

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

NORMA OPERATIVA N° 37

SUPERVISIÓN DE LA CONFORMIDAD, PRUEBAS Y SIMULACIONES PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

1. OBJETIVOS

Los objetivos de la presente Norma Operativa, para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN, son los siguientes:

- Detallar la obligación de los Agentes que incorporan al SIN nuevas instalaciones de generación, transmisión, instalaciones de distribución y de Consumidores No Regulados, y asegurarse que sus equipamientos cumplan con los requisitos de la Norma Operativa N° 30.
- Definir las responsabilidades de los Agentes para garantizar una correcta supervisión de la conformidad de las nuevas instalaciones a incorporarse al SIN.
- Establecer los requisitos técnicos para efectuar las pruebas y simulaciones necesarias de conformidad de las instalaciones.

2. ANTECEDENTES

Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, modificado por el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008; Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008.

3. ALCANCE

- 1) La presente Norma Operativa se aplica a la supervisión de la conformidad de las pruebas y simulaciones de las instalaciones de generación, transmisión, distribución y Consumidores No Regulados para su conexión al SIN.
- 2) El Anexo 1 de la presente Norma Operativa, se aplica a las nuevas instalaciones a ser incorporadas al SIN.

En el Anexo 3, se encuentran las definiciones que se utilizan en esta Norma Operativa.

4. SUPERVISIÓN DE LA CONFORMIDAD DE UNA INSTALACIÓN

4.1. Responsabilidad del Agente

- 1) El Agente se asegurará de que su instalación sea conforme a los requisitos aplicables de la Norma Operativa N° 30.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- 2) Para las unidades de generación de electricidad tipo A, el Generador podrá utilizar certificados expedidos por proveedores o fabricantes que demuestran la conformidad de las unidades con los requisitos correspondientes de la Norma Operativa N° 30.
- 3) Es responsabilidad del Agente la correcta ejecución de las pruebas del Anexo 1 de la presente Norma Operativa y el Anexo 4 de la Norma Operativa N° 17.
- 4) El Agente deberá notificar al CNDC:

Los programas y procedimientos de pruebas planificados que se deberán seguir para verificar la conformidad de la instalación con los requisitos de la Norma Operativa N° 30 y Norma Operativa N° 17. El CNDC deberá aprobar los programas y procedimientos de pruebas planificados. Asimismo, el CNDC informará a la AETN los programas de pruebas aprobados por el CNDC.

4.2. Tareas del CNDC

- 1) El CNDC deberá evaluar la conformidad de una instalación en relación con los requisitos aplicables de la Norma Operativa N° 30.
- 2) El personal del CNDC es responsable de verificar que los resultados de las pruebas sean satisfactorios, ya sea a través de protocolos cuando se trate de equipos o pruebas funcionales y/o con presencia física durante pruebas operacionales (a su criterio, según las características del proyecto).

4.3. Disposiciones de las pruebas de conformidad

- 1) Las pruebas de funcionamiento de los componentes de una instalación de generación, transmisión, distribución o de consumidores no regulados, deberán estar orientadas a demostrar el cumplimiento de los requisitos de la Norma Operativa N° 30.
- 2) Para los requisitos mínimos de las pruebas de conformidad establecidos en la presente Norma Operativa, y los especificados en Anexo 1:
 - a) El Agente podrá efectuar una serie alternativa de pruebas, siempre que estas pruebas sean suficientes para demostrar que la instalación cumple los requisitos de la Norma Operativa N° 30;
- 3) El Agente será responsable de efectuar las pruebas de conformidad bajo supervisión del CNDC.
- 4) El Agente deberá proporcionar las condiciones de supervisión necesarias para verificar todas las señales y medidas de las pruebas correspondientes, así como garantizar personal especializado in situ durante el período de prueba que corresponda a cada equipo. Aspecto que será coordinado con el CNDC.



4.4. Disposiciones de la simulación de conformidad

La simulación del funcionamiento de los componentes de una instalación deberá estar orientada a demostrar el cumplimiento de los requisitos de la Norma Operativa N° 30 en las pruebas de conformidad. El alcance de estas simulaciones será acordado con el CNDC.

- 1) No obstante, los requisitos mínimos establecidos en la presente Norma Operativa para la simulación de conformidad, el CNDC podrá:
 - a) Permitir al Agente que efectúe una serie alternativa de simulaciones, siempre que dichas simulaciones sean suficientes para demostrar que la instalación es conforme a los requisitos de la Norma Operativa N° 30, y
- 2) Para demostrar la conformidad con los requisitos de la Norma Operativa N° 30, el Agente deberá presentar un informe con los resultados de la simulación de la instalación de generación, transmisión, distribución o de Consumidores No Regulados, respecto a las pruebas que se realizarán en sitio.
- 3) El Agente deberá elaborar y presentar un modelo de simulación válido para cada unidad elemental de su instalación. Las características de los modelos de simulación están establecidas en la Norma Operativa N° 30. Cada modelo de simulación de los componentes de la instalación de generación, de sistema HVDC, de sistema de baterías o de compensador estático de VAR se valida en relación con las pruebas de conformidad previstas. El modelo de simulación se valida cuando la respuesta simulada de los componentes de la instalación está conforme con las respuestas registradas durante las pruebas de conformidad.
- 4) El CNDC comprobará que una instalación cumple los requisitos de la Norma Operativa N° 30, sobre la base de los informes de simulación, los modelos de simulación y las medidas de las pruebas de conformidad que se hayan presentado.
- 5) El CNDC deberá proporcionar al Agente datos técnicos y un modelo de simulación de la red (Base de Datos del SIN) en formato DigSILENT, en la medida en que sea necesario, para efectuar las simulaciones de conformidad solicitadas.

5. PRUEBAS Y SIMULACIONES DE CONFORMIDAD DE UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

5.1. Pruebas de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas

5.1.1. Pruebas de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- 1) Los Generadores deberán llevar a cabo la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-O. En relación con las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B con potencias efectivas mayores a 3 MW, los generadores deberán además llevar a cabo las pruebas de conformidad de las respuestas en MRPFL-U y en MRPF.
- 2) Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la prueba de respuesta en MRPFL-O:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de generación de electricidad para modular continuamente la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en caso de un gran aumento de la misma en el sistema. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia;
 - b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad efectiva en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Si fuese necesario, las señales de variación de frecuencia simuladas se deberán inyectar simultáneamente en el regulador de velocidad y el controlador de carga de los sistemas de control, teniendo en cuenta el esquema de dichos sistemas de control;
 - c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) Los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
 - ii) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

Con relación al intercambio de información en tiempo real entre el CNDC y el generador, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

5.1.2. Pruebas de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C

- 1) Además de las pruebas de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B, los generadores deberán llevar a cabo las pruebas de conformidad establecidas en relación con las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C. Con relación a las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C con potencias efectivas iguales o mayores a 10 MW, los generadores deberán además llevar a cabo las pruebas de conformidad de capacidad de arranque autónomo y de cambio a operación sobre consumos propios.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

2) Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la respuesta en MRPFL-U:

- a) Se deberá demostrar que la unidad de generación de electricidad es técnicamente capaz de modular de forma continua la potencia activa en los puntos de funcionamiento por debajo de la capacidad efectiva a fin de contribuir al control de frecuencia en caso de una gran caída de frecuencia del sistema.
- b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de los puntos de carga de potencia activa adecuados, con escalones y rampas de baja frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad efectiva en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Si fuese necesario, se deberán inyectar simultáneamente, en relación con los valores de referencia del regulador de velocidad y del controlador de carga, señales simuladas de variación de frecuencia.
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) Los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen lo establecido en la Norma Operativa N° 30.
 - ii) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

3) Serán de aplicación los siguientes requisitos en relación con la respuesta en MRPF:

- a) Se deberá demostrar que la unidad de generación es técnicamente capaz de modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad efectiva y el nivel mínimo de regulación a fin de contribuir al control de frecuencia. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos, incluida la robustez durante la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia y las variaciones de frecuencia grandes y rápidas.
- b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta, así como la capacidad de aumentar o disminuir la salida de potencia activa desde el punto de funcionamiento correspondiente. Si fuese necesario, se deberán inyectar simultáneamente, en relación con los valores de referencia del regulador de velocidad y del controlador de carga del sistema de control de la unidad o central, señales simuladas de variación de frecuencia;
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) El tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa como consecuencia de una variación brusca de frecuencia, no es superior al estipulado en la Norma Operativa N° 30.
 - ii) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
 - iii) El tiempo de retraso inicial es conforme a lo previsto en la Norma Operativa N° 30.
 - iv) Los ajustes del estatismo están disponibles dentro del rango especificado en la Norma Operativa N° 30 y la banda muerta (umbral) no es superior al valor especificado por el CNDC para la prueba.
 - v) La insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en cualquier punto de funcionamiento aplicable no supera los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- 4) En cuanto a la prueba de control secundario automático de frecuencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de generación de electricidad para participar en el control secundario automático de frecuencia.
 - b) La prueba se considerará correcta si los resultados, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- 5) En cuanto a la prueba de capacidad de arranque negro o autónomo, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) En el caso de las unidades de generación de electricidad con capacidad de arranque negro o autónomo, se deberá demostrar esta capacidad técnica de puesta en marcha desde su estado desconectado sin suministro de energía eléctrica externo.
 - b) La prueba se considerará correcta si el tiempo de puesta en marcha se mantiene dentro del período de quince (15) minutos.
- 6) En cuanto a la prueba de cambio a operación sobre consumos propios, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de las unidades de generación de electricidad para cambiar y funcionar de forma estable con consumos propios.
 - b) La prueba se deberá efectuar, de ser posible, con la capacidad efectiva de la unidad de generación de electricidad.
 - c) El CNDC coordinará con el Agente condiciones adicionales, teniendo en cuenta la Norma Operativa N° 30.
 - d) La prueba se considerará correcta si el cambio a operación con consumos propios se realiza correctamente, se ha demostrado el

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

funcionamiento estable con consumos propios en el período de tiempo establecido en la Norma Operativa N° 30 y la resincronización con la red se ha realizado correctamente.

7) En cuanto a la prueba de capacidad de suministro de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de generación para proporcionar potencia reactiva en adelanto y atraso de conformidad con la Norma Operativa N° 30.
- b) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) La unidad de generación de electricidad funciona a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso, en:
 - Un punto de funcionamiento de potencia activa entre los niveles máximo y mínimo,
 - ii) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de generación de electricidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido, según la curva de capacidad de la unidad.
 - iii) El CNDC, en coordinación con el agente, podrá definir tanto el tiempo como el valor de la potencia reactiva de las pruebas, en función de las condiciones de red con el propósito de mantener la tensión de línea dentro de los rangos operativos normales. Previamente y de ser necesario, tanto el CNDC como el agente coordinarán con otros agentes del mercado, la compensación de potencia reactiva necesaria posibilitando de esta manera las pruebas.

En lo que se refiere al intercambio de información entre el CNDC y el generador en tiempo real, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

5.2. Pruebas de conformidad de las unidades de parque eléctrico

5.2.1. Pruebas de conformidad de las unidades de parque eléctrico tipo B

- 1) Las Empresas generadoras deberán llevar a cabo pruebas de conformidad de la respuesta en MRPFL-O en relación con las unidades de parque eléctrico de tipo B, en cumplimiento a los requisitos de la Norma Operativa N° 30.
- 2) En cuanto a las pruebas de respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de parque eléctrico para modular de forma continua la potencia activa a fin de contribuir al control de sobrefrecuencia del sistema; se deberán verificar

los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el estatismo y la banda muerta, y los parámetros dinámicos.

- b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad efectiva en la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Para efectuar esta prueba se inyectarán simultáneamente, en relación con los valores de referencia del sistema de control, señales simuladas de variación de frecuencia.
- c) La prueba se considerará correcta si los resultados de la misma, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.

En lo que se refiere al intercambio de información entre el CNDC y el parque eléctrico en tiempo real, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

5.2.2. Pruebas de conformidad de las unidades de parque eléctrico tipo C

- 1) Además de las pruebas de conformidad de las unidades de parque eléctrico de tipo B, los generadores deberán llevar a cabo las siguientes pruebas de conformidad en relación con las unidades de parque eléctrico de tipo C.
- 2) En cuanto a las pruebas de capacidad de control y del rango de control de la potencia activa, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de parque eléctrico para funcionar a un nivel de carga inferior al valor de consigna establecido por el CNDC;
 - b) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) El nivel de carga de la unidad de parque eléctrico se mantiene por debajo del valor de consigna;
 - ii) El valor de consigna se implementa de acuerdo con los requisitos de tiempo establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- 3) En cuanto a la prueba de respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes, en situaciones donde el CNDC vea su necesidad y la tecnología lo permita:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de parque eléctrico para modular continuamente la potencia activa a fin de contribuir al control de subfrecuencia del sistema;
 - b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio de al menos el 10 % de la capacidad efectiva en la potencia activa con un



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

punto de inicio de no más del 80 % de la capacidad efectiva, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

- i) Los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- ii) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

4) En cuanto a la prueba de respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de parque eléctrico para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad efectiva y el nivel mínimo de regulación para contribuir al control de frecuencia. Se deberán verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como la insensibilidad, el estatismo, la banda muerta y el rango de regulación, así como los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones bruscas de frecuencia;
- b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta. Para realizar esta prueba se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas;
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

- i) El tiempo de activación de todo el rango de la potencia activa como respuesta a la frecuencia, a consecuencia de una variación brusca de frecuencia, no es superior al estipulado en la Norma Operativa N° 30;
- ii) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca;
- iii) El retraso inicial es conforme a lo previsto en la Norma Operativa N° 30;
- iv) Los ajustes del estatismo están disponibles dentro de los rangos especificados en la Norma Operativa N° 30 y la banda muerta (umbral) no es superior al valor elegido por el CNDC para la prueba, y
- v) La insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia no supera el requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.

5) En cuanto a la prueba de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la unidad de parque eléctrico para proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelante y

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

atraso de conformidad con la Norma Operativa N° 30, considerando los límites de la curva de capacidad. ;

- b) Se deberá realizar a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso, y se deberán verificar los parámetros siguientes:
- i) Funcionamiento por encima del 60 % de la capacidad efectiva durante 30 minutos;
 - ii) Funcionamiento dentro del rango del 30 al 50 % de la capacidad efectiva durante 30 minutos;
 - iii) Funcionamiento dentro del rango del 10 al 20 % de la capacidad efectiva durante 60 minutos;
 - iv) El CNDC, en coordinación con el agente, podrá definir tanto el tiempo como el valor de la potencia reactiva de las pruebas, en función de las condiciones de red con el propósito de mantener la tensión de línea dentro de los rangos operativos normales. Previamente y de ser necesario, tanto el CNDC como el agente coordinarán con otros agentes del mercado, la compensación de potencia reactiva requerida posibilitando de esta manera las pruebas.
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen los criterios siguientes:
- i) La unidad de parque eléctrico funciona durante un tiempo no inferior a la duración solicitada a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso;
 - ii) La capacidad de la unidad de parque eléctrico para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido, y
 - iii) No actúa el sistema de protección o limitadores dentro de los límites de funcionamiento especificados por el diagrama de capacidad de potencia reactiva.
- 6) En cuanto a la prueba del modo de control de voltaje, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de parque eléctrico para funcionar en el modo de control de voltaje según lo requerido en la Norma Operativa N° 30;
 - b) En la prueba del modo de control de voltaje se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) La pendiente y banda muerta aplicadas de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - ii) La precisión de la regulación;
 - iii) La insensibilidad de la regulación, y
 - iv) el tiempo de activación de la potencia reactiva;
 - c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) El rango de regulación, el estatismo y la banda muerta ajustables cumplen los parámetros característicos acordados o decididos, que se establecen en la Norma Operativa N° 30;
- ii) La insensibilidad del control de voltaje no es superior a 0.01 pu, de conformidad con la Norma Operativa N° 30, y
- iii) Tras una variación brusca de ± 2 % del voltaje de consigna, se ha logrado estabilizarse dentro de los tiempos y las tolerancias especificados en la Norma Operativa N° 30.

En lo que se refiere al intercambio de información entre el CNDC y el parque eléctrico en tiempo real, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

5.3. Simulaciones de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas

5.3.1. Simulaciones de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B

- 1) Los Generadores deberán llevar a cabo simulaciones de la respuesta en MRPFL-O en relación con las unidades de generación síncronas de tipo B.
- 2) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la unidad de generación para modular la potencia activa a una frecuencia alta, de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia alta que alcancen el nivel mínimo de regulación, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-O y
 - ii) Se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 3) En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de voltaje de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad para soportar huecos de voltaje de la unidad de generación de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.

5.3.2. Simulaciones de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C

- 1) Además de las simulaciones de conformidad de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B, excepto la capacidad para soportar huecos de voltaje, las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C estarán sujetos a las simulaciones de conformidad detalladas en los siguientes puntos (2 a 5).
- 2) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de generación para modular la potencia activa a frecuencias bajas de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia baja que alcancen la capacidad efectiva, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-U, y
 - ii) Se demuestra la conformidad con el requisito de la Norma Operativa N° 30.
- 3) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de generación de electricidad para modular la potencia activa en todo el rango de frecuencia de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación deberá llevarse a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de generación de electricidad se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPF y
 - ii) Se demuestra la conformidad con el requisito de la Norma Operativa N° 30.
- 4) En cuanto a la simulación del funcionamiento en isla, se aplicarán los requisitos siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024

TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2

CIAE 0104-0000-0000-0001

La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) Se deberá demostrar el adecuado desempeño de la unidad de generación durante el funcionamiento en isla en las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si la unidad de generación de electricidad reduce o aumenta la salida de potencia activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q sin exceder los límites de la Norma Operativa N° 30, ni desconectarse de la isla debido a la operación de protecciones de sobrefrecuencias o subfrecuencias.
- 5) En cuanto a la simulación de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de generación de electricidad para proporcionar capacidad de potencia reactiva en adelanto y en atraso de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de generación se valida en relación con las pruebas de conformidad de capacidad de potencia reactiva y
 - ii) Se demuestra la conformidad con los requisitos de la Norma Operativa N° 30.
- 6) En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de voltaje de las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de generación de electricidad para soportar huecos de voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 7) En cuanto a la simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar que, en cuanto a su sistema de control (función de PSS), el funcionamiento de la unidad de generación es capaz de amortiguar las oscilaciones de potencia activa de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) El ajuste debe mejorar el amortiguamiento de la respuesta a la potencia activa correspondiente del AVR en combinación con la función de PSS, comparado con la respuesta a la potencia activa de solo el AVR;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumplen de manera acumulativa las condiciones siguientes:



- i) La función de PSS amortigua las oscilaciones de potencia activa existentes de la unidad de generación dentro del rango de frecuencia especificado por el CNDC. Dicho rango de frecuencia incluirá las frecuencias del modo local de la unidad de generación de electricidad y de las oscilaciones de red previstas,
- ii) Una reducción de carga repentina de la unidad de generación de electricidad de entre 1 y 0.6 pu de la capacidad efectiva no genera oscilaciones no amortiguadas en la potencia activa o reactiva de la unidad de generación de electricidad.

5.4. Simulaciones de conformidad de las unidades de parque eléctrico

5.4.1. Simulaciones de conformidad de las unidades de parque eléctrico de tipo B

- 1) Las unidades de parque eléctrico de tipo B están sujetas a las simulaciones de conformidad establecidas en los siguientes puntos (2 a 4).
- 2) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-O, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la unidad de parque eléctrico para modular la potencia activa a una frecuencia alta, de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se llevará a cabo mediante escalones y rampas de frecuencia alta que alcancen el nivel mínimo de regulación, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-O y
 - ii) Se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 3) En cuanto a la simulación de inyección de corriente de falla rápida, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de parque eléctrico para proporcionar una inyección de corriente de falla rápida de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con el requisito establecido en la Norma Operativa N° 30;
- 4) En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de voltaje de las unidades de parque eléctrico de tipo B, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad para soportar huecos de voltaje de la unidad de parque eléctrico de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;

- b) La simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.

