitos técnicos mínimos establecidos para ello en el presente Procedimiento y en las Guías Técnicas del COES.

Como parte de las responsabilidades del Consultor Especializado, derivadas de la etapa de ensayos, se encuentra la verificación de la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia de turbina, identificando los parámetros que permiten homologar el modelo del controlador de velocidad contra los registros de ensayos. Como producto final de esta tarea se deberá integrar al Informe Final la documentación del modelo de simulación del controlador, apto para su utilización en los programas de Simulación del Sistema de Potencia de uso habitual en las empresas y organismos del sector eléctrico peruano.

El Informe Final con los resultados de las pruebas será entregado al COES para su revisión, como parte de la documentación técnica al solicitar la prueba de verificación.

A partir de la presentación de la documentación de ensayos, las instalaciones deberán estar preparadas para su puesta en servicio o activación.

2.4. Supervisión del OSINERGMIN de Pruebas y Ensayos

Todas las pruebas y ensayos que se realicen en el marco del presente Anexo, deberán ser puestas en conocimiento del Osinergmin, en lo que se refiere a su programación y cronogramas de ejecución, de modo de posibilitar su participación en calidad de observador, debiendo contar además con pleno acceso a todos los resultados e informes que surjan de las pruebas.

2.5. Evaluación de los Resultados de los Ensayos

La documentación técnica integrada por Informe Final y Registros de Ensayos, esquemas, datos, copias de planos originales deberá ser entregada en formato digital en tanto resulte técnicamente factible.

A partir de la recepción de la documentación y del Informe Final de los ensayos, el COES dispondrá de un plazo de siete (7) días calendario para el control preliminar, requerir eventuales faltantes, y para calificar si la información resulta suficiente para concluir acerca de la aceptación del proceso de habilitación solicitado, emitir observaciones, o bien requerir complementar los ensayos. En este último caso, se le notificará al generador propietario

indicando los ensayos a complementar, para lo cual se otorgará un plazo de diez (10) días para su programación.

En el caso de observaciones o necesidades de aclaración, el generador propietario junto con el Consultor dispondrá de un plazo de cinco (5) días calendario para responderlas.

En caso que la información no esté completa se le notificará al generador propietario indicando los faltantes. Esta notificación quedará registrada por el COES. El generador propietario dispondrá de diez (10) días para completar la información faltante.

Si de la evaluación de los ensayos de unidades que ya se encuentran operando se determinara, con el aval técnico del Consultor Especializado, que no es posible cumplir con algunos de los requerimientos asociados al servicio de RPF, pero fuera posible identificar mejoras que permitirían subsanar el inconveniente con inversiones razonables¹, el Osinergmin podrá otorgar al generador propietario un plazo para ejecutar los cambios, que fijará a su criterio según la magnitud de las modificaciones requeridas. Este tratamiento de excepción es sólo aplicable a instalaciones que ya se encuentren operando comercialmente en el SEIN con anterioridad a la realización de los ensayos, mientras que los generadores nuevos, que realizan los ensayos previo a su ingreso al SEIN, no podrán ser aprobados para su operación comercial hasta tanto las pruebas demuestren el cumplimiento estricto de los requerimientos para participar en el servicio.

2.6. Resultados de la Prueba

A partir de la recepción, a satisfacción del COES, de toda la documentación técnica requerida según lo indicado en los artículos precedentes, incluidos los informes y protocolos específicos de ensayos, el COES dispondrá de un plazo máximo de diez (10) días hábiles para informar al generador propietario si la solicitud de exoneración fue aceptada.

En este último caso, se lo notificará al generador propietario mediante nota señalando las razones técnicas que impiden la participación en el servicio de regulación de frecuencia, indicando las soluciones técnicas que considere viables para superar los impedimentos. Esta notificación quedará registrada en el COES.

El Informe Final de los ensayos, así como todos los cálculos detallados de respaldo, serán presentados por el Consultor en forma escrita, y en medio magnético, lo cual quedará a disposición a través de la página WEB del COES.

3. PRUEBAS DE UNIDADES GENERADORAS PARA RPF

3.1. Objeto de los ensayos

Las pruebas tienen por objeto verificar la respuesta de la unidad ante variaciones rápidas y pequeñas de la frecuencia y convalidar que el error de estado permanente esté dentro de los márgenes tolerados, una vez alcanzada la nueva condición de equilibrio, conforme a las exigencias establecidas en el Procedimiento.

3.2. Ensayos para habilitación de unidades generadoras en la RPF

Se requiere como mínimo llevar a cabo lo siguiente:

- a) Medir el estatismo permanente del lazo automático de control de velocidad.

¹ Si bien en última instancia la calificación de “inversión razonable” será establecida según criterio del OSINERGMIN, como referencia, se puede considerar que se trata de mejoras que involucren cambio o modificación de equipamientos de control. Quedan excluidas las mejoras que impliquen realizar reemplazos de equipamientos mayores, tales como generadores, turbinas, modificaciones en calderas, etc.

- b) Medir la máxima “banda muerta” del controlador de velocidad.
- c) Medir el tiempo de establecimiento del lazo de control de frecuencia, y el gradiente de toma de carga, frente a escalones en la consigna de frecuencia o potencia.
- d) Evaluar el amortiguamiento del lazo de control de velocidad en todos los modos posibles de operación.
- e) Mostrar la capacidad de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del controlador de velocidad de su máquina motriz ante las variaciones de frecuencia presentadas en el SEIN.
- f) Para el caso de unidades generadoras impulsadas por turbinas de gas, se deberá evaluar la respuesta del sistema de control velocidad-potencia de la máquina motriz y del lazo de control de temperatura, frente a una señal en la consigna de frecuencia que simule un importante y abrupto descenso de la frecuencia.
- g) Identificar y registrar las magnitudes y parámetros principales que permiten “homologar” el modelo del Controlador de velocidad.
- h) Determinar la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz.