



NORMA OPERATIVA N°36
SUPERVISIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA INSTALACIONES EXISTENTES

1. OBJETIVO

El objetivo de la presente Norma Operativa es:

- Detallar los parámetros técnicos bajo los cuales las instalaciones de los Agentes de Generación, Transmisión, Distribución (conectados a la red de transmisión) y Consumidores No Regulados (conectados a la red de transmisión), cumplan con los requisitos técnicos de la presente Norma Operativa, mientras formen parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Definir las responsabilidades de los Agentes para garantizar una correcta supervisión de la conformidad de las instalaciones pertenecientes al SIN.
- Establecer los requisitos técnicos para efectuar las pruebas y simulaciones necesarias.

2. ANTECEDENTES

Ley N° 1604 de Electricidad, Decreto Supremo N° 0071, Decreto Supremo N° 3892, Decreto Supremo N°29624; Reglamento de Calidad de Transmisión; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

3. ALCANCE

1. La presente Norma Operativa se aplicará a la supervisión de la conformidad de las instalaciones existentes tal como se define en los párrafos siguientes.
2. A efectos de esta Norma Operativa, las instalaciones incluirán las:
 - a) Unidades de generación de electricidad con capacidad máxima superior o igual a 3 MW;
 - b) Instalaciones de transmisión;
 - c) Instalaciones de distribución conectadas a la red de transmisión;
 - d) Instalaciones de Consumidores No Regulados conectados a la red de transmisión.
3. A efectos de la presente Norma Operativa, una instalación se considerará existente si en la fecha de entrada en vigencia de la presente Norma Operativa, ya está conectada al SIN.

La participación del CNDC en la supervisión de instalaciones existentes será evaluada en función de las características de la instalación.



En el Anexo 1 se encuentran las definiciones que son empleadas en esta Norma Operativa.

4. RELEVAMIENTO DE LAS CAPACIDADES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

1. Los Agentes deberán preparar un relevamiento de las capacidades técnicas de sus instalaciones. El Anexo 3 presenta un modelo de relevamiento que precisa las aptitudes requeridas para instalaciones de generación, así como la información o resultados que deberá proporcionar. Además de las capacidades técnicas de las instalaciones, el relevamiento describirá también los límites de la propiedad, diagramas unifilares, los intercambios de datos en tiempo real y las planillas de ajustes de protecciones definidos en el Anexo 2 de la Norma Operativa N°17 "Protecciones".
2. El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en coordinación con el Agente, definirán el alcance o el contenido del relevamiento de una instalación de generación existente, una vez que el CNDC verifique la información disponible.
3. Los Agentes generadores deberán transmitir al CNDC este relevamiento con la información disponible en un plazo que será coordinado entre el Agente y el CNDC en función de la disponibilidad de la información. Si el CNDC requiere más información, se coordinará con el Agente el alcance de la documentación y el plazo de su presentación.

5. REQUISITOS APLICABLES A INSTALACIONES EXISTENTES

Los requisitos aplicables a las instalaciones existentes deben considerar que algunas unidades que por antigüedad no sea posible proporcionar la información solicitada.

5.1 Instalaciones de generación

5.1.1 Generación de potencia reactiva

Se aplican los siguientes requisitos.

Estado normal	Estado de Emergencia	
	Inmediatamente posterior a contingencia	Posterior a la contingencia



90% de la capacidad máxima, determinado por el Diagrama de Capacidad del Generador	Determinado por los límites de máxima y mínima excitación del generador	Determinado por el Diagrama de Capacidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos
--	---	---

5.1.2 Respuesta del sistema de excitación

Las siguientes especificaciones mínimas de desempeño, se refieren a la evolución de la tensión terminal de máquina en condiciones de operación en vacío del generador, cuando se aplica en forma súbita un cambio en la referencia del Regulador Automático de Tensión (escalón del 2 al 5 %).

- a) Respuesta Dinámica: Evolución de la tensión sin sobre amortiguamiento
- b) Sobre oscilación: $\leq 15\%$
- c) Tiempo Máximo de Crecimiento (T_r) de la tensión terminal para pasar del 10% al 90% del valor final, luego de haberse aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:

Unidad generadora	Tipo de excitatriz	T_r
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 350 ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms
Con licencia de generación otorgada posterior al 2001	Excitatriz estática	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

- d) Tiempo Máximo de Establecimiento (T_s) para el rango $\pm 5\%$ del valor final del cambio en la tensión terminal:

Unidad generadora	Tipo de excitatriz	T_s
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 3 seg.
	Otras excitatrices	≤ 5 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Cualquier tipo	≤ 2 seg.



- e) Error máximo de estado estacionario para una variación en la tensión de alimentación del campo principal de máquina, correspondiente al paso entre el estado de vacío y de plena carga del generador:

Unidad generadora	Valor del error
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	$\leq 1\%$
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	$\leq 0.5\%$

5.1.3 Respuesta del sistema de regulación de velocidad

Se aplica los siguientes requisitos a Unidades generadoras síncronas.

a) Precisión de la medición de la Frecuencia:	Inferior a 10 mHz, para los reguladores de velocidad que cuenten con medición de frecuencia y usen este parámetro para la regulación.
b) Insensibilidad máxima de respuesta a la Frecuencia con respecto a la regulación primaria de Frecuencia:	Inferior a 10 mHz, para los reguladores de velocidad que cuenten con medición de frecuencia y usen este parámetro para la regulación.
c) Banda muerta de respuesta a la frecuencia:	Lo menor posible y en todo caso el efecto combinado máximo de la insensibilidad inherente de respuesta a la frecuencia y la posible banda muerta inferior o igual a ± 25 mHz.

Las especificaciones de desempeño mínimas que se presentan en este punto se refieren a la evolución de la potencia eléctrica del generador, causada por la variación de la potencia mecánica de la turbina ante perturbaciones en la frecuencia. Se asume que, para estas perturbaciones, la potencia eléctrica del generador representa aproximadamente a la potencia mecánica de la turbina.

Estas especificaciones se basan en la respuesta del generador en red aislada, obtenidas por ensayo o por simulación digital con un modelo homologado, aplicando un cambio positivo en la consigna de potencia del orden del 5 % respecto de su estado inicial. El estado operativo inicial del grupo generador y la magnitud de la perturbación aplicada, deben adecuarse a los efectos de que la respuesta no excite la acción de los limitadores en sistema de control.



d) Respuesta Dinámica: Evolución de la potencia mecánica sin sobre amortiguamiento.

e) Estatismo permanente:

Unidades Térmicas	entre 4% y 7%
Unidades a Vapor (*)	entre 5% y 10%
Unidades Hidráulicas	entre 6% y 12%
(*) No aplica a la unidad de vapor de ciclo combinado	

El valor a aplicar por el Agente será el mismo que tiene configurado en operación normal, salvo que por requerimientos propios de la instalación o del CNDC se requiera un valor menor o mayor dentro de estas *bandas*, *situación que será coordinada con el CNDC*.

El Estatismo transitorio de reguladores de velocidad de unidades hidroeléctricas será determinado por el Agente para cada una de sus Unidades de generación de electricidad, de modo tal de obtener una respuesta dinámica estable.

f) **Tiempo Máximo de Establecimiento** para el cambio en la potencia mecánica del $\pm 10\%$ del valor final:

Unidad de generación	Tipo de turbina	Tiempo
Con licencia de generación otorgada	Gas, Vapor	≤ 20 seg.
	Hidráulica	≤ 30 seg.
Con licencia de generación otorgada	Gas, Vapor (*)	≤ 15 seg.
	Hidráulica	≤ 25 seg.

(*) No aplica a unidad de vapor de ciclo combinado

g) Sobre oscilación Máxima:

Unidad de generación	Valor máximo de sobre oscilación
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	30%
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	20%

Los Agentes deberán verificar sus sistemas de regulación de velocidad y de tensión conforme al Anexo 2.

5.1.4 Sistema de estabilización de Potencia



En las Unidades de generación de electricidad síncronas que cuentan con estabilizadores de potencia (PSS), se deberá verificar su desempeño en el SIN, siempre que los estudios realizados por el CNDC demuestren su necesidad, conforme al Anexo 2. Para unidades que no cuentan con PSS, en caso de demostrarse la necesidad de la instalación de este equipamiento, los plazos para su implementación deberán ser coordinados con el Agente.

5.1.5 Potencia activa mínima de generación

Es determinada en base a las características técnicas de cada una de las Unidades de generación de electricidad. Las empresas deberán proporcionar al CNDC la información técnica de respaldo.

5.2 Requisitos aplicables a los Distribuidores y Consumidores No Regulados

5.2.1 Factor de potencia

Las instalaciones de Consumidores No Regulados y Distribuidores deberán funcionar en régimen permanente en su punto de conexión dentro de los límites de factor de potencia especificadas en la siguiente tabla:

<i>Periodo</i>	<i>Factor de potencia</i>	<i>Factor de potencia</i>
Bloque alto	Mínimo 0.930 inductivo	Máximo 0.995 capacitivo (*)
Bloques media y bajo	Mínimo 0.900 inductivo	

Nota (*): Este requerimiento será analizado por el CNDC en función al punto de conexión de la demanda en el SIN.

5.2.2 Esquema de alivio de carga

Las características de este esquema deberán tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N°17.

5.3 Requisitos aplicables a los Transmisores

1. La carga máxima de componentes se define en la siguiente tabla, y debe venir acompañado de la justificación técnica que la avale.



Estado normal	Después de una Contingencia	
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos y menores a 30 minutos, informado por el Agente

Los valores de carga máxima deben ser verificados y actualizados por el CNDC en función de la evolución de la topología de la red y la información del Agente.

- Para el caso de los esquemas especiales de interdisparos, ya sea a carga o generación o a componentes de transmisión, estas deben verificar su correcta operación, para lo cual, las pruebas de conformidad deben ser previamente revisados y coordinados con el CNDC de su realización, así como, con los Agentes involucrados en el área de influencia.

5.4 Requisitos de intercambio de datos

5.4.1 Intercambio de datos en tiempo real entre el CNDC y los Transmisores

Los Transmisores proporcionarán al CNDC, en tiempo real, la información relativa a sus instalaciones detalladas en el Anexo 1 de la Norma Operativa N°30.

5.4.2 Intercambio de datos entre el CNDC y los Distribuidores/Consumidores No Regulados

5.4.2.1 Intercambio de datos topológicos

- La información facilitada por cada Distribuidor o Consumidor No Regulado al CNDC incluirá, como mínimo:
 - Las subestaciones de potencia, por nivel de tensión;
 - Las líneas que conectan las subestaciones a que se refiere el literal a);
 - Los transformadores de potencia de las subestaciones;
 - Los Grandes consumidores conectados a las subestaciones a que se refiere el literal a), y
 - Los reactores y capacitores instalados en la red de distribución, conectado a la red de transmisión.



2. Si un Distribuidor conectado a la red de transmisión dispone de otros equipos con información sincrofasorial, proveniente de PMU u otros equipos como registradores de Falla u otros, debe informar al CNDC para que analice técnicamente si requiere el envío de esa información.
3. En caso de modernización o expansión de su red interna, cada Distribuidor conectado a la red de transmisión o cada Consumidor No Regulado proporcionará al CNDC información actualizada.
4. Como mínimo una vez al año, cada Distribuidor conectado a la red de transmisión proporcionará al CNDC la capacidad de generación total agregada de las Unidades de generación de electricidad con una capacidad máxima estrictamente inferior a 1 MW, por fuentes de energía primaria.

5.4.2.2 Intercambio de datos en tiempo real

Salvo disposición contraria del CNDC, cada Distribuidor o Consumidor No Regulado proporcionará al CNDC, en tiempo real, la información relativa a las instalaciones, detalladas en el Anexo 1 de la Norma Operativa N°30.

5.4.3 Intercambio de datos entre el CNDC y los Generadores

5.4.3.1 Intercambio de datos topológicos y previsiones

1. Si un Generador conectado a la red de transmisión dispone de equipos con información sincrofasorial, proveniente de PMU u otros equipos como registradores de Falla u otros, debe informar al CNDC para que analice técnicamente si requiere el envío de esa información.
2. El CNDC podrá solicitar al Agente generador propietario de una Unidad de generación conectado a la red de transmisión, que proporcione más datos según su disponibilidad, cuando proceda, para realizar el Análisis de la Seguridad de la operación, de conformidad con la Norma Operativa N°05 "Programación y Coordinación de los Mantenimientos".

5.4.3.2 Intercambio de datos en tiempo real

Cada Generador o grupo de unidades generadoras informará los intercambios de datos previstos en el Anexo 1 de la Norma Operativa N°30.

6. CONFORMIDAD



6.1 Responsabilidad de los Agentes con instalaciones existentes

- 1 Los Agentes se asegurarán de que cada una de sus instalaciones existentes cumpla con los requisitos detallados en el punto 5 de la presente Norma Operativa, mientras formen parte del SIN.
- 2 Cada Agente notificará al CNDC, toda modificación planificada de sus capacidades técnicas que pueda afectar a su conformidad con los requisitos del punto 5 de la presente Norma Operativa, antes de su ejecución.
- 3 Cada Agente notificará al CNDC, todo incidente operacional o avería en su instalación que pueda afectar a su conformidad con los requisitos del punto 5 de la presente Norma Operativa, lo antes posible tras producirse el evento.
En caso de necesidad, el Agente en coordinación con el CNDC llevará a cabo simulaciones para verificar la conformidad de su instalación. El CNDC, según corresponda, aprobará previa y oportunamente los calendarios y procedimientos de simulaciones planificadas.
- 4 Ante una falla, modificación o sustitución de equipos que puedan afectar la conformidad de la instalación de un Agente, con los requisitos del punto 5 de la presente Norma Operativa, el Agente podrá en coordinación con el CNDC, llevar a cabo simulaciones de conformidad y de justificarse la necesidad pruebas de conformidad. El CNDC aprobará previa y oportunamente los calendarios y procedimientos de las simulaciones o pruebas de conformidad.
- 5 El CNDC coordinará con el Agente, la lista de información y los documentos a presentar (certificados, fichas y datos técnicos de equipos relevantes del SIN y estudios si aplica), así como los requisitos aplicables para las pruebas operativas de conformidad.
- 6 El CNDC emitirá el informe con los resultados de las simulaciones o pruebas operativas de conformidad, identificando las conformidades y las no conformidades detectadas. En caso de presentarse no conformidades, estas deberán ser subsanadas en un plazo coordinado entre el CNDC y el Agente.
- 7 El CNDC podrá participar en la ejecución de las Pruebas definidas en el punto 6.1 inciso 5.

6.2 Fiscalización de la operación de los relés de Esquema de Alivio de Carga por subfrecuencia



1. El Distribuidor/Consumidor No Regulado en coordinación con el CNDC efectuará Pruebas a los relés que participan del Esquema de Alivio de Carga por subfrecuencia implementados en sus instalaciones, con un periodo bianual.
2. Concluido el proceso de fiscalización, el CNDC elaborará un informe con los resultados, observaciones y recomendaciones identificadas, y lo presentará al Comité de Representantes para su aprobación.

6.3 Verificación de la calidad de energía en instalaciones de Grandes Consumidores (de las actividades industrial, minería, siderúrgica, cementera, etc.)

De acuerdo a criterio del CNDC se podrá solicitar al Distribuidor/Consumidor No Regulado pruebas de medición de calidad de energía para evaluar su afectación en el SIN y en sus propias instalaciones.

7. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACION DE CONEXION AL SIN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

Los Agentes que requieran la incorporación de instalaciones en condiciones de emergencia para reemplazar equipos que se hayan dañado durante su operación (transformadores de potencia, interruptores, pararrayos, cables de potencia, transformadores de medida, relés de protección, seccionadores, etc.), deberán cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Se informará por correo electrónico y nota al CNDC, la emergencia presentada y las necesidades de reemplazo indicando las características técnicas del equipo a instalarse y la fecha de su conexión.
- b) En caso de que el componente de reemplazo requiera cambio de ajuste de protecciones se debe enviar al CNDC los nuevos ajustes en formato de las planillas del Anexo 2 de la Norma Operativa N° 17 y verificar que los mismos no afecten negativamente a la coordinación de las protecciones en instalaciones aledañas.
- c) En forma previa a la conexión de los equipos señalados se debe enviar por correo electrónico al CNDC los resultados de las pruebas en sitio de acuerdo a lo solicitado en el Anexo 1 de la Norma Operativa N°37 y el Anexo 4 de la Norma Operativa N° 17, para su verificación y conformidad. Para casos de intercambiabilidad de transformadores, las últimas pruebas rutinarias podrán ser enviadas posteriormente.



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 338/2026
TRÁMITE N° 2026-66684-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026

- d) En caso de transformadores de capacidad diferente, si el Agente define que el reemplazo será definitivo, deberá complementar los requisitos de instalación nueva. En caso de que el transformador sea de características similares no será necesaria la realización de los estudios.

8. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), mediante Resolución expresa.

9. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta Norma Operativa será propuesta por el CNDC y aprobada por la AETN, en concordancia con el artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y el Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019.



ANEXO 1: DEFINICIONES

1. **Agente:** Son los Distribuidores, Generadores, Transmisores y Consumidores No Regulados que operan en el Sistema Interconectado Nacional.
2. **Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear:** Es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de Regular las actividades de la industria Eléctrica.
3. **Banda muerta de respuesta a la frecuencia:** Es un intervalo de frecuencia dentro el cual el control de frecuencia es inhibido, este intervalo es definido según las características del sistema eléctrico de potencia.
4. **Capacidad máxima (Pmax):** Potencia activa máxima que puede producir una unidad de generación de electricidad de forma continua bajo condiciones ambientales estándar.
5. **Control de frecuencia:** Es la capacidad de una unidad de generación para ajustar su salida de potencia activa según una desviación medida de la frecuencia del sistema respecto al valor de consigna, que permite mantener la frecuencia del sistema de manera estable y dentro de las condiciones especificadas para su operación;
6. **Diagrama de capacidad del generador (Capability Curve):** Es un Diagrama de operación de un generador (Diagrama P-Q) en el que se representan los límites de potencia activa y reactiva de una unidad de generación de electricidad.
7. **Esquema de Alivio de Carga (EDAC):** Esquema planificado de deslastre o desconexión automática de carga por accionamiento de relés de baja frecuencia, al alcanzar umbrales pre establecidos de magnitud y/o gradiente de caída de frecuencia.
8. **Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente;
9. **Frecuencia:** Es la frecuencia eléctrica de la red expresada en hertzios, que se puede medir en todas las partes de la zona síncrona. Su valor nominal es 50 Hz;
10. **Estado Normal:** Es el estado de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el que se abastece toda la demanda requerida cumpliendo los parámetros de desempeño mínimo definidos para este estado en la Norma Operativa N°00 - Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.



11. **Estado de Emergencia:** Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda requerida cumpliendo los parámetros de desempeño mínimo definidos para este estado de emergencia, en la Norma Operativa N°00 - Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.
12. **Estatismo:** Es la relación entre la variación del valor de la frecuencia de régimen permanente y la variación resultante de régimen permanente en la salida de potencia activa, expresada en términos de porcentaje. La variación de frecuencia se expresa como la relación entre ésta y la frecuencia nominal, y la variación de la potencia activa se expresa como la relación entre ésta y la capacidad máxima o potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral pertinente;
13. **Estatismo Permanente:** Es un cambio de velocidad que experimenta una unidad generadora al pasar desde una condición de vacío a una de plena carga, para un mismo ajuste de la consigna de velocidad.
14. **Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS):** Es parte de un sistema de control que incrementa el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor de la unidad generadora mediante acción en el sistema de excitación, produciendo un torque eléctrico en fase con el desvío de velocidad del rotor.
15. **Grandes consumidores:** Son Consumidores (de las actividades industrial, minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA, los cuales requieren conectarse a la red de Media o Alta Tensión del SIN, y que por el punto de suministro y sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro. Los Grandes consumidores pueden ser consumidores no regulados o consumidores regulados.
16. **Insensibilidad de respuesta a la frecuencia:** Es la característica inherente del sistema de control especificada como la magnitud de la variación de frecuencia o la señal de entrada mínima más allá de la cual se produce de manera cierta una variación en la potencia de salida o la señal de salida;
17. **Perturbación:** Es una situación de la red en la que no se cumplen los requisitos de calidad definidos en la Norma Operativa N°00 o en la que las unidades de generación no cumplen con los requisitos de calidad de electricidad.
18. **Pruebas técnicas:** Son las pruebas que se realizan a una central o unidad de generación, con la finalidad de verificar el correcto funcionamiento del conjunto de equipos y sistemas, así como del cumplimiento de todos los requisitos de dicha central o unidad de generación;



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 338/2026
TRÁMITE N° 2026-66684-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026

19. **Punto de conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos agentes del sector eléctrico, la cual separa la propiedad de los activos.
20. **Respuesta Dinámica:** Es la evolución respecto al tiempo de variables del sistema, ante perturbaciones hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio (Ej.: Tensión, Frecuencia, Potencia, etc.).
21. **Sistema Interconectado Nacional:** Es el Sistema Eléctrico interconectado que abastece de electricidad en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni y Tarija y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.
22. **Unidad de generación de electricidad:** Es el conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la energía proveniente de una fuente primaria, en energía eléctrica. Puede ser una unidad de generación de electricidad síncrona o una unidad de parque eléctrico.



ANEXO 2: REQUERIMIENTOS DE REGULACIÓN PARA CENTRALES GENERADORAS

A. REQUERIMIENTOS PARA REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE VELOCIDAD

Los requerimientos de control primario (pco) y secundario (sco) deberán reflejar un compromiso entre las necesidades del sistema, las estructuras básicas de las plantas y sus respectivas capacidades, así como los aspectos económicos.

El CNDC deberá clasificar las características “inherentes” de cada unidad y deberá tomar en cuenta tales características para la planificación de la operación. Esta clasificación reflejará patrones y parámetros predefinidos.

A continuación, se detallan las definiciones y requerimientos generales requeridos para los controles primario y secundario de frecuencia.

1. ESTRUCTURAS DE CONTROL PRIMARIO

Se entiende que cada fabricante tendrá cierta flexibilidad con relación a la estructura de control a implementar, por lo tanto, se limita los requerimientos a los siguientes principios básicos:

- Respuesta transitoria y de estado estacionario en términos de prestaciones y patrones;
- Repercusiones sobre las varias facetas de estabilidad de sistema;
- Rango de operación y protección de unidades

Si se cumplen los requerimientos mencionados anteriormente, de acuerdo con las definiciones propuestas, no habrá necesidad de limitar la aplicación de estructuras de control a tipos fijos de esquemas. En otras palabras, las estructuras de control que se apartasen de aquellas descritas en las secciones siguientes serán aceptables en la medida en que su repuesta global sea de calidad comparable. En estos casos, será responsabilidad del Agente Generador acordar con los fabricantes respectivos los esquemas de su preferencia para cumplir con los requerimientos.

En términos generales, el Control Primario (PCO) debe ser de naturaleza proporcional, dando lugar a una desviación de la salida de la turbina proporcional a la desviación de velocidad del rotor $\Delta\omega$. La variación requerida de potencia de la turbina Δp_t será entonces:

$$(1) \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta p(t) = \frac{100}{bp} \Delta \omega(t)$$

donde bp [%] es el estatismo de potencia; y tanto $\Delta \omega$ como la respectiva Δp se definen como cantidades por unidad. La ecuación (1) requiere que el estatismo bp [%] sea lineal sobre todo el rango de operación, bien sea por medio de la linealización de eventuales elementos no-lineales (por ejemplo, características de válvulas, curvas de eficiencia) o mediante una realimentación integral de potencia, o cualquier otra estructura de control linealizante.

Este control de velocidad clásico (Gobernador de velocidad) deberá aplicarse solamente en circunstancias excepcionales, como por ejemplo en el caso de unidades pequeñas con capacidades de 3 MW o menores, o cuando se esté operando una unidad de forma aislada.

Para unidades de capacidad mayor a los 3 MW, existe una variedad de esquemas de control aceptables que deberán seguir las estructuras de control clave descritas en las secciones siguientes (Gobernador de carga controlado por frecuencia)

2. GOBERNADOR DE VELOCIDAD

Toda turbina usada como máquina motriz y operada sincronizada a la red tiene que estar equipada con un gobernador de velocidad de acción proporcional con estatismo ajustable bp [%] de acuerdo con la ecuación (1) y la Figura 2.1:

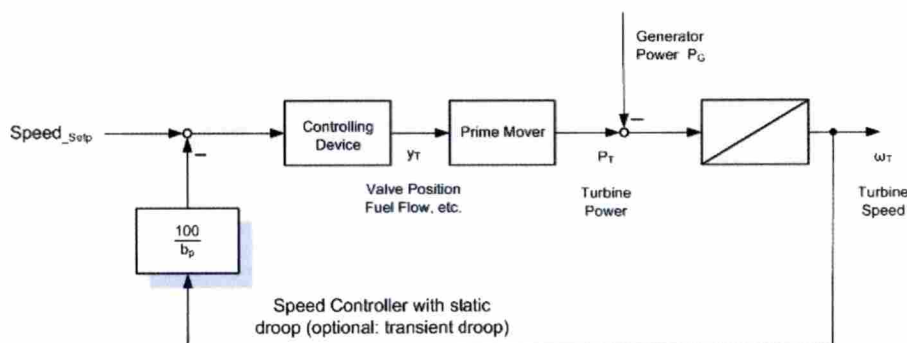


Fig. 2.1 Gobernador de velocidad de acción proporcional y estatismo ajustable

2.1. GOBERNADOR DE CARGA CONTROLADO POR FRECUENCIA

De acuerdo al enfoque de cada fabricante particular, pueden hallarse en uso diversos tipos de gobernadores de carga controlados por frecuencia. Por lo general, existen dos estructuras básicas de control de aceptación general: Gobernador de carga controlado por frecuencia con control estabilizador de



velocidad y Gobernador de carga controlado por frecuencia sin control estabilizador de velocidad.

El campo de aplicación de los gobernadores del segundo tipo (sin control estabilizador de velocidad) deberá ser limitado solamente a turbinas de gas y de vapor. Para turbinas hidráulicas, el uso del gobernador de carga con control estabilizador de velocidad será obligatorio.

2.2. GOBERNADOR DE CARGA CONTROLADO POR FRECUENCIA CON CONTROL ESTABILIZADOR DE VELOCIDAD

El gobernador de carga controlado por frecuencia con control estabilizador de velocidad está constituido por dos lazos de realimentación (Fig. 2.2), descritos a continuación:

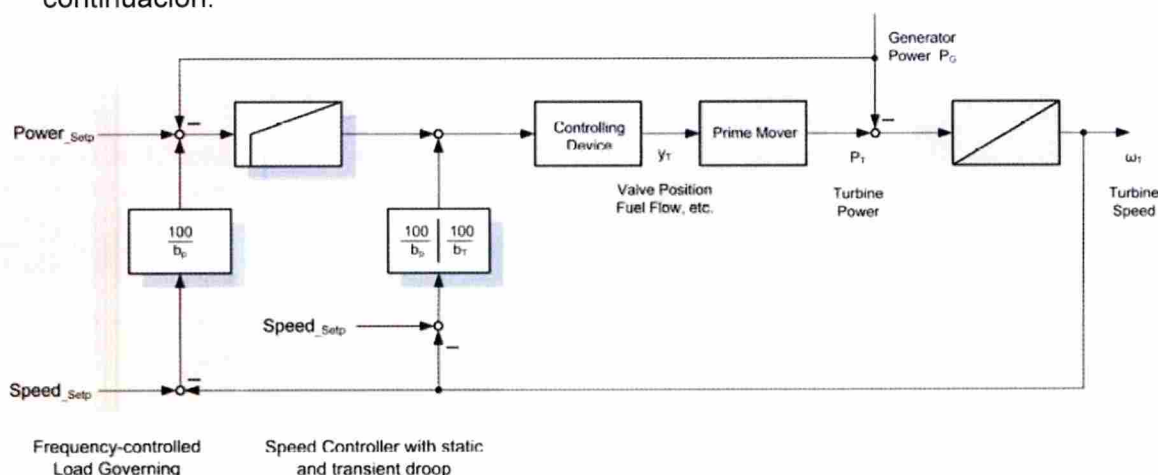


Fig. 2.2 Estructura de un gobernador de carga controlado por frecuencia

El lazo interno establece un control de velocidad estándar con estatismos ajustables de estado estacionario b_p [%] y transitorio b_t [%], el cual es requerido en los casos en que el amortiguamiento definido en la sección 4.2.3 no pueda lograrse mediante el uso exclusivo de un control proporcional. Si el estatismo de potencia de estado estacionario no es lineal como es requerido en la sección 4.2.2, se requerirá el uso de elementos linealizantes tales como características inversas o arreglos de realimentación superpuestos de acción rápida.

La necesidad de un estatismo b_t [%] dependerá del amortiguamiento alcanzable por el gobernador de carga para un dado estatismo de estado estacionario. Para unidades hidráulicas, el estatismo transitorio es obligatorio.

Adicionalmente al punto de ajuste de velocidad, un gobernador de carga controlado por frecuencia genera el punto de ajuste de carga. La salida del bloque proporcional-integral (PI) puede entonces ser vista como una señal de corrección del punto de ajuste de velocidad para lograr la salida requerida de potencia en estado estacionario. Esto asegura precisión en el despacho de la unidad bajo condiciones de operación nominales estacionarias.

2.3. GOBERNADOR DE VELOCIDAD CONTROLADO POR POTENCIA

A diferencia del gobernador de carga controlado por frecuencia, el gobernador de velocidad controlado por potencia (Fig. 2.3), tiene el estatismo incluido en el lazo de realimentación de potencia, que es sumado a la desviación de velocidad en p.u., la cual a su vez es la entrada de un controlador proporcional-integral (PI) o proporcional-integral-diferencial (PID), según el caso, garantizando así que en estado estacionario se cumpla la siguiente condición:

$$\begin{aligned}
 (\omega_{Gset} - \omega_G) - pG\sigma &= 0 \quad \text{ó} \\
 (pG_{set} - pG)\sigma + (\omega_{Gset} - \omega_G) &= 0
 \end{aligned}
 \quad (2)$$

Esto resulta, en estado estacionario, en una condición análoga a la definida en la ecuación (1). Sin embargo, la característica dinámica de un gobernador de velocidad controlado por potencia difiere de la de un gobernador de carga controlado por frecuencia. En particular, los parámetros clave del controlador PID son menos inmediatos que aquellos de un gobernador de carga controlado por frecuencia.

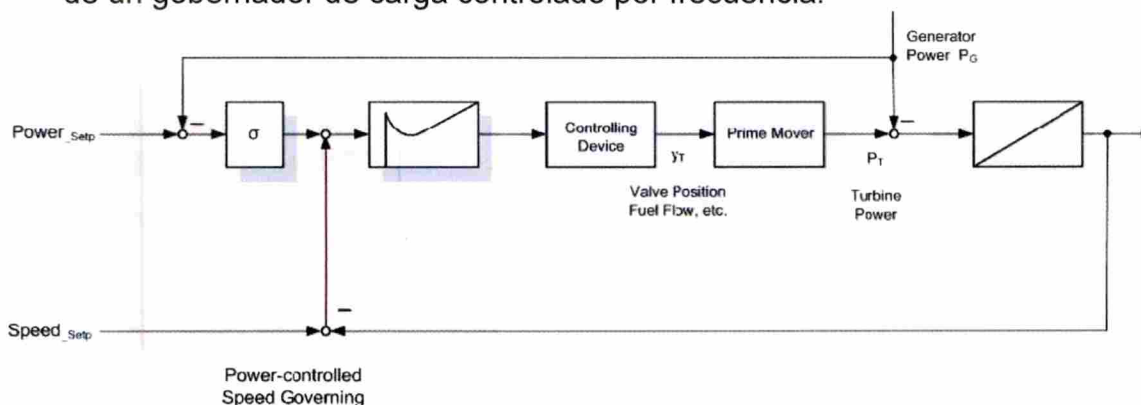


Fig. 2.3 Estructura de un gobernador de velocidad controlado por potencia



3. EXCEPCIONES A LAS ESTRUCTURAS DE CONTROL PRINCIPALES

Operando entre la máxima capacidad continua (maximum continuous rating MCR) y la mínima carga continua de la turbina (minimum prime mover continuous load mPML), las estructuras de control primario y sus ajustes no deberán sufrir variaciones.

Las circunstancias bajo las cuales se aceptarán excepciones a las estructuras de control definidas en las secciones anteriores son las siguientes:

3.1. OPERACIÓN AISLADA PREVIA A LA SINCRONIZACIÓN Y POSTERIOR A LA APERTURA DE INTERRUPTOR

El CNDC no impondrá condiciones a los modos de control, ajustes y prestaciones de unidades cuando éstas no estén sincronizadas a la red. El Agente Generador estará en libertad de operar sus unidades según sus necesidades técnicas particulares. En casos de recuperación de sistema (Black start), los requerimientos para las unidades necesarias deberán definirse de forma individual.

3.2. OPERACIÓN BAJO CONDICIONES DE EXTREMA BAJA CARGA

Condiciones de extrema baja carga (por debajo del mPML) podrían requerir de otros modos y parámetros de control para poder operar la unidad de forma estable. El agente generador estará en la obligación de informar al CNDC todos los detalles técnicos relacionados con dichas condiciones especiales de operación. El CNDC y el Agente Generador llegarán a un acuerdo sobre tal punto de operación mínimo por debajo del cual podrán variar los modos y parámetros de control.

3.3. LIMITACIONES PARA EVITAR LA OPERACIÓN DE LA UNIDAD FUERA DE RANGO MÁXIMO

Bajo ciertas eventualidades, podría requerirse de algún cambio en las estructuras de control y en los ajustes de parámetros para impedir que la unidad opere fuera del rango máximo de ciertos procesos de la unidad motriz, tales como presión, temperatura u otra variable relevante. La activación de tales funciones limitadoras deberá tener lugar solamente bajo condiciones excepcionales de red. Todo cambio de esta naturaleza a los modos de control y/o parámetros, no deberá, bajo ninguna circunstancia,



menoscabar las prestaciones del control primario tal y como están definidas en la sección 4.2.

Adicionalmente, en caso de que, bajo otras condiciones de operación específicamente acordadas con el CNDC, sean aceptadas ulteriores excepciones, éstas no deberán en ningún caso significar un deterioro de las prestaciones de control definidas en la sección 4.2.

4. REQUERIMIENTOS DE PRESTACIONES DEL CONTROL PRIMARIO

Los requerimientos de prestaciones presentados en esta sección se basan sobre observaciones del sistema eléctrico boliviano en las condiciones actuales. Queda sobrentendido que tales requerimientos, con el pasar del tiempo, pudiesen necesitar de revisiones y ajustes.

4.1. REQUERIMIENTOS GENERALES

El control primario deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

Los requerimientos de prestaciones se aplicarán a las condiciones de red asumiendo que las unidades de generación están supliendo una carga de potencia aislada constante de cantidad apropiada (= Condición de suministro aislada). Esta definición garantiza que los requerimientos de prestaciones tanto estacionarias como transitorias se cumplirán bajo toda condición topológica de la red, incluyendo aquellas que se pudiesen presentar en casos de escenarios severos de separación de islas en la red.

Deberá prestarse especial atención a la señal de realimentación de potencia del generador, la cual es, en general, proporcional a la potencia de la turbina solamente en estado estacionario, ya que sigue de manera directa la carga eléctrica (por ejemplo, durante una falla la potencia activa del generador decrece súbitamente, mientras que la potencia de la turbina se mantiene inicialmente constante). En especial durante condiciones transitorias, tales como las producidas por perturbaciones de red, la potencia eléctrica medida difiere considerablemente de la potencia mecánica de la turbina, según se indica a continuación:

$$(3) \quad pT(t) = pG(t) + Ta \frac{d\omega}{dt}$$



Para evitar el deterioro de las prestaciones del control primario, los efectos transitorios derivados del uso de la señal de realimentación de potencia deberán por lo tanto ser compensados por un retardo de la señal y ajustes de controlador de potencia apropiados.

Esto se traduce, típicamente, en una ganancia proporcional del controlador PI de 0.2 o inferior, o en el uso de señales que sean proporcionales a la potencia de la turbina, tales como la posición linealizada de las válvulas principales (por ejemplo, en el caso de plantas hidráulicas).

Unidades de generación que tienen una estabilidad limitada de sus máquinas motrices ante desviaciones amplias de carga deberán estar equipadas con "limitadores de tasa de salto" (Jump Rate Limiters), que provean limitaciones de amplitud para la potencia liberada instantáneamente. Tales equipos limitadores son requeridos, por ejemplo, para garantizar la estabilidad de controles de caldera en presencia de grandes escalones de potencia de salida.

4.2. PRESTACIONES TRANSITORIAS Y EN ESTADO ESTACIONARIO

Toda unidad generadora equipada con gobernadores de velocidad controlados por frecuencia o con gobernadores de velocidad controlados por potencia, deberá cumplir con los criterios de prestaciones descritos en las secciones siguientes:

4.2.1. PRESTACIONES EN ESTADO ESTACIONARIO

Los siguientes requerimientos deberán ser cumplidos por todas y cada una de las unidades de generación:

El control primario, y sus elementos de control, deberán operarse sin ninguna banda muerta intencional de velocidad, frecuencia o de realimentación de potencia. El efecto combinado máximo de la insensibilidad inherente de respuesta a la frecuencia y de las bandas muertas que no puedan ser eliminadas por razones técnicas no deberán exceder de un máximo de 25 mHz.

El estatismo estacionario de potencia ΔP se ajustará para satisfacer las condiciones de prestaciones transitorias establecidas en la sección 4.2.3. En el caso de turbinas hidráulicas el estatismo permanente podrá variar entre 6 y 12 %, para turbinas de gas entre 4 y 7%, y para turbinas de vapor entre 5 y 10%. La tolerancia máxima aceptable será de $\pm 5\%$. En general el ajuste del estatismo para la simulación o prueba será el mismo que la unidad utiliza de forma normal o si se requieren otras pruebas, será lo más bajo o alto posible dentro de los rangos indicados previamente, en coordinación con el CNDC.

Los diversos ajustes de estatismo definidos para turbinas hidráulicas, de gas y de vapor toman en cuenta tanto los diferentes rangos permisibles de velocidad como



las limitaciones tecnológicas. Para prevenir disparos o desconexiones de unidades por sobre velocidad, deberán aplicarse ajustes más rígidos al abrirse el interruptor de la unidad.

4.2.2.LINEALIDAD

El estatismo de velocidad tendrá características suficientemente lineales sobre todo el rango de operación de la turbina, el estatismo local no diferirá en más de un 10% del valor promedio. El CNDC coordinará con el Agente la factibilidad de realizar las pruebas de verificación.

4.2.3.PRESTACIONES TRANSITORIAS

Toda unidad de generación deberá cumplir con los siguientes criterios de prestaciones aplicables a la condición de suministro aislado:

- i) En los casos en que el criterio anterior no pudiese ser cumplido con un estatismo estacionario solamente, el control primario deberá contar adicionalmente con un estatismo transitorio o con algún otro elemento de control de comportamiento similar.
- ii) La respuesta relativa a la amplitud acordada deberá mantenerse. No deberán estar presentes sistemas de control superimpuestos (DCS) que actúen sobre el punto de ajuste de potencia para restablecer la potencia de salida inicial. En otras palabras, la potencia inicial dada por el punto de ajuste de potencia se referirá estrictamente a condiciones de frecuencia nominal del sistema.

5. CARACTERÍSTICAS DE RESERVA PRIMARIA

La información esencial para el CNDC es la capacidad que tienen las unidades despachadas de proporcionar respuesta primaria en caso de rechazos de generación. La respuesta primaria en el tiempo, expresada bien sea en [MW] o en [p.u.], está caracterizada por el incremento gradual de la potencia de salida de la unidad en relación a la forma y amplitud de un descenso de frecuencia.

Dado que dicha excursión de la frecuencia dependerá fuertemente de las características de reserva primaria de cada una de las unidades despachadas en ese momento, y de la reserva total disponible, la mencionada capacidad de cada unidad de proporcionar reserva primaria deberá estar caracterizada por una respuesta de tipo unificado. Tal respuesta primaria estará definida por la respuesta ante un escalón (respuesta Tipo A), y por la respuesta ante una rampa (respuesta Tipo B).



5.1. RESPUESTA PRIMARIA TIPO A

La respuesta primaria Tipo A se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

Basándose en un modelo de simulación de planta comprobado, se elaborará un modelo específico para las pruebas de respuesta de las turbinas, el cual consistirá de una red integrada por una barra, una unidad de generación y una carga, y se considerará una inercia infinita (ej. $T_a=999999s$).

La carga se definirá de modo que represente el rango de prueba requerido en cada caso.

La prueba de respuesta ante un escalón se realizará por medio del cambio del valor de referencia de frecuencia/velocidad del controlador primario a un valor a ser definido en cada caso entre el CNDC y el Agente. Un valor adecuado para estos fines será el correspondiente a un desplazamiento de frecuencia análogo al primer nivel de rechazo automático de carga por baja frecuencia.

La prueba de la respuesta primaria se realizará para cargas de la unidad del 95%, 90%, 80%, 70%, 60% y 50% de su capacidad. Las pruebas de la respuesta primaria serán documentadas en diagramas gráficos adecuadamente diseñados y etiquetados. Estos diagramas deberán indicar claramente la reserva disponible después de 5s, 10s, 25s y 100s.

5.2. RESPUESTA PRIMARIA TIPO B

La respuesta primaria tipo B se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

Basándose en un modelo de simulación de planta comprobado, se elaborará un modelo específico para las pruebas de respuesta de las turbinas, el cual consistirá de una red integrada por una barra, una unidad de generación y una carga, y se considerará una inercia infinita (ej. $T_a=999999s$).

La carga se definirá de modo que represente el rango de prueba requerido en cada caso.

La prueba de respuesta ante una rampa se ejecutará por medio del cambio del valor de referencia de frecuencia/velocidad del controlador primario según un gradiente a ser definido en cada caso entre el CNDC y el Agente. Un valor adecuado para estos fines estará relacionado con la inercia total del sistema y con el primer nivel de rechazo automático de carga por baja frecuencia.

La prueba de la respuesta primaria se realizará para cargas de la unidad del 95%, 90%, 80%, 70%, 60% y 50% de su capacidad. Las pruebas de la respuesta



primaria serán documentadas en diagramas gráficos adecuadamente diseñados y etiquetados. Estos diagramas deberán indicar claramente la reserva disponible después de 5s, 10s, 25s y 100s. Un ejemplo típico se muestra en las Fig. 2.5a y 2.5b de este Anexo.

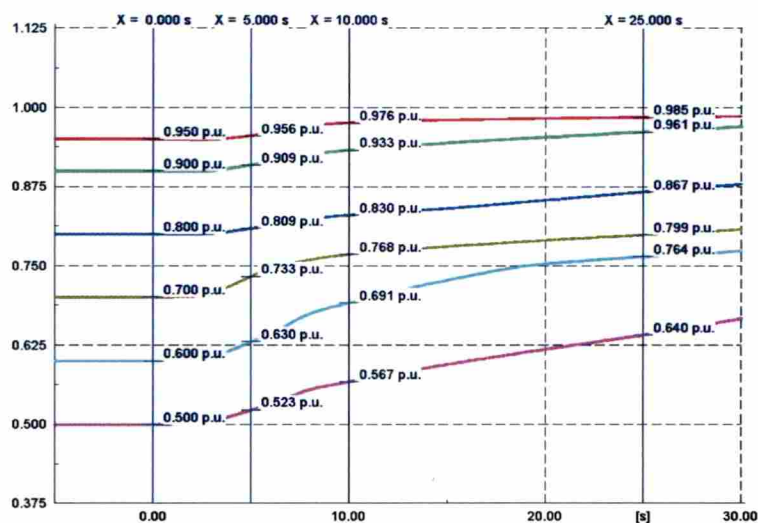


Fig. 2.5a Característica de Respuesta Primaria ("Tipo B"); potencia de la turbina vs tiempo

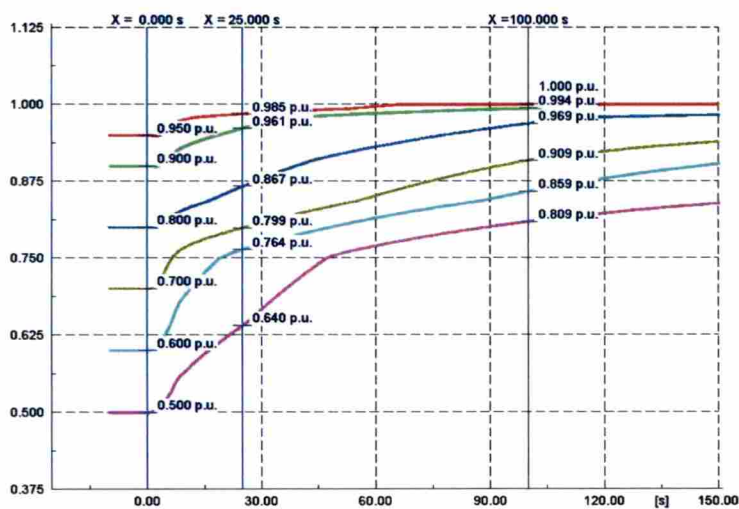


Fig. 2.5b Característica de Respuesta Primaria ("Tipo B"); potencia de la turbina vs tiempo

6. REQUERIMIENTOS DE PRESTACIONES DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 338/2026
TRÁMITE N° 2026-66684-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026**

Para que las unidades puedan prestar funciones de control secundario en diferentes plantas, deberán cumplirse los requerimientos siguientes:

El control secundario consistirá de un elemento proporcional-integral (PI), que tendrá como señal de entrada la desviación de frecuencia y como señal de salida un incremento del punto de ajuste de potencia de las unidades de generación a él asignadas. Si el SCO actúa sobre unidades diferentes, tales incrementos de puntos de ajuste deberán distribuirse proporcionalmente a sus capacidades. Los ajustes del controlador PI garantizarán la operación estable evitando transitorios innecesarios. Los ajustes recomendados para el controlador PI son los siguientes:

$$K_{sco} = 0.2 \text{ [p.u.]} \quad T_{sco} = 120 \text{ s [s]}$$

Deberá haber un solo controlador secundario activo a la vez. El controlador secundario deberá inhibirse tan pronto sean detectadas condiciones de perturbación críticas del sistema. Estas condiciones podrán ser detectadas mediante umbrales de frecuencia o por señales binarias de estados de la red

El SCO actuará directamente, sin bandas muertas intencionales de frecuencia y con incrementos de salida de MW suficientemente pequeños.

Los ajustes propuestos del controlador PI se verificarán con los valores máximos de rampa ascendente y descendente de las unidades de generación asignadas al control secundario. De requerirse, los ajustes propuestos para Ksco y Tlscó podrán ser adaptados para garantizar un comportamiento aperiódico del control secundario.

B. REQUERIMIENTOS DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS)

El amortiguamiento de las oscilaciones, tanto de generadores como inter-área, está básicamente determinado por las impedancias de la red, los parámetros principales de los generadores, tales como sus reactancias e inercia, y por las características de las excitatrices y de los reguladores automáticos de tensión (AVR). En muchos casos, las turbinas también juegan un papel importante para definir el amortiguamiento total.

}

Definiciones:

S

Frecuencia compleja,

$$s = \sigma \pm j\omega$$

(r/s)



σ	Amortiguamiento, $\sigma = -\xi \omega_n$	(r/s)
ξ	Relación de amortiguamiento, $\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$	
ω_n	Frecuencia natural, $\omega_n = \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$	(r/s)
f	Frecuencia (o frecuencia amortiguada), $f = \frac{\omega}{2\pi}$	(Hz)

Aquellos generadores que participen en oscilaciones, bien sea locales o inter-área, que tengan una relación de amortiguamiento ξ inferior a un 5% deberán estar equipados con estabilizadores de potencia. Tales estabilizadores deberán estar ajustados para amortiguar efectivamente oscilaciones locales e inter-área con frecuencias en el rango de 0.8 – 3.2 Hz.

C. VERIFICACIÓN DE PRESTACIONES DEL CONTROL DE CENTRALES

1. PRESTACIONES DEL CONTROL PRIMARIO

La verificación y prueba de las prestaciones del control primario bajo condición de suministro aislada es necesaria debido al tamaño relativamente pequeño del sistema eléctrico de Bolivia, y al riesgo potencial de separación de áreas como resultado de contingencias sencillas (n-1) o dobles (n-2). En consecuencia, existe la necesidad de comprobar el comportamiento del control primario en base a una combinación de pruebas de campo y procedimientos de simulación.

Se requerirá de la implementación de los siguientes pasos:

Ejecución de pruebas en plantas para verificar los modos de control y determinar (a) características principales de estado estacionario, incluyendo los estatismos estacionarios y (b) toda potencial banda muerta. Deberá verificarse que ambos parámetros estén dentro de los rangos de tolerancia requeridos.

Ejecución de pruebas en plantas para registrar la respuesta transitoria primaria, así como la respuesta de las turbinas, ante cambios en los puntos de ajuste de potencia / velocidad.

Desarrollo de un modelo de simulación válido para el rango total de operación de la planta de acuerdo con los procedimientos de despacho del CNDC.



Identificación de parámetros y simulación de un sistema de prueba de suministro aislado utilizando herramientas de simulación aprobadas por el CNDC.

Verificación de que las unidades de generación respondan a las perturbaciones del balance de carga de la red simuladas de acuerdo con los requerimientos de prestaciones transitorias y de estado estacionario.

2. REQUERIMIENTOS BÁSICOS PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS

Las pruebas de verificación de la respuesta del control primario deberán realizarse utilizando sistemas digitales de grabación con una precisión global del 1% o inferior con relación a la señal cubierta por una dada prueba. Requerimientos especiales serán pertinentes para mediciones de velocidad/frecuencia, para los cuales una resolución de 1 mHz es requerida. La tasa de adquisición de datos para toda señal no deberá ser inferior a 20 lecturas por segundo. Los transductores a ser utilizados para las señales de variación lenta no deberán tener retardos superiores a los 250 ms. Las señales de variación rápida serán grabadas con equipos sin retardos de medición de ningún tipo (ej. Tensiones, corrientes, potencias, factores de potencia, frecuencia, etc., se detectarán mediante transductores de software sobre la base de las señales directamente medidas de los transformadores de corriente y de potencial). Para el caso que los agentes no cuenten con registradores de eventos que respondan a los valores de resolución y tasas de muestreo mencionadas, se podrá hacer uso de los sistemas (instrumentación y software) existentes provistos por los fabricantes de regulación de voltaje y velocidad, así como lo disponible en los sistemas SCADA.

Se deberán seguir las siguientes directivas con relación a la implementación de las pruebas y mediciones:

Dependiendo de la tecnología de cada generador (turbina hidráulica, turbina de gas, generador Diesel, etc.), y de los modos de control previstos para la operación de la red, se determinará la característica de estatismo de estado estacionario para el rango relevante total de operación. De ser necesario, el estatismo de estado estacionario será subdividido según las diferentes no-linealidades involucradas, tales como las presentadas por las características de posición de válvulas vs flujo, flujo vs caída de presión, o por las relaciones de eficiencia entre flujo y salida, etc.

La banda muerta presente en la relación entre un cambio de velocidad/frecuencia y la salida de la unidad de generación se determinará mediante mediciones del mecanismo ejecutor principal (flujo de combustible, posición de servo-contróles, etc.) vs la señal de velocidad/frecuencia censada, a lo largo de un intervalo de tiempo suficientemente extendido como para garantizar la captura de excursiones de frecuencia representativas.



Las pruebas de respuesta de las turbinas o motores, etc., se realizarán preferiblemente mediante un cambio repentino de la referencia de velocidad/frecuencia y/o potencia, tal que ocasione un incremento en la potencia de salida de 10-20% (los numerales 5.1.2 y 5.1.3 del texto de la Norma Operativa N°36, precisan los detalles de las simulaciones o pruebas para los sistemas de excitación y regulación de velocidad respectivamente). Esta prueba se repetirá para diversas condiciones de carga de la unidad comprendida entre su salida mínima y el 90% de su MCR (Máxima Carga Continua). A fines de minimizar el efecto de acciones compensatorias de control por la posible influencia de los cambios de la frecuencia resultado de estas pruebas, la señal de retro-alimentación de velocidad/frecuencia será temporalmente desactivada; sin embargo, tal “desactivación” deberá realizarse con sumo cuidado para no inhibir ninguna función de protección de la unidad de generación.

El modelo de simulación de planta a ser desarrollado y validado sobre la base de las pruebas anteriormente descritas deberá incluir todas las no-linealidades de relevancia que puedan tener impacto sobre los estatismos de estado estacionario y transitorio. El modelo así desarrollado será de la categoría “validez a gran escala”, y mostrará resultados correctos para cualquier punto inicial de operación relevante durante condiciones de operación normal como de contingencia, bajo disturbios de cualquier tipo y magnitud. El error del modelo en estado estacionario deberá ser menor al 5%, y el error transitorio deberá ser inferior al 20% para todo tipo de condición de disturbio de la red. El error mencionado se refiere a la amplitud total (=100%) de la excursión de una variable dada.

3. VERIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (AVR)

Se demostrará que, para cada una de las unidades de generación, el AVR cumple con los requerimientos definidos en la sección b) por medio de los siguientes pasos:

Para cada unidad operando aislada de la red, se registrará la respuesta a un cambio repentino del punto de ajuste de tensión de una magnitud entre 5-10% hacia arriba y hacia abajo. Se calculará, a partir de estos registros, el amortiguamiento y la desviación de estado estacionario de la respuesta de tensión, y se compararán los resultados con los requerimientos.

Se verificará el comportamiento adecuado de los equipos OEL y UEL sobre la base de las condiciones y procedimientos de prueba establecidos por los respectivos fabricantes. Otros circuitos limitadores, tales como limitadores V/Hz, etc., serán revisados en función de las recomendaciones de sus fabricantes. Los procedimientos de prueba de los OEL y UEL deberán asegurar que la respuesta del AVR estará en capacidad de llevar el controlador dentro de las limitaciones pertinentes de forma instantánea, y no de forma gradual.



En base a las pruebas efectuadas, se desarrollarán diagramas de bloques detallados y se identificarán sus respectivos parámetros.

Basándose en estos modelos, y mediante simulaciones de red, se comprobará el impacto de la unidad de generación bajo estudio sobre el amortiguamiento de los modos de oscilación en los cuales ésta pueda tener participación.

Se identificará la necesidad de incluir estabilizadores de potencia (PSS), y se determinarán sus parámetros. Tras su implementación, se comprobará la efectividad de dichos PSS.

D. PRUEBAS Y VALIDACIÓN DE MODELOS

La información suministrada según las indicaciones deberá estar basada en documentación de fabricante y en información adicional recopilada y/o calculada que haya sido validada por medio de pruebas de campo, como se indicó en la sección d).

La validación de los modelos se realizará para por lo menos tres diferentes condiciones de carga de la unidad, y deberá demostrar suficiente precisión tanto en estado estacionario como durante transitorios. El máximo error de estado estacionario no deberá exceder de un 5% de la desviación respectiva introducida para la prueba de validación. Ningún error transitorio deberá exceder de un 15%.



ANEXO 3: ESPECIFICACIONES PARA EL RELEVAMIENTO DE LAS CAPACIDADES TÉCNICAS DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EXISTENTE

Este documento tiene el objetivo de definir los datos que se deben intercambiar, las pruebas y simulaciones que deben realizar los Agentes propietarios de las centrales de generación eléctrica en vista de elaborar el relevamiento de las capacidades técnicas de una instalación de generación de electricidad existente.

1. DISPOSICIONES PARA LA DEFINICIÓN DE LAS APTITUDES Y LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Estas especificaciones conciernen a todas las centrales de generación eléctrica existentes conectadas a la red de transmisión.

1.1 Régimen de Neutro

- **Aptitud requerida**

Para mantener la seguridad de las personas y los bienes, las centrales de generación eléctrica contarán con un dispositivo de fijación del potencial del neutro a tierra en las instalaciones conectadas en alta tensión.

- **Información o resultados que deben proporcionar**

El Agente propietario de la central de generación eléctrica describe el tipo de régimen de neutro de la central conforme con el punto 2.1 de estas especificaciones.

1.2 Protección contra fallas

- **Aptitud requerida**

Las centrales de generación eléctrica deberán contar con un sistema de protección que elimine las fallas de aislamiento en la central que pueda producir una sobrecorriente.

Este sistema también debe permitir eliminar cualquier aporte de corriente de cortocircuito proveniente de la central de generación cuando ocurra una falla de aislamiento en el vínculo de conexión y las barras de las subestaciones de la red de transmisión a la que se conecte, al igual que cualquier aporte de corriente de cortocircuito proveniente de la central de generación a causa de fallas de



aislamiento en otras líneas o cables conectados a la subestación de la red de transmisión como respaldo.

▪ **Información o resultados que deben proporcionar**

El Agente proporcionará la información sobre las protecciones instaladas en la subestación de evacuación situada en la central de generación (garantía de eliminación de fallas en las diferentes zonas: la red remota, la subestación de conexión, la línea o cable de conexión, los transformadores, la red interna, etc.) para evitar que la red de transmisión detecte y elimine las fallas provenientes de la central de generación eléctrica. Esta información permite verificar la coordinación de las protecciones y, principalmente, evitar una solicitud inoportuna del sistema de protección de la red de transmisión debida a una falla interna en la central de generación eléctrica.

Las características de los sistemas de protección deberán tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.

El Agente brindará información prevista en el punto 2.2 de estas especificaciones.

1.3 Capacidad de potencia reactiva de las unidades de la central

▪ **Aptitud requerida**

Las unidades de generación podrán aportar o absorber energía reactiva de acuerdo con sus capacidades máximas posibles (curva de capacidad) en régimen permanente.

▪ **Información o resultados que deben proporcionar**

El Agente proporcionará como mínimo el diagrama U-Q en el punto de conexión de cada unidad de la central, a su potencia máxima.

Para las unidades hidráulicas de potencia máxima mayor o igual a 10 MW, el Agente proporcionará además el diagrama U-Q al punto de conexión de cada unidad de la central a su potencia de mayor eficiencia energética.

Para las unidades térmicas de potencia máxima mayor o igual a 10 MW, el Agente proporcionará además el diagrama U-Q al punto de conexión de cada unidad de la central a la potencia que corresponde a su mínimo técnico de funcionamiento estable (Pmin).



Para las centrales de generación aptas para el funcionamiento como compensador síncrono el Agente proporcionará además el diagrama U-Q al punto de conexión de cada unidad de la central y la potencia activa consumida, para este modo de funcionamiento.

Si el Agente que debe presentar el diagrama U-Q de una unidad de generación, detecta una dificultad para proporcionarlo y si la potencia de dicha unidad es inferior a 10 MW, el CNDC puede aceptar que el Agente solo presente la tabla cuyo modelo aparece en el punto 2.3 de estas especificaciones. Las mismas disposiciones conciernen a las centrales de generación aptas para el funcionamiento con compensador síncrono.

1.4 Sistema de control de tensión de las Unidades de generación de la central

▪ Aptitud requerida:

Se espera que las unidades de generación estén equipadas con un regulador automático de tensión (AVR en inglés) que permita controlar la generación o el suministro de potencia reactiva con respecto a la tensión de la red de transmisión.

▪ Información o resultados que deben proporcionar:

▪ Datos declarativos:

El Agente propietario de la central de generación brindará información sobre la tabla cuyo modelo aparece en el punto 2.5 de estas especificaciones.

▪ Pruebas:

Se deben hacer pruebas a la regulación de voltaje de las centrales con una potencia superior a 10 MW, o a unidades que el CNDC considere necesario (mediante respectiva justificación técnica que demuestre la necesidad de incluir a estas unidades). Las pruebas se describen en el punto 3.1 de este

Anexo:

- Para la regulación de tensión: pruebas 1 y 2 conforme con la ficha "Control de tensión y potencia reactiva".

En caso de que el Agente realice pruebas por necesidad propia (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.) y que



dichas pruebas correspondan a las pruebas exigidas en este punto, se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos, siempre que no se hayan hecho modificaciones a la unidad de generación (generador, turbina, reguladores, etc.).

Las pruebas de la ficha "Control de tensión y potencia reactiva" pueden realizarse con un nivel de potencia reactiva diferente a 0, por ejemplo: pruebas de escalón de absorción de potencia reactiva.

Las pruebas pueden realizarse con una potencia cercana a la P_{max} (p. ej., 80 % de la P_{max}).

1.5 Regulación de frecuencia de las unidades de la central

Nota:

La "regulación primaria" que se menciona en estas especificaciones corresponde al funcionamiento en "modo regulación potencia-frecuencia" ("MRPF") en la Norma Operativa N° 30.

La operación de caída de potencia con aumento de frecuencia que se menciona en estas especificaciones corresponde al funcionamiento en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia [MRPFL-O]) en la Norma Operativa N°30. Esta operación se probará en centrales que cuenten con este tipo de operación.

▪ Aptitud requerida

En función de su tecnología y potencia, la central de generación podrá participar en la regulación primaria y controlar su potencia activa con respecto a la variación de la frecuencia de la red de transmisión.

▪ Información o resultados que deben proporcionar

▪ Datos declarativos:

Para las centrales que llevan a cabo la regulación primaria, el Agente indicará:

- El valor del rango máximo de la regulación primaria (MW) en situación normal y excepcional.



- El valor del estatismo y el tipo de control (Potencia eléctrica, apertura, etc.).
- Limitación posible de la señal $k\Delta f$ (por encima del valor del rango máximo de regulación primaria).
- El valor de la posible zona de insensibilidad del control de velocidad que siempre debe ser inferior o igual a ± 10 mHz.
- El valor combinado de la insensibilidad del control de velocidad y la posible banda muerta que debe ser el mínimo posible y en todo caso inferior o igual a ± 25 mHz.

El Agente debe incorporar toda la información sobre la tabla cuyo modelo aparece en el punto 2.6 de estas especificaciones.

▪ Pruebas:

Se deben hacer pruebas a la regulación primaria de las centrales de generación eléctrica cuya potencia sea superior a 10 MW, o casos donde el CNDC vea su importancia, de acuerdo con lo estipulado en la presente Norma Operativa. Las pruebas se describen en el punto 3.2 de este Anexo (ficha "Regulación primaria de frecuencia").

Se deben hacer pruebas de funcionamiento al modo de operación de caída de potencia con aumento de frecuencia de las centrales de generación eléctrica cuya potencia sea superior a 10 MW, o casos donde el CNDC vea su importancia, de acuerdo con lo estipulado en la presente norma operativa. Las pruebas se describen en el punto 3.3 de este Anexo (ficha "modo de operación de caída de potencia con aumento de frecuencia").

En caso de que el Agente realice pruebas por necesidad propia (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.), se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos, siempre que no se hayan hecho modificaciones a la unidad de generación eléctrica (generador, turbina, reguladores, etc.).

Las pruebas para la regulación primaria a las centrales de generación hidroeléctrica se pueden hacer en un rango de potencia superior o igual al 75 % de la Pmax.

Cuando la central de generación eléctrica posee unidades de generación eléctrica con características técnicas idénticas (generador, regulación, etc.), es aceptable usar los resultados de una sola unidad.



1.6 Funcionamiento de la central para los rangos excepcionales de tensión

▪ Aptitud requerida

La central de generación deberá funcionar durante períodos limitados por los valores de tensión excepcionales en el punto de conexión.

▪ Información o resultados que deben proporcionar

El Agente propietario de la central de generación indicará las protecciones que cubren el rango de funcionamiento permanente y los valores excepcionales de tensión con los que dicha central puede operar, al igual que los tiempos correspondientes de acuerdo al punto 2.16.

Las capacidades de funcionamiento de la central de generación eléctrica para los rangos excepcionales de tensión (tiempo de funcionamiento y la suma de estos períodos) se describen en la tabla que se presenta en el punto 2.7.

En el caso particular del colapso de tensión (variación lenta de tensión), la experiencia de la operación de la red muestra que se puede presentar un funcionamiento con una tensión muy bajo y excepcional (cerca del 80 % de U_n en el punto de conexión) aproximadamente una vez cada 10 años en promedio. A pesar de que esto no ocurre con frecuencia, el funcionamiento de la central de generación eléctrica con una tensión muy bajo es una característica sumamente importante para evitar que la situación se convierta en un incidente generalizado.

Por ello, en el punto 2.7, el Agente debe:

- Especificar el valor de tensión (en % de U_n y en kV) hasta el que la central sigue conectada durante 60 minutos.

1.7 Funcionamiento de la central con huecos de tensión

▪ Aptitud requerida

El Agente propietario de la central de generación eléctrica deberá mantener el funcionamiento de la central de generación eléctrica cuando se eliminan fallas en la red de transmisión sin pérdida de sincronismo. En particular, cuando se modifique o renueve un equipo en la central de generación eléctrica, las capacidades posteriores a estos cambios deben ser similares a los indicados para el período anterior.

▪ Información o resultados que deben proporcionar



El Agente proporcionará el certificado o los datos declarativos expedidos por proveedores o fabricantes relativos al “funcionamiento de la unidad con huecos de tensión”.

El Agente se asegurará de que no haya degradación en los tiempos de funcionamiento de la central ante huecos de tensión.

1.8 Estabilidad de la central ante un cortocircuito

▪ Aptitud requerida

Las centrales de generación eléctrica deberán permanecer en funcionamiento cuando se produzca un cortocircuito en la red de transmisión. El Agente propietario de la central de generación proporcionará las características técnicas y el modelado de los generadores y los reguladores al CNDC para que este puede llevar a cabo los estudios de estabilidad que permitirán evaluar el funcionamiento de las centrales de generación cuando ocurran cortocircuitos.

▪ Información o resultados que deben proporcionar

El Agente proporcionará las características de los generadores y los reguladores que permitan llevar a cabo los estudios correspondientes.

▪ Datos declarativos:

Los datos declarativos se proporcionan de conformidad con la tabla del punto 2.8 de estas especificaciones para los siguientes equipos:

- Generador
- Generador síncrono excitado

▪ Simulación:

El Agente proporcionará al CNDC las características técnicas y los modelos de los generadores y los reguladores.

En caso de que el comportamiento simulado de la unidad de generación perjudique el funcionamiento del sistema eléctrico, las partes se reunirán para identificar las causas (modelo o comportamiento técnico real) y brindarán las soluciones necesarias.



Para las capacidades de funcionamiento en cortocircuitos y la pérdida de sincronismo, el Agente debe participar (cuando el CNDC lo solicite) en el análisis comparativo, considerando los registros históricos del funcionamiento de la unidad de generación y el funcionamiento previsto obtenido con la simulación, durante la ocurrencia de desequilibrios cercanos que perturben el funcionamiento de la unidad de generación (este análisis tiene el objetivo de verificar, durante la ocurrencia de incidentes en la red, el correcto reajuste del modelo de la unidad de generación).

1.9 Funcionamiento con las frecuencias excepcionales

- **Aptitud requerida**

Las centrales de generación deben permanecer en funcionamiento cuando la frecuencia de la red de transmisión muestre valores excepcionales.

- **Información o resultados que deben proporcionar**

- Datos declarativos:

El Agente propietario de la central de generación indicará las protecciones que cubren el rango de funcionamiento permanente y los valores excepcionales de frecuencia con los que dicha central puede operar, al igual que los tiempos correspondientes de acuerdo con el punto 2.16 de estas especificaciones.

La capacidad de funcionamiento de la central de generación para los rangos excepcionales de frecuencia (tiempo de funcionamiento y la suma de estos períodos) se describen en la tabla, cuyo modelo aparece en el punto 2.9 del presente documento.

1.10 Funcionamiento con las frecuencias y tensiones excepcionales

- **Aptitud requerida**

En caso de simultaneidad de los valores excepcionales de la frecuencia en la red de transmisión y de la tensión en el punto de conexión de la central de generación eléctrica, dicha central puede reducir la potencia activa generada durante un tiempo limitado.

- **Información o resultados que deben proporcionar**

- Datos declarativos:



- Si existe un dispositivo que permita limitar el funcionamiento de la central de generación eléctrica con frecuencia y tensión excepcionales, el Agente deberá indicar el diagrama de funcionamiento en el plano U/f.
- Si existe una limitación $U/f=\text{constante}$, el Agente especificará el valor de la limitación y la temporización asociada.
- Para las centrales de generación que no participen en la regulación primaria de frecuencia, si existe un dispositivo para la caída de potencia con frecuencias altas, el Agente especificará el modo de regulación de la caída de potencia.
- Para las centrales de generación que no participen en la regulación primaria de frecuencia, si existe un dispositivo para aumentar la potencia con frecuencias bajas, el Agente especificará el modo de regulación del aumento de la potencia

1.11 Condiciones para sincronizar a la red en condiciones de variación de la red

▪ Aptitud requerida

Las centrales de generación deberán estar equipadas con un dispositivo que permita su sincronización a la red de transmisión en algunas condiciones de variación de tensión, frecuencia y fase.

▪ Información o resultados que deben proporcionar

El Agente propietario de la central de generación especificará los siguiente:

- La existencia de un acoplador sincrónico que analiza las variaciones de frecuencia, tensión y fase.
- Los valores de variaciones de frecuencia, tensión y fase programados en el acoplador síncrono que permite o no el cierre del interruptor que recibe la orden que emite el acoplador.

1.12 Desconexión y capacidad de reconexión a la red de transmisión

▪ Aptitud requerida

En caso de desconexión fortuita de la red de transmisión luego de la aparición de un fenómeno que afecte a la red:



- Las centrales de generación eléctrica deben ser capaz de resincronizarse rápidamente o pueden funcionar, por un tiempo limitado, de manera autónoma (capacidad de operación sobre consumos propios).
- Las centrales de generación deben poder resincronizarse a la red de transmisión cuando lo requiera el CNDC una vez que se elimine la perturbación.

▪ **Información o resultados que deben proporcionar**

▪ Datos declarativos:

- 1) El Agente propietario de la central de generación brindará información sobre la tabla del punto 2.12 de estas especificaciones. Se indicará:
 - La presencia o ausencia de automatismo de prohibición de reacoplamiento automático (con una temporización asociada), la posibilidad de impedir el reacoplamiento automático cuando se recibe del CNDC una instrucción en este sentido y la capacidad de aplicar las instrucciones proporcionadas por el CNDC para el reacoplamiento.
 - La presencia o ausencia de un mecanismo de protección en caso de falta de tensión en la línea o cable de conexión (medida en el interruptor del Agente propietario de la central de generación eléctrica).
 - La autonomía de operación sobre consumos propios en las unidades de generación aptas (tiempo mínimo garantizado).
- 2) El Agente propietario de la central de generación brindará información sobre el punto 2.16 de estas especificaciones. Se indicará:
 - Los criterios de activaciones de las protecciones que detectan las pérdidas de sincronismo (inversión de la potencia, ángulo interno, medida de impedancia, etc.).
 - Las frecuencias mínimas y máximas que activan el cambio a operación sobre consumos propios.
 - Las tensiones mínimos y máximos que activan el cambio a operación sobre consumos propios.
 - Otros criterios que activan el cambio a operación sobre consumos propios.

▪ Pruebas:

Conciernen a todas las centrales con una potencia superior a 10 MW.



El Agente propietario de la central de generación proporcionará resultados de pruebas de desconexión y reacoplamiento de las unidades de generación. Las pruebas de cambio a operación sobre consumos propios forman parte de estas pruebas de desconexión y reacoplamiento.

Considerando el estrés mecánico sobre algunas partes de las centrales de generación que puede reducir la vida útil de estas, se pueden realizar pruebas de cambio a operación sobre consumos propios con una potencia reducida pero superior al 60 % de la Pmax.

El Agente aportará los medios que comprueben la realización de las pruebas y el resultado del cálculo de la tasa de éxito de los cambios a operación sobre consumos propios (fecha, hora, cambio fortuito o programado, potencia inicial antes del cambio y duración de la operación sobre consumos propios).

1.13 Datos de telecontrol a transmitir

- **Aptitud requerida**

Las centrales deben contar con equipos que permitan transmitir al CNDC la información relativa al uso de la central de generación.

- **Información o resultados que debe proporcionar**

- Datos declarativos:

Cuando se describe la teleinformación en el contrato de conexión firmado con el Agente, o el documento que lo sustituya, se mencionará esta última a modo de referencia. El Agente se asegurará de que no haya degradación en los tiempos de esta teleinformación.