5.4.2. Simulaciones de conformidad de las unidades de parque eléctrico de tipo C

- 1) Además de las simulaciones de conformidad de las unidades de parque eléctrico de tipo B, excepto la capacidad para soportar huecos de voltaje, las unidades de parque eléctrico de tipo C están sujetas a las simulaciones de conformidad establecidas en los siguientes puntos (2 a 8).
- 2) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPFL-U, se aplicarán los requisitos siguientes, en situaciones donde el CNDC vea su necesidad y la tecnología lo permita:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de parque eléctrico para modular la potencia activa a frecuencias bajas de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se llevará a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia baja que alcancen la capacidad efectiva, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPFL-U y
 - ii) Se demuestra la conformidad con el requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 3) En cuanto a la simulación de la respuesta en MRPF, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad de la unidad de parque eléctrico para modular la potencia activa en todo el rango de frecuencia establecido en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes del estatismo y la banda muerta;
 - c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:
 - i) El modelo de simulación de la unidad de parque eléctrico se valida en relación con la prueba de conformidad de la respuesta en MRPF y
 - ii) Se demuestra la conformidad con el requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 4) En cuanto a la simulación del funcionamiento en isla, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar el funcionamiento de la unidad de parque eléctrico durante el funcionamiento en isla de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- b) La simulación se considerará correcta si la unidad de parque eléctrico reduce o aumenta la salida de potencia activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama de capacidad P-Q sin exceder los límites establecidos en la Norma Operativa N° 30, ni desconectarse de la isla debido a la operación de protecciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia.
- 5) En cuanto a la simulación de la capacidad para emular inercia, en condiciones donde el CNDC vea su necesidad y la tecnología lo permita, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) Se deberá demostrar la capacidad del modelo de la unidad de parque eléctrico para emular inercia a un incidente de subfrecuencia, como se establece en la Norma Operativa N° 30;
- b) La simulación se considerará correcta si el modelo demuestra que cumple las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30.
- 6) En cuanto a la simulación de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) La unidad de parque eléctrico deberá demostrar que puede proporcionar la capacidad de potencia reactiva en adelanto y en atraso como se establece en la Norma Operativa N° 30.
- b) La simulación se considerará correcta si se cumplen de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) El modelo de simulación de la unidad de parque eléctrico se valida en relación con las pruebas de conformidad de capacidad de potencia reactiva y
- ii) Se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- 7) En cuanto a la simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, en caso de disponer de esta funcionalidad, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) El modelo de la unidad de parque eléctrico deberá demostrar que puede proporcionar la capacidad de amortiguamiento de oscilaciones de potencia activa de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
- b) La simulación se considerará correcta en caso de que el modelo demuestre la conformidad con las condiciones descritas en la Norma Operativa N° 30.
- 8) En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de voltaje de las unidades de parque eléctrico, se aplicarán los requisitos siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) El modelo de la unidad de parque eléctrico deberá demostrar que es adecuado para simular la capacidad para soportar huecos de voltaje de conformidad con la Norma Operativa N° 30.
- b) La simulación se considerará correcta si el modelo demuestra la conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30.

6. PRUEBAS Y SIMULACIONES DE CONFORMIDAD DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

6.1 Pruebas de conformidad

Con relación al intercambio de información en tiempo real entre el CNDC y la instalación de transmisión, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

Asimismo, para todas las pruebas a realizarse se debe adecuar el sistema a fin de dar las condiciones a los ensayos, precautelando la seguridad de SIN.

6.1.1 Pruebas de conformidad de sistemas HVDC

1) Con relación a la prueba de capacidad de potencia reactiva:

- a) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC deberán demostrar su capacidad técnica para suministrar potencia reactiva en adelanto y en retraso de acuerdo a lo requerido en la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba de capacidad de potencia reactiva se llevará a cabo con la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en retraso, y con respecto a la verificación de los parámetros siguientes:
 - i) funcionamiento con la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC,
 - ii) funcionamiento con la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC,
 - iii) funcionamiento en un valor de consigna de potencia activa entre dichas capacidades mínima y máxima de transporte de potencia activa de HVDC;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) la unidad convertidora o la estación convertidora de HVDC haya estado funcionando durante un periodo de tiempo acordado con el CNDC a la máxima potencia reactiva, tanto en adelanto como en retraso, en cada parámetro especificado en el inciso b) anterior,
 - ii) la unidad convertidora de HVDC o la estación convertidora de HVDC demuestre su capacidad para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva del rango de potencia reactiva aplicable en el



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

ámbito de los objetivos de funcionamiento especificados del esquema de control de potencia reactiva correspondiente, y

- iii) no se active ninguna medida de protección dentro de los límites de funcionamiento especificados del diagrama de capacidad de potencia reactiva.

2) Con relación a la prueba del modo de control de tensión:

- a) la unidad convertidora o la estación convertidora de HVDC deberá demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control de tensión en las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba del modo de control de tensión se aplicará para la verificación de los parámetros siguientes:
- i) pendiente implementada y banda muerta de la característica estática,
 - ii) precisión de la regulación,
 - iii) insensibilidad de la regulación,
 - iv) momento de la activación de la potencia reactiva;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) el rango de regulación y el estatismo y la banda muerta ajustables son conformes a los parámetros característicos que se establecen en la Norma Operativa N° 30,
 - ii) la insensibilidad del control de la tensión no es superior a 0.01 pu,
 - iii) tras un escalón de tensión, se ha logrado el 90 % de la variación de potencia reactiva dentro de los tiempos y tolerancias especificadas en la Norma Operativa N° 30.