El Agente comunicará la lista de datos de la central y que aparece en el punto 2.13 del presente documento.

El Agente se asegurará de que no haya degradación en la teleinformación compartida, lo que permite garantizar su perpetuidad en el tiempo (conservación de la teleinformación y su precisión).

1.14 Rol de la central en la restauración de la red

- **Aptitud requerida**



Las centrales de generación eléctrica pueden formar parte del plan de restauración (Norma Operativa N° 6) relacionado con condiciones especiales de uso que tiene el objetivo de que, cuando el CNDC lo solicite, la central participe en la restauración de la red en caso de incidentes de gran magnitud.

La central (con las unidades de generación sin carga o que suministran carga) debe poder tolerar un cambio en el flujo de potencia generada relacionado con el reacoplamiento de dos redes, sin perder estabilidad, con una diferencia de frecuencia de hasta 200 mHz durante la conexión.

▪ **Información o resultados que deben proporcionar**

▪ Datos declarativos:

El Agente propietario de la central de generación informará:

- La capacidad de la central de generación eléctrica de restablecer la tensión de la red durante un arranque en negro.
- La capacidad de la central de generación eléctrica para funcionar con potencia baja durante al menos 2 horas con $P \leq P_{\max}$, dentro de una red aislada.
- Los detalles técnicos relativos al funcionamiento en mínimo técnico para cada tipo de central de generación eléctrica.
- El valor de escalones de potencia que la central de generación eléctrica puede tolerar en funcionamiento en red separada manteniendo su capacidad a restablecer la frecuencia.
- El escalón de deslastre de carga de la red de media tensión al que se conectan los auxiliares de la central de generación eléctrica y la existencia de una fuente interna que permita corregir la falta de suministro en media tensión.
- Las pruebas de funcionamiento al sistema de arranque en negro y la periodicidad de las mismas.

1.15 Rampas de emergencia

▪ **Aptitud requerida**

La aptitud de la central a modificar rápidamente su potencia activa según una rampa de emergencia contribuye con la reducción de incidentes de gran magnitud, lo que también permite disminuir significativamente las sobrecargas en la red de transmisión.



Algunas centrales pueden aumentar o reducir su nivel de generación con una respuesta inferior a 5 minutos desde que el CNDC lo solicita en caso de que ocurran incidentes que afecten la seguridad de la red.

▪ **Información o resultados que deben proporcionar:**

▪ Datos declarativos:

El Agente propietario de la central de generación indicará las capacidades de la central relativas a modificar su potencia activa con rampas de emergencia a través de la tabla del punto 2.15 de estas especificaciones e informará al CNDC cualquier cambio con respecto a estas capacidades.

2. CAPACIDADES Y LAS CARACTERÍSTICAS DE REFERENCIA DE LA CENTRAL

Nota: El modelo que se presenta a continuación muestra en detalle la información y los resultados que se deben transmitir. Esta información constituye el marco de referencia para las exigencias que deben cumplir las centrales de generación.

2.1 Régimen de neutro

Transformador N°	Unidad	Valor	Nota
Conexión a tierra del neutro alta tensión (tipo y valor de impedancia)	<i>Sin compensación directa</i>		
Si hay compensación, se debe indicar el valor de la compensación	Ω (en AT)		
(Conexión con el diagrama unifilar)			

Protección Ineutro AT Transformador n.º	Unidad	Valor
Límite de regulación Ineutro AT	Amp. (en AT)	
Temporización de activación	segundos	

2.2 Protección contra fallas

- Diagrama unifilar de conexión con Identificación de las protecciones y sus funciones habilitadas, los interruptores, PT's y CT's.
- Valor de relación de los núcleos de protección de PT's y CT's.



- Características de los transformadores AT/MT.
- Formularios de ajustes de protecciones, detallados en el anexo 2 de la norma operativa N°17.

2.3 Capacidad de potencia reactiva de la central de generación eléctrica

Datos declarativos:

Capacidad de potencia reactiva de la central	$Q_{\min}$	$Q_{\max}$
Unidad de generación 1		
Funcionamiento a $P_{\min}$:		
Funcionamiento a $P_{\max}$:		
Unidad de generación 2		
Funcionamiento a $P_{\min}$:		
Funcionamiento a $P_{\max}$:		
Unidad de generación n		
Funcionamiento a $P_{\min}$:		
Funcionamiento a $P_{\max}$:		
Central de generación		
Funcionamiento a $P_{\min}$:		
Funcionamiento a $P_{\max}$:		

Capacidad de potencia reactiva de la central con compensador síncrono	$Q_{\min}$:	$Q_{\max}$:
Potencia activa consumida:		

2.4 Transformadores elevadores

Datos declarativos:

Transformador	Unidad	Valor	Nota
Nombre del transformador, fabricante y modelo	TP, TG, ... (texto)		
Acta de comprobación y placa del transformador principal	Documentos		
Cantidad de embobinados	Texto		
Potencia aparente – S_n (para cada embobinado secundario)	MVA		
Tensión nominal para el embobinado primario	kV		
Tensiones nominales (para	kV/kV		



cada embobinado secundario)			
Cantidad de tomas	Texto		
Tipo de cambio de tomas (con tensión, sin tensión, seleccionado sin tensión, etc.)	Texto		
Toma vigente	Texto		
Tipo de cambio de tomas (con tensión, sin tensión, seleccionado sin tensión, etc.)	Texto		
Reactancia de cortocircuito			
Para cada embobinado secundario, impedancias directas para cada toma o, en su defecto, para la toma de corriente	$(a + jb) \%$ de base S_n		
Impedancias inversas en las tomas nominales (para cada embobinado secundario)	$(a + jb) \%$ de base S_n		
Impedancias homopolares en la toma nominal (para cada embobinado secundario)	$(a + jb) \%$ de base S_n		
Acoplamiento de los embobinados, tipo de circuito magnético e índice horario (para cada embobinado secundario)	Texto (delta, estrella, etc...)		
Tensión de cortocircuito	kV		
Reactancia de conexión a tierra del neutro AT (Zero si conexión a tierra directa)	Ω		
Reactancia directa equivalente en la red MT conectada al transformador HT/MT (unidades de generación: reactancia transitoria)	Ω (calculada con la tensión AT)		

2.5 Sistema de control de la tensión de la unidad

Datos declarativos:

Equipo	Unidad	Valor	Nota
Regulación de tensión			
Tipo de regulación (tensión, potencia reactiva, $\cos \phi = \text{cste}$)	Texto		
Presencia de bucles estabilizadores	Texto		
Regulación de tensión según el tipo de generador o			



generador: Diagrama detallado, como diagramas de bloques que se suelen usar automáticamente, del bucle de regulación, los bucles de limitación asociados y las vías de estabilización que solo abarcan las constantes de tiempo de más de 10 ms y los valores de diferentes parámetros de este esquema.	Diagramas y valores numéricos		
Tipo de regulador: PI (sin error estático) o proporcional (en este caso, se debe indicar la ganancia estática G; $G = (\Delta V_F / V_{FN}) / (\Delta U_S / U_{SN})$)	Texto		
Rango de la variación del valor seleccionado de tensión del control $[U_{cmin}, U_{cmax}]$	V		
Posibilidad de sobreexcitación en una falla cercana	Texto		
Límite de excitación y de sobreexcitación, y temporizaciones asociadas			
Presencia de bucles de limitación	Texto		
Límite de corriente del rotor (LIR)	kA		
Límite de suministro de energía reactiva Qr	MVar		
Límite de corriente del estator de suministro y absorción $I_{estator}$	kA		
Límite de tensión del estator dentro del Rango normal (U_{smin} y U_{smax})	kV		
Límite del ángulo interno (LAI) para la absorción			
Límite por ecuación del límite de absorción de la potencia reactiva LPQ	Texto		

Pruebas:

Adjuntar los resultados de las pruebas realizadas de conformidad con los informes de control según los rendimientos de la central de generación eléctrica.

2.6 Regulación de frecuencia de la unidad

Datos declarativos:

Equipo	Unidad	Valor	Nota
Turbina, turbina de entrada y control de velocidad			
Tipo de turbina (velocidad de rotación de las palas), fabricante y modelo	Texto		
Diagrama detallado, como diagramas de bloques que se suelen usar automáticamente (funciones de transferencia y no linealidad), de la turbina (si corresponde) y de la turbina de entrada (p. ej., la función de transferencia TAC-TAV para los ciclos combinados), lo que incluye las caídas de potencia y los distintos modos de funcionamiento (funcionamiento en isla, red separada, etc.) que solo abarcan las constantes de tiempo de más de 10 ms y los valores de diferentes parámetros de este esquema.	Diagramas y valores numéricos		



Diagrama de regulación de velocidad, como diagramas de bloques que se suelen usar automáticamente, y los valores de los diferentes parámetros de regulación de frecuencia.	Diagramas y valores numéricos		
Regulación de velocidad			
Estatismo de regulación primaria K	MW/Hz		
Rango $P_{\min}/P_{\max}$	MW		
Rango máximo de la regulación primaria (normal)	MW		
Rango excepcional de regulación primaria	MW		
Valor de la ganancia estática			
Tipo de control (Potencia eléctrica, apertura, etc.)	Texto		
Limitación posible de la señal $k\Delta f$ (por encima del valor del rango máximo de regulación primaria).			
El valor de la posible zona de insensibilidad del control de velocidad que siempre debe ser inferior o igual a ± 10 mHz.	mHz		
valor combinado de la insensibilidad del control de velocidad y la posible banda muerta que siempre debe ser inferior o igual a ± 25 mHz	mHz		

Pruebas: Se deben adjuntar los resultados de las pruebas realizadas de conformidad con la ficha 3.2 “Regulación primaria de frecuencia” y ficha 3.3 “Dispositivo de caída de potencia con aumento de frecuencia”.

2.7 Funcionamiento de la central para los rangos excepcionales de tensión

Datos declarativos:

Datos relacionados con las protecciones de la central de generación eléctrica: se debe llenar la tabla de protección de la central que se presenta en el punto 2.16.

Datos relacionados con la aptitud de la central:

	Rango de variación	Duración y ocurrencia	
		Continua	Acumulada
U_n red... kV			
Rango sin límite de duración		Permanente	
Rango con duración limitada			
Rango accidental			



Se debe escribir las exigencias de funcionamiento del colapso de tensión, principalmente la activación de la central con una protección de U muy baja.

2.8 Estabilidad de la central con corriente de cortocircuito

Datos declarativos:

Equipo	Unidad	Valor	Nota
Generador			
Tipo de máquina eléctrica (síncrona excitada o imán permanente, asíncrona clásica o con electrónica de potencia del tipo convertidor o síncrona con interfaz electrónica, etc.). Fabricante, modelo y opciones instaladas.	(Texto)		
Potencia activa nominal: P_n	MW		
Potencia aparente nominal: S_n	MVA		
$P_{\max \text{ turbina}}$: potencia máxima de la turbina Potencia mecánica máxima que la turbina devuelve cuando la unidad de generación tiene una potencia activa máxima $P_{\max}$	MW		
Capacidad de generación al mínimo técnico de funcionamiento estable $P_{\min}$	MW		
Tensión nominal del estator U_n	kV		
Rangos de tensión del estator (normal y excepcional) con sus duraciones	kV		
Cantidad de pares de polos del generador			
Corriente nominal del estator	A		
Rango de corriente del estator (normal y excepcional) con sus duraciones	A		
Constante de inercia de la línea de eje completa (generador + turbina + reductor) conectada al rotor del generador	MW.s/MV A		
Frecuencias naturales (modo subsíncrono) o de resonancia de la línea de eje completa	Hz		
Velocidad de rotación de la máquina eléctrica	rpm		
Rango admisible de velocidad de rotación del generador (régimen estable y excepcional)	rpm		
Rango admisible de velocidad de rotación de la turbina (régimen estable y excepcional)	rpm		
Regulación de parámetros de sincronización: con acoplamiento o durante la resincronización después de un funcionamiento en isla	% U_n o kV, °, Hz		
Generador síncrono excitado			
Corriente nominal del rotor (con P_n , S_n y U_n)	A		
Rango de corriente del rotor (normal y excepcional) con sus duraciones	A		
Resistencias del estator: R_s	% de base		



	(S_n y U_n)		
Resistencia inversa: R_i	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia síncrona no saturada del eje directo: X_d	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia síncrona no saturada del eje en cuadratura: X_q	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia transitoria no saturada del eje directo: X'_d	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia subtransitoria no saturada del eje directo: X''_d	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia transitoria no saturada del eje en cuadratura: X'_q	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia subtransitoria no saturada del eje en cuadratura: X''_q	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia de dispersión no saturada del estator: X_s	% de base (S_n y U_n)		
Reactancia inversa: X_i	% de base (S_n y U_n)		
Curva de saturación del eje d y el eje q	% de base (S_n y U_n)		
Constante transitoria no saturada del eje directo con circuito abierto: T'_{d0}	S		
Constante subtransitoria no saturada del eje directo con circuito abierto: T''_{d0}	s		
Constante subtransitoria no saturada del eje en cuadratura con circuito abierto: T''_{q0}	s		
Tipo de excitación (estática, generador inverso, etc.) + características	Texto y diagrama		
Tensión de excitación nominal (con potencia, factor de potencia, tensión del estator y velocidad nominales)	V		
Tensión de excitación máximo con régimen estable	V		
Tensión de excitación mínimo con régimen estable	V		
Límite de sobreexcitación	%		
Regulación del limitador de subactivación	Texto y diagrama		
Regulación del limitador de sobreexcitación	Texto y diagrama		
Tiempo máximo de sobreexcitación	s		

Simulación (adjuntar el modelado):

En caso de que no se le haya proporcionado un modelado oficial o si el modelado proporcionado no es válido, el Agente propietario de la central de generación eléctrica adjuntará un modelado del control de velocidad y de tensión a la documentación técnica.



Para las centrales hidráulicas pequeñas, en lugar de las características que exigen los controles de velocidad y tensión, se debe proporcionar el modelado simplificado de cada regulador.

2.9 Funcionamiento con las frecuencias excepcionales

Datos declarativos:

- Datos relacionados con las protecciones de la central de generación eléctrica, según se presenta en el párrafo 2.16.
- Datos relacionados con el rendimiento de la central de generación eléctrica:

	Rango de variación (Hz)	Duración y ocurrencia	
		Continua	Acumulada
Rango normal		Permanente	
Rango excepcional			

2.10 Funcionamiento con las frecuencias y tensiones excepcionales

Datos declarativos:

Protección que limita el funcionamiento de la central con las frecuencias y tensiones excepcionales:

- U_{min} con 50 Hz: kV
- U_{max} con 50 Hz: kV
- F_{min} con U_n : Hz
- F_{max} con U_n : Hz

Protección U/f que reduce el diagrama:

- Valor del límite: kV/Hz
- Temporización asociada: s

Modo de operación de caída de potencia con frecuencia alta: descripción del dispositivo que corresponde al funcionamiento en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia [MRPFL-O]) en la Norma N°30.

Modo de operación de aumento de la potencia con frecuencia baja: descripción del dispositivo corresponde al funcionamiento en modo de



regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia [MRPFL-U]) en la Norma N°30.

Estos modos de operación serán probados en tanto el Agente los tenga implementados.

Pruebas:

Se deben adjuntar los resultados de las pruebas realizadas de conformidad con la ficha 3.3 "Dispositivo de caída de potencia con aumento de frecuencia"

2.11 Condiciones para el acoplamiento a la red

El Agente propietario de la central de generación eléctrica indicará:

- La presencia de un acoplador que analiza las variaciones de frecuencia, tensión y fase.
- El valor de cada variación programada en el acoplador.

2.12 Desconexión y capacidad de reconexión a la red de transmisión

Datos declarativos:

Rendimiento	Valores	Comentarios
Bloqueo automático de reacoplamiento automático		
Confirmar la instalación de un mecanismo		
Valor de la temporización asociada		
Posibilidad de impedir el reacoplamiento automático a requerimiento del CNDC		
Adjuntar el procedimiento de reacoplamiento que contenga las condiciones		
Automatismo en caso de falta de tensión		
Confirmar la instalación de un automatismo		
Indicar la autonomía de operación sobre consumos propios de las unidades de generación (tiempo mínimo garantizado)	minutos	Funcionamiento sin carga en caso de fallas externas en las unidades de generación hidráulicos (temporización)



Pruebas:

El Agente indicará:

- Las pruebas de desconexión y reconexión realizadas y los cambios a operación sobre consumos propios realizados (fecha y potencia generada antes del cambio).
- Tasa de éxito.

El Agente puede adjuntar documentos que corroboren las pruebas de la operación sobre consumos propios alcanzado.

2.13 Datos de telecontrol a transmitir

Datos declarativos:

El Agente indicará:

- La lista de las señales analógicas o de medida y la lista de las señales discretas o de estado obtenidas por el Agente y transmitida al CNDC.
- La lista de las señales recibidas del CNDC.

Cuando se describe estos datos en un documento contractual, se mencionará este último a modo de referencia.

El Agente se asegurará de que no haya degradación en la teleinformación en el tiempo, lo que permite garantizar la disponibilidad de esta información y su precisión.

2.14 Rol de la central en la restauración de la red

Datos declarativos:

El Agente propietario de la central de generación eléctrica indicará:

- La capacidad de la instalación para restablecer la tensión de la red y el tipo de fuente interna que le permitirá llevar a cabo el arranque en negro.
- La capacidad de la instalación para funcionar con potencia baja durante al menos 2 horas con $P \leq P_{\max}$, dentro de una red aislada.
- Los detalles técnicos relativos al funcionamiento técnico mínimo para cada tipo de central de generación eléctrica (limitaciones debidas a las instalaciones de media tensión o zonas de cavitación).



- El valor de escalones de potencia que la central de generación eléctrica puede tolerar en funcionamiento en red separada, manteniendo su capacidad a restablecer la frecuencia.
- El escalón de deslastre de carga de la red de media tensión al que se conectan los auxiliares de la central de generación eléctrica y la existencia de una fuente interna que permita corregir la falta de suministro en media tensión.
- La posibilidad de que la turbina cambie automáticamente o, cuando lo ordene el Agente, de controlar la "potencia eléctrica" con respecto a "la apertura" durante las variaciones grandes de potencia (operación sobre consumos propios o suministro a una red separada). Con esta hipótesis (variación de potencia o frecuencia, u otro criterio que especifique el Agente), a partir de qué variación de potencia la turbina cambia de un modo de control a otro.