3) Con relación a la prueba del modo de control de potencia reactiva:

- a) la unidad convertidora o la estación convertidora de HVDC deberá demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control de potencia reactiva de acuerdo con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba del modo de control de potencia reactiva deberá ser complementaria a la prueba de capacidad de potencia reactiva;
- c) la prueba del modo de control de potencia reactiva se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
- i) rango y escalón del valor de consigna de la potencia reactiva,
 - ii) precisión de la regulación, y
 - iii) momento de la activación de la potencia reactiva;
- d) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna de la potencia reactiva de acuerdo con la Norma Operativa N° 30,
 - ii) que la precisión de la regulación cumpla las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30.
- 4) Con relación a la prueba del modo de control del factor de potencia:
- a) la unidad convertidora o la estación convertidora de HVDC deberá demostrar su capacidad para funcionar en el modo de control del factor de potencia de acuerdo con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) la prueba del modo de control del factor de potencia se aplicará para verificar los parámetros siguientes:
 - i) rango del valor de consigna del factor de potencia,
 - ii) precisión de la regulación,
 - iii) respuesta de potencia reactiva a los saltos de potencia activa;
 - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) que se garanticen el rango y el escalón del valor de consigna del factor de potencia de acuerdo con la Norma Operativa N° 30,
 - ii) que el momento de la activación de potencia reactiva debido a un salto de potencia activa no supere los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30,
 - iii) que la precisión de la regulación sea conforme al valor indicado en la Norma Operativa N° 30.
- 5) Con relación a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF):
- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento entre la capacidad máxima y mínima de transporte de potencia activa para contribuir al control de la frecuencia, además se deberá verificar los parámetros de régimen estacionario, los parámetros dinámicos y de estatismo y banda muerta, incluida la robustez durante la respuesta a los saltos de frecuencia y a grandes variaciones rápidas de frecuencia;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % del rango de respuesta de la potencia activa en cada sentido, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;
 - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) que el tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa como resultado de un salto de frecuencia no sea superior al estipulado en la Norma Operativa N° 30.
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca,
 - iii) que el tiempo de demora inicial sea conforme a la Norma Operativa N° 30.
 - iv) que los ajustes de estatismo estén disponibles dentro del rango especificado en el anexo 2 y la banda muerta (umbrales) no supere el valor de la Norma Operativa N° 30,
 - v) que la insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en cualquier punto de funcionamiento no supere los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.
- 6) Con relación a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):
- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa a fin de contribuir al control de la frecuencia en el caso de grandes aumentos de la frecuencia en el sistema y se deberá verificar los parámetros de régimen estacionario de las regulaciones, tales como los parámetros dinámicos y de estatismo y banda muerta, incluida la respuesta a saltos de frecuencia;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de saltos y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % de todo el rango de funcionamiento de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;
 - c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:
 - i) que los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, sean conformes a los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30,
 - ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.
- 7) Con relación a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
- a) el sistema HVDC deberá demostrar su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en los puntos de funcionamiento por debajo de la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC para contribuir al control de la frecuencia en caso de una gran caída de frecuencia en la red;
 - b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de los puntos de carga de potencia activa adecuados, con escalones y rampas de baja frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % de

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

todo el rango de funcionamiento de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC;

c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:

- i) que los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, sean conformes a los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30,
- ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

8) Con relación a la prueba de controlabilidad de la potencia activa:

- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento de acuerdo con la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:

- i) el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable,
- ii) que el tiempo de ajuste de la potencia activa sea menor que el retraso especificado en la Norma Operativa N° 30,
- iii) que la respuesta dinámica del sistema HVDC, cuando reciba instrucciones a efectos del intercambio o el reparto de reservas, o de la participación en procesos de compensación de desequilibrios, si es capaz de cumplir los requisitos relativos a dichos productos según lo especificado por el CDNC.

9) Con relación a la prueba de modificación de la tasa de incremento:

- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para ajustar la tasa de incremento de acuerdo con la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) que la tasa de incremento sea ajustable,
 - ii) que el sistema HVDC haya demostrado un funcionamiento estable durante los períodos de incremento.