2.15 Rampas de emergencia de la central

Característica	Unidad	Valor	Comentario
Escalón de aumento	MW	... % de la Capacidad máxima (Pmax)	
Aumento de emergencia	MW	... % de la Capacidad máxima (Pmax) con menos de 5 mn	
Caída de emergencia	MW/min		

2.16 Protección de la central de generación

Los ajustes de protección deben ser informados en los formatos definidos en la Norma Operativa N° 17.

2.17 Cables de conexión internos de longitud considerable para la central

Características	Unidad	Valor	Nota
Impedancia directa calculada conforme con la norma CEI 60-909	Ω	(a + jb)	
Media susceptancia	S		



lateral			
---------	--	--	--

3. FICHAS DE PRUEBAS

3.1 Ficha “Control de Tensión y Potencia Reactiva”

Pruebas reales
Objetivos La participación de una central en el control de la tensión implica lo siguiente: - Desde un punto de vista dinámico, la capacidad de garantizar como mínimo la estabilidad en los movimientos pequeños del generador. - El cumplimiento de la característica estática de la función de regulación U-Q en el punto de conexión, la que se acordó con el CNDC. El objetivo es verificar los dos puntos anteriores.
Descripción Prueba 1: Unidad de generación con potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (según las condiciones externas) y $Q = 0$ en el punto de conexión, siempre que sea posible en función de la configuración de la red (la tensión debe permanecer dentro del rango normal): escalón de más de 2 % del valor seleccionado de la regulación de tensión. Prueba 2: Unidad de generación con potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (según las condiciones externas) y $Q = 0$ en el punto de conexión, siempre que sea posible en función de la configuración de la red (la tensión debe permanecer dentro del rango normal): escalón de menos de 2 % del valor seleccionado de la regulación de tensión. <u>Nota para las pruebas 1 y 2:</u> Los escalones seleccionados no deben ocasionar que la tensión del estator exceda el rango normal.
Condiciones particulares - Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC,
Datos de entrada (Agente propietario de la central) función de control U-Q:

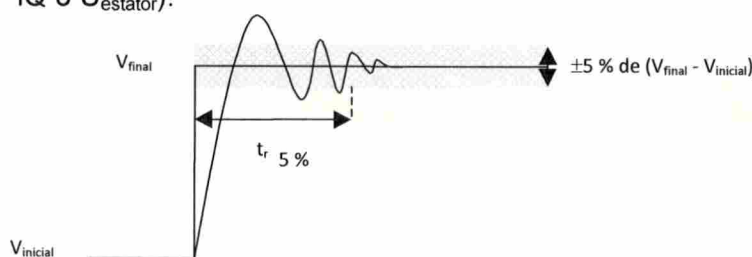


Resultados (Agente propietario de la central)

- Para cada prueba, se deben registrar las siguientes señales temporales:
 - La tensión eficaz en el nodo regulado.
 - La potencia reactiva en el nodo regulado.
 - La potencia activa en el punto de conexión o en el estator si no se puede medir este valor en el punto de conexión.
 - El valor de consigna (setpoint) de regulación de tensión inyectado.

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del evento (al menos 10 segundos antes y 60 segundos después). Se debe presentar esta información de la siguiente forma:

- En formato físico y digital (p. ej., un archivo Excel).
- Gráficos con leyenda (parámetros medidos y unidades).
- Escalas de curvas en formato físico adaptadas a las magnitudes medidas.
- Para las pruebas 1 y 2, el cálculo de los siguientes datos:
 - El tiempo t_r de establecimiento de la variable controlada V en el rango de 5 % de $(V_{\text{final}} - V_{\text{inicial}})$ (V corresponde a la magnitud de la variable controlada por la regulación de tensión y, dependiendo del modo de control, es igual a Q o $U_{\text{pdr}} + IQ$ o U_{estator}):



- Tiempo de establecimiento de la potencia reactiva en el punto de conexión con ± 1 % de su valor final.
- Desviación estática (expresada en ε' %) entre la magnitud controlada que se inyecta al control de tensión y el valor seleccionado del control de tensión: $\varepsilon' \% = 100 \frac{V_{\text{final}} - V_{\text{seleccionado}}}{V_{\text{seleccionado}}}$

Criterios de conformidad

- Para las pruebas 1 y 2 (escalones seleccionados de tensión):
 - La unidad de generación no debe perder la estabilidad para las pruebas del escalón seleccionado.
 - El tiempo de respuesta (t_r) debe ser inferior a 10 segundos.
 - La amortiguación del régimen oscilatorio de la potencia eléctrica debe ser inferior a 10 segundos.
 - La desviación estática ε' debe ser inferior a 0,2 %.
 - Se debe verificar la conformidad con la función de control en régimen fijo (antes y después de los escalones seleccionados).



- Las pruebas se deben realizar con la “unidad de generación en funcionamiento” o con la “unidad de generación inactivo” mediante el uso de simuladores de tiempo real. Estas pruebas se realizarán con un sistema de monitoreo electrónico que permitirá verificar el buen estado de la central “en funcionamiento”.
- En caso de que el Agente propietario de las instalaciones realice pruebas propias (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.) y que dichas pruebas correspondan a las pruebas exigidas, se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos siempre que no se hayan hecho modificaciones a la central (generador, turbina, reguladores, etc.) entre las pruebas y durante el período de control.
- En el caso de los reguladores digitales, la ausencia de error permanente en este tipo de equipos permite aumentar este límite con la condición de que el sistema de control de calidad del generador garantice que no se han modificado los parámetros del equipo.
- Las pruebas pueden realizarse con una potencia diferente a la potencia efectiva siempre que el nivel de potencia activa sea lo suficientemente elevada.
- Las pruebas de esta ficha pueden realizarse con un nivel de potencia reactiva diferente a 0, por ejemplo: pruebas del escalón seleccionado de suministro o absorción de potencia reactiva.

3.2. Ficha “Regulación Primaria de Frecuencia”

Pruebas reales: centrales que no sean ciclos combinados (CTCC)

Notas

Regulación primaria de frecuencia: “modo de regulación potencia-frecuencia” (MRPF).
Reserva primaria (Rp): rango de respuesta (% de la $P_{\max}$ o P_{ef}) a las variaciones de frecuencia. Se tomará la Rp vigente en el momento de la prueba.
 P_c : potencia de consigna (setpoint) de la unidad de generación con la frecuencia de referencia f_0 .

Objetivos

En caso de que ocurra un desequilibrio entre la potencia producida y la potencia consumida en la red (desequilibrios, aumentos de carga, etc.), las centrales de generación que participan en la regulación de frecuencia y potencia deben adaptar la potencia producida por la central en un plazo que sea lo suficientemente corto y con las proporciones deseadas.



Descripción

Cuando la unidad de generación esté conectada a la red, se realizarán las siguientes pruebas:

- **Prueba 1:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas y en coordinación con el CNDC) de la cual se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 500 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo de 15 min puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

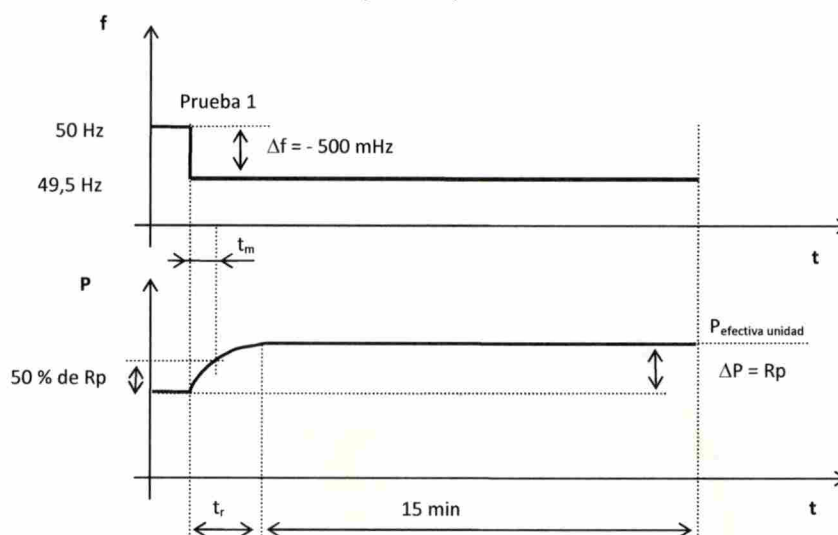


Figura 1

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la reserva primaria R_p .

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la reserva primaria R_p .

- **Prueba 2:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 500 mHz a nivel del control de velocidad.

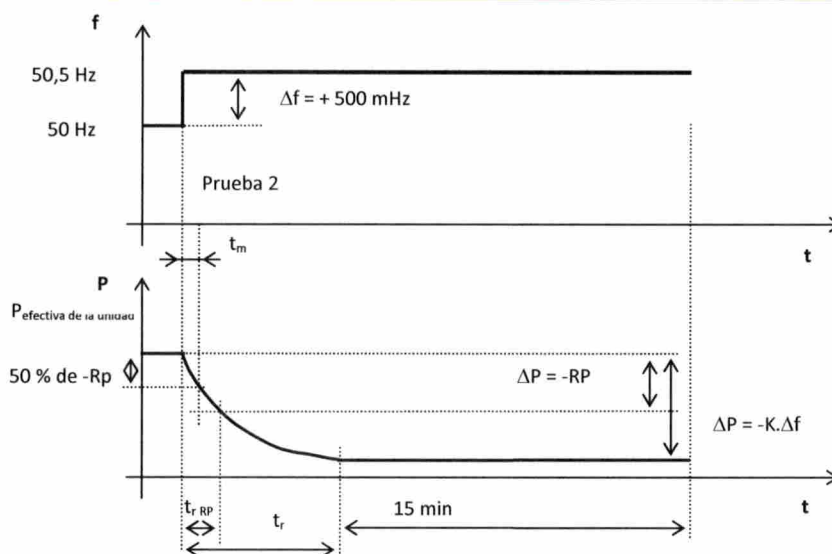


Figura 2

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-R_p$.

t_{rRP} : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza $-R_p$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.

- **Prueba 3:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la cual se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

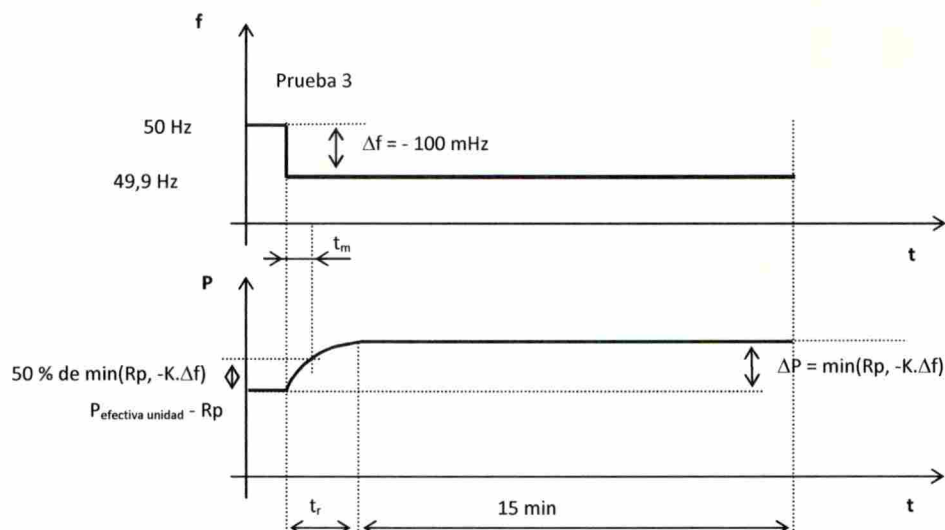


Figura 3

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

- **Prueba 4:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función



de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 100 mHz a nivel del control de velocidad.

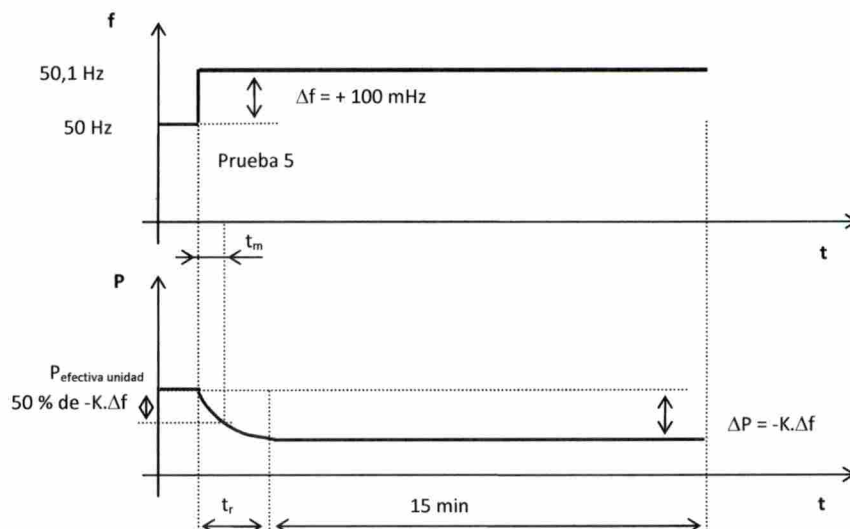
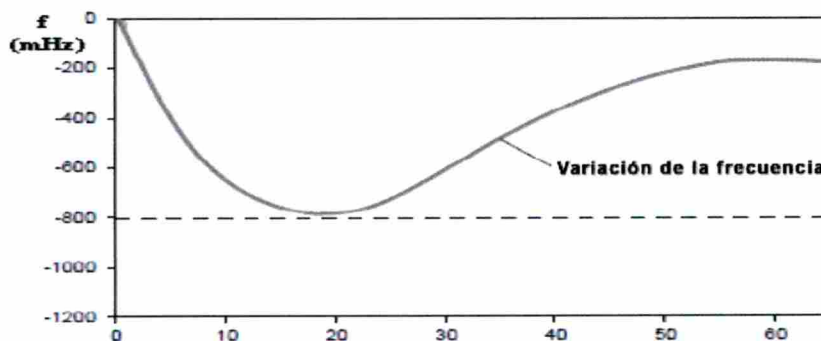


Figura 4

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-K \cdot \Delta f$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.

- **Prueba 5:** Unidad de generación generando la potencia mínima P_{min} de la unidad (mínimo técnico de funcionamiento estable): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo de 15 min puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).
- **Prueba 6:** Unidad de generación (únicamente hidráulico) generando la potencia efectiva P_{efectiva} de la unidad (en función de las condiciones externas) de la que se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial con una variación de frecuencia $\Delta f = -800 \text{ mHz}$ a nivel del control de velocidad que corresponde al siguiente perfil en el tiempo.





**MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS**

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 338/2026
TRÁMITE N° 2026-66684-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026**

Condiciones particulares

- Para las centrales hidráulicas, esta prueba se puede realizar con una banda de potencia superior a 75 % de la potencia efectiva de la unidad. Igualmente, cuando la central hidráulica tenga unidades de generación idénticos, los resultados de una sola unidad serán válidos para las otras unidades.
- Las pruebas se deben realizar con la "unidad de generación en funcionamiento". Estas pruebas se realizarán con un sistema de monitoreo electrónico que permitirá verificar el buen estado de la central "en funcionamiento".
- En caso de que el Agente propietario de la central realice pruebas propias (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.) y que dichas pruebas correspondan a las pruebas exigidas, se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos siempre que no se hayan hecho modificaciones a la central (generador, turbina, reguladores, etc.) entre las pruebas y durante el período de control.
- Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC.
- La central no participa en la regulación primaria de frecuencia durante las pruebas.
- Si existe una banda muerta voluntaria en la regulación de frecuencia, no debe estar activa durante las pruebas.



Datos de entrada (Agente propietario de la central)

Energía de regulación $K = (\dots)$ MW/Hz

Recordatorio: $R_p \geq (\dots)$ MW (el Agente propietario de la central lo transmitirá durante la realización de la prueba). Se tomará la R_p vigente en el momento de la prueba.

Resultados (Agente propietario de la central)

Para cada prueba, se deben registrar las siguientes señales temporales de la Figura 1:

- Valor seleccionado inyectado artificialmente en el control de velocidad.
- La potencia activa suministrada por la unidad de generación en el punto de conexión.

También se deben indicar los siguientes valores en los registros:

- t_m
- t_r (y t_{rRP} para la prueba 2)
- ΔP

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del evento (al menos 10 segundos antes y 60 segundos después). Se debe presentar esta información de la siguiente forma:

- En formato físico y digital (p. ej., un archivo Excel).
- Gráficos con leyenda (magnitudes medidas y unidades).
- Escalas de curvas en formato físico adaptadas a las magnitudes medidas.

Además, en cada prueba se calcularán la energía de regulación y el estatismo ∂ del control a partir del valor de ΔP medido en la prueba 2 y de las siguientes fórmulas:

$$K = \frac{P - P_c}{f_0 - f}$$

$$\partial = \frac{P_{\text{max unidad de generación}} * \frac{f_0 - f}{P - P_c}}{f_0}$$

Criterios de conformidad

Para cada prueba, los registros deben probar visualmente la conformidad de los siguientes puntos:

- Forma de onda no oscilante.

Todas las unidades excepto la hidráulica:

- Tiempo t_r inferior o igual a 30 segundos para todas las pruebas, salvo para la prueba 2
- Tiempo t_m inferior o igual a 15 segundos.

Si la central dispone de una rampa rápida:



□ Tiempo t_r inferior a $30 + \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{rampa de caída rápida en MW/min}} * 60 = (\dots)$ segundos para la prueba 2.
Si la central no dispone de una rampa rápida:
□ Tiempo t_r inferior o igual a $30 + 20 = 50$ segundos para la prueba 2.
<u>Unidades hidráulicas:</u>
□ Tiempo t_r inferior o igual a 300 segundos para todas las pruebas, salvo la prueba 6. □ Tiempo t_r inferior o igual a 30 segundos para la prueba 6: ○ 50 % de la variación de la RP prevista en 15 segundos. ○ 95 % de la variación de la RP prevista en 30 segundos.
Para la prueba 1 (el tiempo de 15 min puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba):
□ Variación $\Delta P = R_p$ constante durante 15 min (después de t_r).
Para las pruebas 2 y 4:
□ Variación $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ constante durante 15 min (después de t_r).
Para las pruebas 3 y 5:
□ Variación $\Delta P = \min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$ constante durante 15 min (después de t_r).
Para las pruebas 2, 3 y 4, los registros deben indicar que:
□ La energía de regulación K medida es igual a la energía de regulación preajustada a $\pm 5\%$ aproximadamente.

Pruebas (centrales de tipo ciclo combinado CTCC)

Notas

Regulación primaria de frecuencia: "modo de regulación potencia-frecuencia" (MRPF).
Reserva primaria (Rp): rango de respuesta (en % de la $P_{\max}$) a las variaciones de frecuencia.
Pc: potencia de consigna (setpoint) de la unidad de generación con la frecuencia de referencia f_0 .

Objetivos

En caso de que ocurra un desequilibrio entre la potencia producida y la potencia consumida en la red (desequilibrios, aumentos de carga, etc.), las centrales de generación que participan en la regulación de frecuencia y potencia deben adaptar la potencia producida por la central en un plazo que sea lo suficientemente corto y con las proporciones deseadas.

Descripción

Cuando la unidad de generación esté conectado a la red, se realizarán las siguientes pruebas:
Nota: Para la unidad de generación conformado por dos generadores térmicos, que dependen el uno del otro y cuya dinámica de respuesta a las regulaciones de frecuencia del segundo es



mucho más lenta que la del primero (como las CTCC), el Agente propietario de la central decidirá si usar la versión a o la b de las pruebas 1 y 3.

□ **Prueba 1:**

- **Versión a:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de -500 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

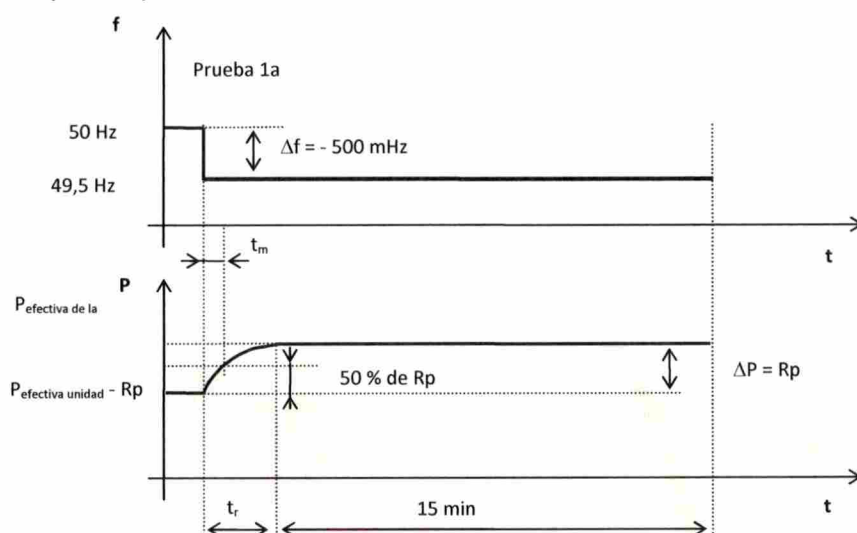


Figura 1^a

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la reserva primaria R_p .

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la reserva primaria R_p .

- **Versión b:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta al máximo R_p/X_{rp} %: Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de -500 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

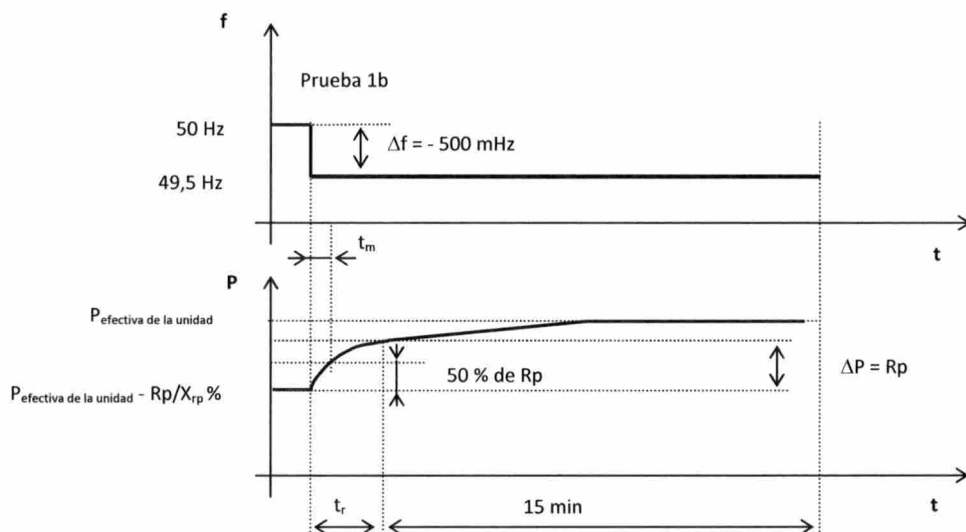


Figura 1b

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la reserva primaria R_p .

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la reserva primaria R_p .

- **Prueba 2:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 500 mHz a nivel del control de velocidad.

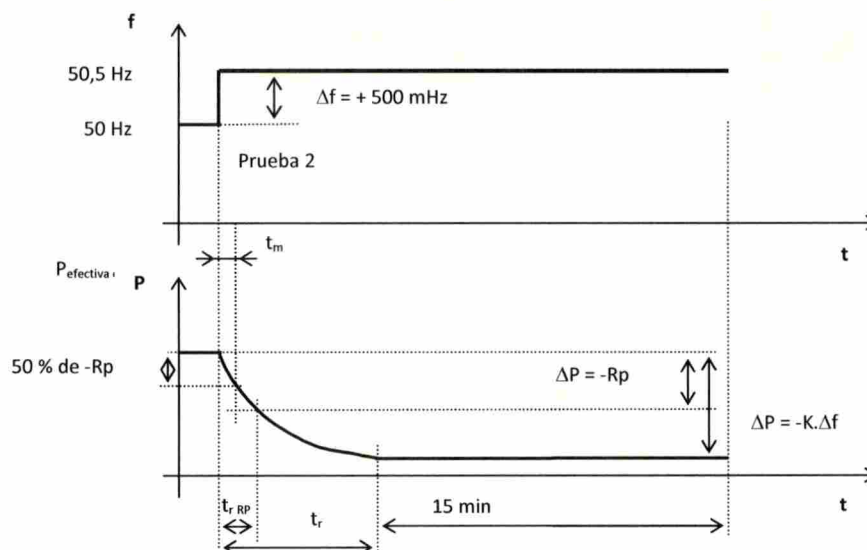


Figura 2

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-R_p$.

$t_{r RP}$: tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza $-R_p$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.



□ **Prueba 3:**

- **Versión a:** Unidad de generación con la potencia efectiva P_{efectiva} de la unidad (en función de las condiciones externas) de la que se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

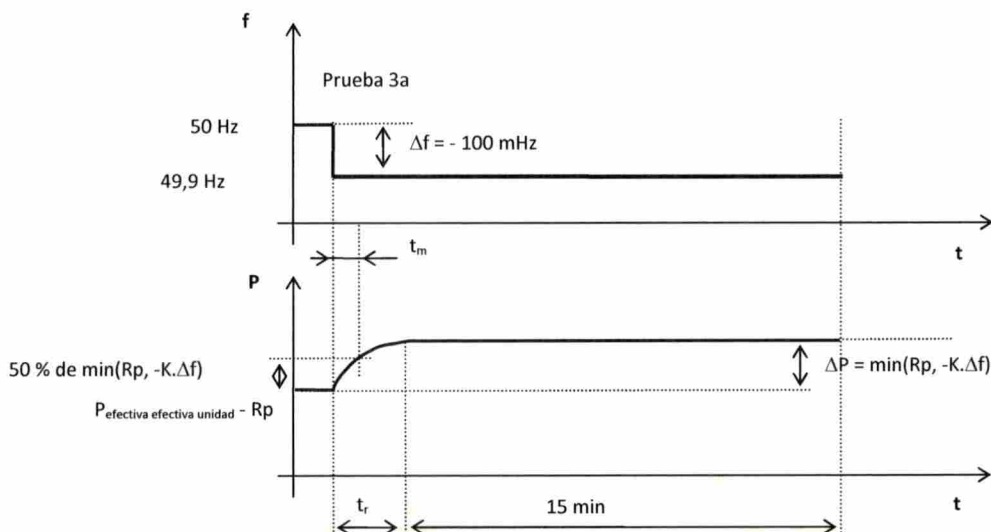


Figura 3a

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.
 t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

- **Versión b:** Unidad de generación generando la potencia efectiva P_{efectiva} de la unidad (en función de las condiciones externas) de la que se resta al máximo R_p/X_{rp} %: Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

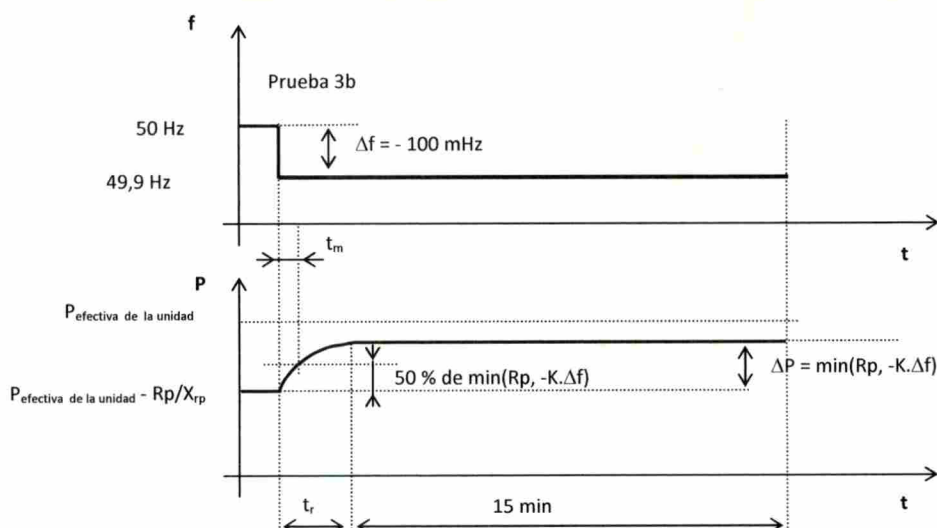


Figura 3b



t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.
 t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

- **Prueba 4:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 100 mHz a nivel del control de velocidad.

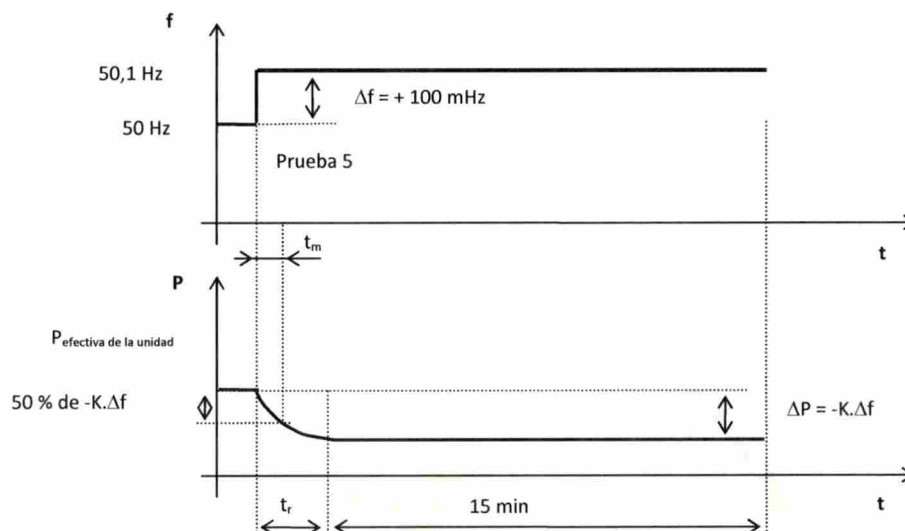


Figura 4

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-K \cdot \Delta f$.
 t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.

- **Prueba 5:** Unidad de generación generando la potencia mínima $P_{\text{min de la unidad}}$ (mínimo técnico de funcionamiento estable): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad.



Condiciones particulares

- Las pruebas se deben realizar con la "unidad de generación en funcionamiento". Estas pruebas se realizarán con un sistema de monitoreo electrónico que permitirá verificar el buen estado de la central "en funcionamiento".
- En caso de que el Agente propietario de la central realice pruebas propias (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.) y que dichas pruebas correspondan a las pruebas exigidas, se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos siempre que no se hayan hecho modificaciones a la central (generador, turbina, reguladores, etc.) entre las pruebas y durante el período de control.
- Para la unidad de generación conformado por dos generadores térmicos, que dependen el uno del otro y cuya dinámica de respuesta a las regulaciones de frecuencia del segundo es mucho más lenta que la del primero (como las CTCC), el Agente propietario de la central decidirá si usar la versión a o la b de las pruebas 1 y 3.
- Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC.
- La unidad de generación no participa en la regulación primaria de frecuencia durante las pruebas.
- Si existe una banda muerta voluntaria en la regulación de frecuencia, no debe estar activa durante las pruebas.



Datos de entrada (generador)

Estatismo/ Energía de regulación $K = (\dots)$ MW/Hz

Recordatorio: $R_p \geq (\dots)$ MW (el Agente lo transmitirá durante la realización de la prueba).

Recordatorio: $X_{rp} \%$ (de-rating) = $(\dots) \%$ (el Agente lo transmitirá durante la realización de la prueba).

Resultados (Agente propietario de la central)

Para cada prueba, se deben registrar las siguientes señales temporales de la Figura 1:

- Valor seleccionado inyectado artificialmente en el control de velocidad.
- La potencia activa suministrada por la unidad de generación en el punto de conexión.

También se deben indicar los siguientes valores en los registros:

- t_m
- t_r (y t_{rRP} para la prueba 2)
- ΔP

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del evento (al menos 10 segundos antes y 60 segundos después). Se debe presentar esta información de la siguiente forma:

- En formato físico y digital (p. ej., un archivo Excel).
- Gráficos con leyenda (magnitudes medidas y unidades).
- Escalas de curvas en formato físico adaptadas a las magnitudes medidas.

Además, en cada prueba se calcularán la energía de regulación y el estatismo ϑ del control a partir del valor de ΔP medido en la prueba 2 y de las siguientes fórmulas:

$$K = \frac{P - P_c}{f_n - f}$$

$$\vartheta = \frac{P_{\max CTCC} * f_0 - f}{f_n * P - P_c}$$

Criterios de conformidad

Para cada prueba, los registros deben probar visualmente la conformidad de los siguientes puntos:

- Forma de onda no oscilante.
- Tiempo t_r inferior o igual a 30 segundos para todas las pruebas, salvo para la prueba 2.

Si la central dispone de una rampa rápida:

Tiempo t_r inferior o igual a $30 + \frac{-(K \Delta f - R_p)}{\text{rampa de caída rápida en MW/min}} * 60 = (\dots)$ segundos para la prueba 2.

Si la central no dispone de una rampa rápida:

- Tiempo t_r inferior o igual a $30 + 20 = 50$ segundos para la prueba 2.

- Tiempo t_{rRP} inferior o igual a 30 segundos para la prueba 2.
- Tiempo t_m inferior o igual a 15 segundos.



Para la prueba 1 (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba):

- Variación $\Delta P \geq R_p$ constante durante 15 min (después de t_r).

Para las pruebas 2 y 4:

- Variación $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ constante durante 15 min (después de t_r).

Para las pruebas 3 y 5:

- Variación $\Delta P \geq \min(R_p, -K \cdot \Delta f)$ constante durante 15 min (después de t_r).

Para las pruebas 2, 3 y 4, los registros deben indicar que:

- La energía de regulación K medida es igual a la energía de regulación preajustada a $\pm 5\%$ aproximadamente.

3.3. Ficha "Modo de operación de Caída de Potencia con Aumento de Frecuencia"

<i>Pruebas (centrales de tipo ciclo combinado CTCC)</i>	
Notas	Regulación primaria de frecuencia: "modo de regulación potencia-frecuencia" (MRPF). Reserva primaria (R_p): rango de respuesta (en % de la P_{max}) a las variaciones de frecuencia. P_c : potencia de consigna (setpoint) de la unidad de generación con la frecuencia de referencia f_0 .
Objetivos	En caso de que ocurra un desequilibrio entre la potencia producida y la potencia consumida en la red (desequilibrios, aumentos de carga, etc.), las centrales de generación que participan en la regulación de frecuencia y potencia deben adaptar la potencia producida por la central en un plazo que sea lo suficientemente corto y con las proporciones deseadas.
Descripción	Cuando la unidad de generación esté conectado a la red, se realizarán las siguientes pruebas: <u>Nota:</u> Para la unidad de generación conformado por dos generadores térmicos, que dependen el uno del otro y cuya dinámica de respuesta a las regulaciones de frecuencia del segundo es mucho más lenta que la del primero (como las CTCC), el Agente propietario de la central decidirá si usar la versión a o la b de las pruebas 1 y 3. ▫ Prueba 1: ○ Versión a: Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{efectiva \text{ de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de -500 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

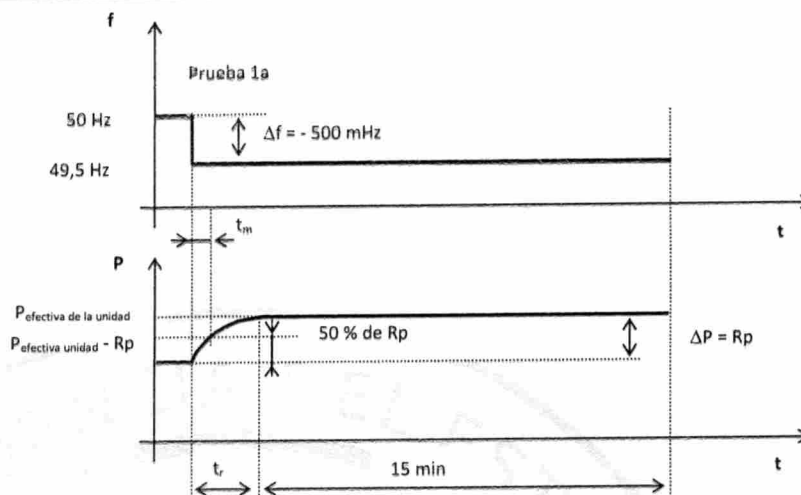


Figura 1a

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la reserva primaria R_p .
 t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la reserva primaria R_p .

- **Versión b:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta al máximo $R_p/X_{rp} \%$: Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de -500 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

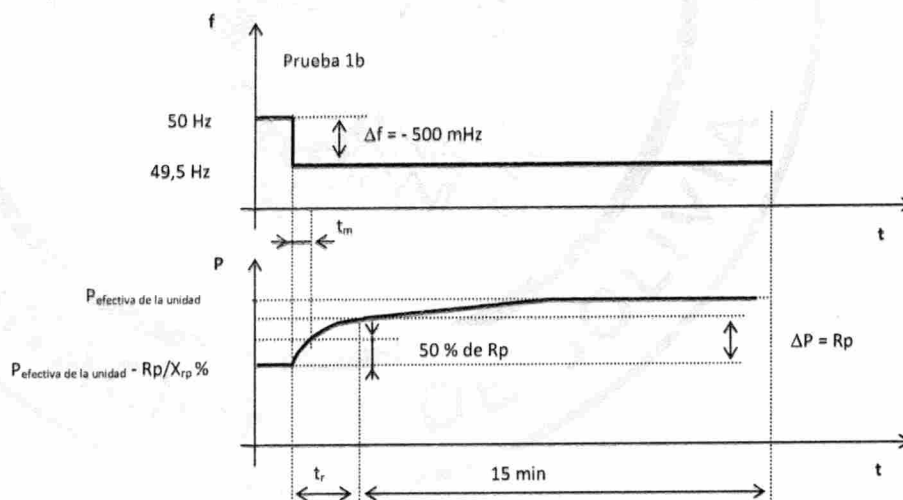


Figura 1b

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la reserva primaria R_p .
 t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la reserva primaria R_p .



- **Prueba 2:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 500 mHz a nivel del control de velocidad.

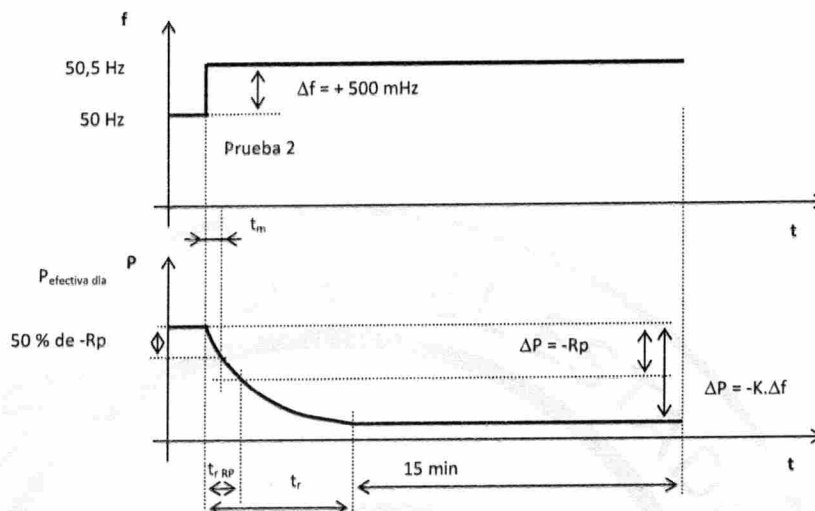


Figura 2

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-R_p$.

t_{r, R_p} : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza $-R_p$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.

- **Prueba 3:**

- **Versión a:** Unidad de generación con la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

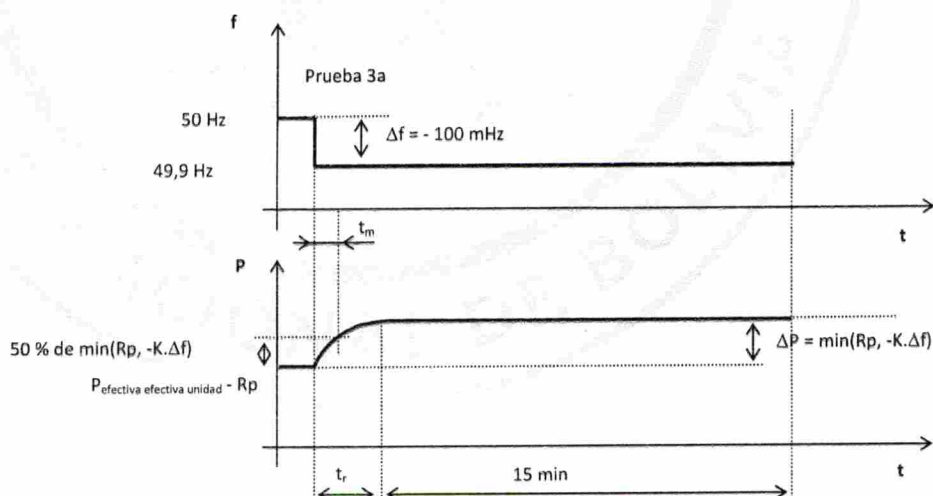




Figura 3a

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

- **Versión b:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) de la que se resta al máximo R_p/X_{rp} %: Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

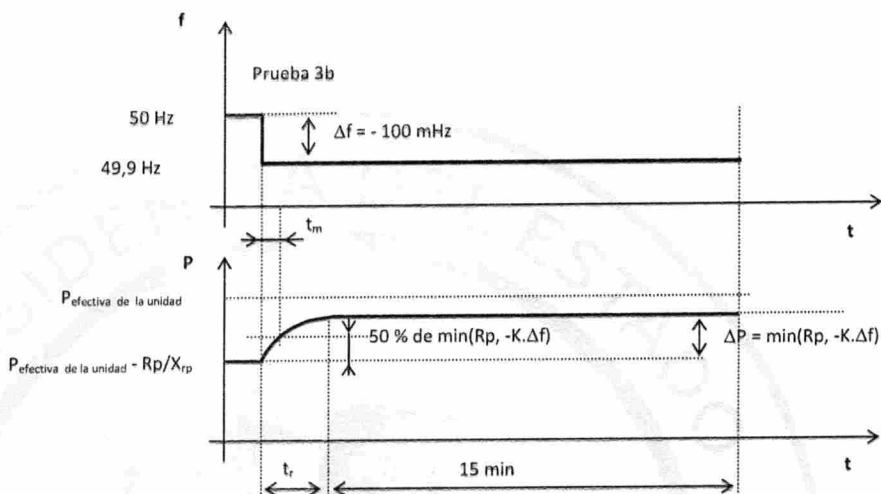


Figura 3b

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

- **Prueba 4:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de + 100 mHz a nivel del control de velocidad.

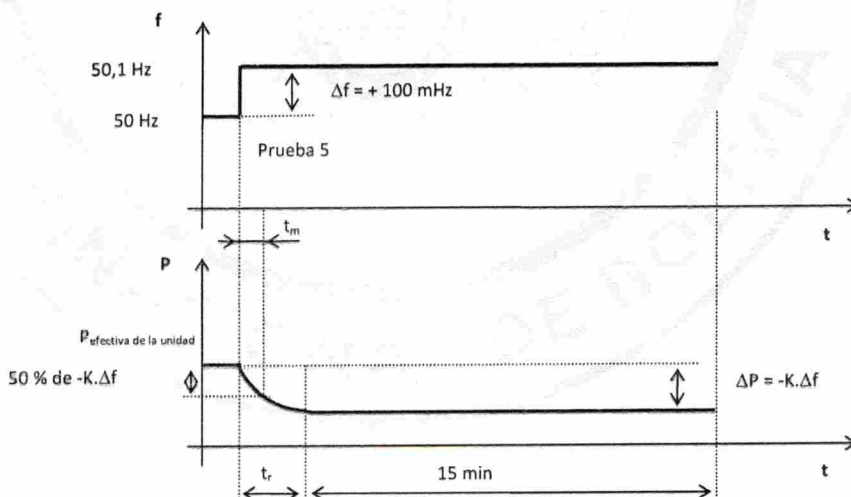


Figura 4



t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-K \cdot \Delta f$.

t_r : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de $-K \cdot \Delta f$.

- **Prueba 5:** Unidad de generación generando la potencia mínima $P_{\min}$ de la unidad (mínimo técnico de funcionamiento estable): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba).

Condiciones particulares

- Las pruebas se deben realizar con la "unidad de generación en funcionamiento". Estas pruebas se realizarán con un sistema de monitoreo electrónico que permitirá verificar el buen estado de la central "en funcionamiento".
- En caso de que el Agente propietario de la central realice pruebas propias (pruebas periódicas de un proceso de calidad, pruebas de cualificación tras el reemplazo de equipos, pruebas posteriores al mantenimiento, etc.) y que dichas pruebas correspondan a las pruebas exigidas, se pueden aceptar los resultados de estas pruebas en lugar de los exigidos siempre que no se hayan hecho modificaciones a la central (generador, turbina, reguladores, etc.) entre las pruebas y durante el período de control.
- Para la unidad de generación conformada por dos generadores térmicos, que dependen el uno del otro y cuya dinámica de respuesta a las regulaciones de frecuencia del segundo es mucho más lenta que la del primero (como las CTCC), el Agente propietario de la central decidirá si usar la versión a o la b de las pruebas 1 y 3.
- Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC.
- La unidad de generación no participa en la regulación primaria de frecuencia durante las pruebas.
- Si existe una banda muerta voluntaria en la regulación de frecuencia, no debe estar activa durante las pruebas.



Datos de entrada (generador)

Estatismo/ Energía de regulación $K = (\dots)$ MW/Hz

Recordatorio: $R_p \geq (\dots)$ MW (el Agente lo transmitirá durante la realización de la prueba).

Recordatorio: $X_{rp} \% (\text{de-rating}) = (\dots) \%$ (el Agente lo transmitirá durante la realización de la prueba).

Resultados (Agente propietario de la central)

Para cada prueba, se deben registrar las siguientes señales temporales de la Figura 1:

- Valor seleccionado inyectado artificialmente en el control de velocidad.
- La potencia activa suministrada por la unidad de generación en el punto de conexión.

También se deben indicar los siguientes valores en los registros:

- t_m
- t_r (y $t_{r,RP}$ para la prueba 2)
- ΔP

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del evento (al menos 10 segundos antes y 60 segundos después). Se debe presentar esta información de la siguiente forma:

- En formato físico y digital (p. ej., un archivo Excel).
- Gráficos con leyenda (magnitudes medidas y unidades).
- Escalas de curvas en formato físico adaptadas a las magnitudes medidas.

Además, en cada prueba se calcularán la energía de regulación y el estatismo δ del control a partir del valor de ΔP medido en la prueba 2 y de las siguientes fórmulas:

$$K = \frac{P - P_c}{f_0 - f}$$
$$\delta = \frac{P_{\text{max GTCC}}}{f_0} * \frac{f_1 - f}{P - P_c}$$

Criterios de conformidad

Para cada prueba, los registros deben probar visualmente la conformidad de los siguientes puntos:

- Forma de onda no oscilante.
- Tiempo t_r inferior o igual a 30 segundos para todas las pruebas, salvo para la prueba 2.

Si la central dispone de una rampa rápida:

Tiempo t_r inferior o igual a $30 + \frac{-(K\Delta f - R_p)}{\text{rampa de caída rápida en MW/min}} * 60 = (\dots)$ segundos para la prueba 2.

Si la central no dispone de una rampa rápida:

- Tiempo t_r inferior o igual a $30 + 20 = 50$ segundos para la prueba 2.

- Tiempo $t_{r,RP}$ inferior o igual a 30 segundos para la prueba 2.
- Tiempo t_m inferior o igual a 15 segundos.

Para la prueba 1 (el tiempo puede variar según condiciones técnicas del momento de la prueba):

- Variación $\Delta P \geq R_p$ constante durante 15 min (después de t_r).

Para las pruebas 2 y 4:

- Variación $\Delta P = -K\Delta f$ constante durante 15 min (después de t_r).



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 338/2026
TRÁMITE N° 2026-66684-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026

Para las pruebas 3 y 5:

- Variación $\Delta P \geq \min(R_p, -K \cdot \Delta f)$ constante durante 15 min (después de t_r).

Para las pruebas 2, 3 y 4, los registros deben indicar que:

- La energía de regulación K medida es igual a la energía de regulación preajustada a $\pm 5\%$ aproximadamente.

3.3. Ficha “Modo de Operación de caída de potencia con aumento de frecuencia”

Pruebas

Objetivos de la prueba

El objetivo de esta prueba es verificar que la central cumpla con estas especificaciones en lo que concierne a la caída de potencia con aumento de frecuencia (modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia [MRPFL-O]). Esta prueba se realizará en unidades que cuenten con este tipo de operación.



Descripción de la prueba

Cuando la central esté conectada a la red, se realizarán las siguientes pruebas:
Para las pruebas de esta ficha, el valor de la Pmax corresponde a la potencia máxima instalada en condiciones estándares.

Prueba 1: Unidad de generación generando la potencia efectiva Pefectiva (en función de las condiciones externas) Inyección artificial de un escalón de frecuencia de + 0,7 Hz a nivel del sistema de control.

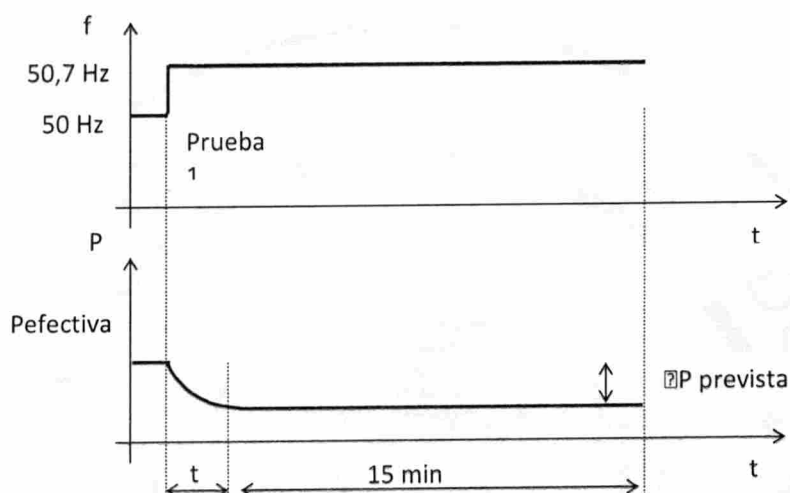


Figura 1

ΔP prevista = 13 % de la Pmax

tm: tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de la caída de potencia prevista.
tr: tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 95 % de la caída de potencia prevista.

Prueba 2: Igual a la prueba 1, pero con un escalón de + 1 Hz.

ΔP prevista = 33 % de la Pmax

Prueba 3: Igual a la prueba 1, pero con un escalón de + 1.5 Hz.

ΔP prevista = 66 % de la Pmax

Prueba 4: Igual a la prueba 1, pero con un escalón de + 2 Hz.

ΔP prevista = 100 % de la Pmax

Prueba 5: Inyección artificial de un escalón de frecuencia de 1 Hz durante 10 minutos a nivel del sistema de control.

Las pruebas anteriormente solicitadas no deberán afectar al SIN ni el desempeño de las unidad generadora o central.

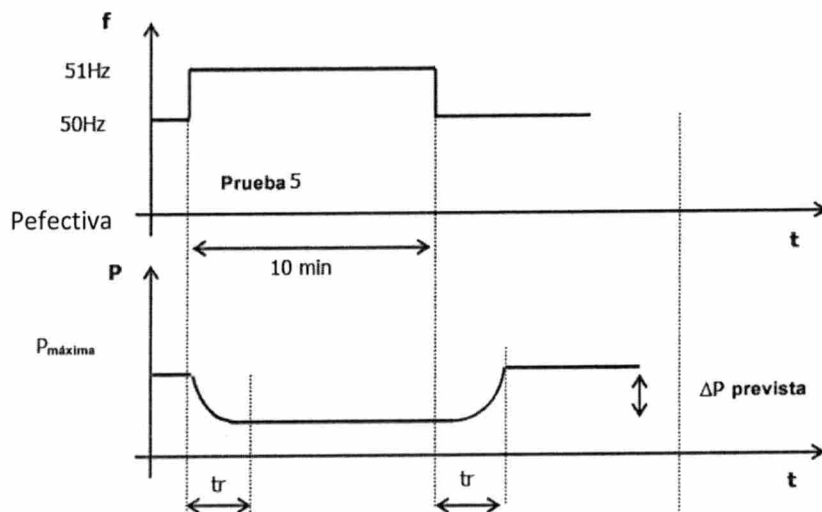


Figura 2

ΔP prevista = 33 % de la P_{max}

Condiciones particulares

- Las pruebas se deben planificar y realizar en coordinación con el CNDC.
- La prueba se puede realizar en una sola unidad de generación o generador.

Datos de entrada (Agente propietario de la central)

Valor del límite regulable: 50,2 Hz



Resultados (Agente propietario de la central)

Para cada prueba, se deben registrar las señales temporales de las figuras 1 y 2:

- El valor seleccionado inyectado artificialmente en el dispositivo.
- La potencia activa suministrada por la central.

También se deben indicar los siguientes valores en los registros:

- t_r
- ΔP

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del evento (al menos 10 segundos antes y 60 segundos después). Se debe presentar esta información de la siguiente forma:

En formato físico y digital (p. ej., un archivo Excel).

Gráficos con leyenda (magnitudes medidas y unidades).

Escalas de curvas adaptadas a las magnitudes medidas.

Criterios de conformidad

Para cada prueba, los registros deben probar visualmente la conformidad de los siguientes puntos:

- El tiempo t_r es $\frac{-K \cdot \Delta f}{\text{pendiente de caída rápida en MW/min}} \cdot 60$ inferior a s. La pendiente de caída es la rampa más rápida indicada en las capacidades de funcionamiento de la ficha 1.
- Variación $\Delta P = \Delta P$ prevista o, para las pruebas 3 y 4, $P = 0$ MW si la $\Delta P > P$ inicial.