10) Con relación a la prueba de arranque autónomo, y cuando la tecnología lo permita, en su caso:

- a) el sistema HVDC demostrará su capacidad técnica para energizar la barra colectora de la subestación remota de CA a la que está conectado, dentro de un intervalo de tiempo especificado por el CNDC, de acuerdo con la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba se llevará a cabo mientras el sistema HVDC se pone en marcha desde la posición de apagado;

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:

- i) que el sistema HVDC haya demostrado ser capaz de energizar la barra colectora de la subestación remota de CA a la que está conectado,
- ii) que el sistema HVDC funcione desde un punto de funcionamiento estable a la capacidad acordada, según el procedimiento de la Norma Operativa N° 30.

6.1.2 Pruebas de conformidad de Sistemas de Baterías conectados a la red de transmisión

1) Con relación a la prueba de respuesta en modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) si este modo fue especificado por el CNDC:

a) el sistema de baterías demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento acordado con el CNDC para contribuir al control de la frecuencia, y deberá verificar los parámetros de régimen estacionario de las regulaciones, tales como los parámetros dinámicos y de estatismo y banda muerta, incluida la robustez durante la respuesta a los saltos de frecuencia y a grandes variaciones rápidas de frecuencia;

b) la prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % del rango de respuesta de la potencia activa, teniendo en cuenta los ajustes de estatismo y banda muerta. Se deberán inyectar señales de desviación de frecuencia simuladas en el controlador del sistema de baterías;

c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido las condiciones siguientes:

- i) que el tiempo de activación de todo el rango de respuesta de la potencia activa como resultado de un salto de frecuencia no sea superior al estipulado en la Norma Operativa N° 30,
- ii) no se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca,
- iii) que el tiempo de demora inicial sea conforme a la Norma Operativa N° 30,
- iv) que los ajustes de estatismo estén disponibles dentro del rango especificado en el anexo 2 y la banda muerta (umbrales) no supere el valor requerido por la Norma Operativa N° 30,
- v) que la insensibilidad de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia en cualquier punto de funcionamiento no supere los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.

2) Con relación a la prueba de potencia reactiva

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

- a) el sistema de baterías deberá demostrar su capacidad técnica para mantener su absorción y entrega de potencia reactiva dentro del rango definido en la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba de potencia reactiva se llevará a cabo con respecto a la verificación de los parámetros siguientes:
- i) funcionamiento con la capacidad máxima de inyección de potencia activa,
 - ii) funcionamiento con la capacidad máxima de consumo de potencia activa,
 - iii) funcionamiento en un valor de consigna de potencia activa entre dichas capacidades máximas de inyección y de consumo;
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) el sistema de baterías haya estado funcionando durante al menos 15 minutos en cada parámetro especificado en el inciso b),
 - ii) la absorción e inyección de potencia reactiva se mantuvo dentro del rango definido en la Norma Operativa N° 30;
- 3) Con relación a la prueba de controlabilidad de la potencia activa:
- a) el sistema de baterías demostrará su capacidad técnica para modular de forma continua la potencia activa inyectada o consumida en todo el rango de funcionamiento de inyección y de consumo de acuerdo con la Norma Operativa N° 30;
- b) la prueba se llevará a cabo en coordinación con el CNDC, con respecto a la verificación de los parámetros siguientes:
- i) el modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF) y la emulación de inercia en respuesta a las variaciones de frecuencia, si estos modos fueron especificados por el CNDC,
 - ii) cambios de potencia activa, incluyendo las capacidades máximas de inyección y de consumo de potencia activa,
 - iii) funcionamiento con la capacidad máxima de inyección de potencia activa durante al menos 15 minutos,
 - iv) funcionamiento con la capacidad máxima de consumo de potencia activa durante al menos 15 minutos,
- c) la prueba se considerará superada siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
- i) el sistema de baterías ha demostrado un funcionamiento estable,
 - ii) que el tiempo de ajuste de la potencia activa sea menor que el retraso especificado en la Norma Operativa N° 30,

- iii) el sistema de baterías haya mantenido un valor de consigna constante en la salida de potencia activa al punto de conexión durante un tiempo mínimo de 15 minutos,

6.1.3 Pruebas de conformidad de compensadores estáticos de VAR (Static Var Compensator)

- 1) En cuanto a la prueba de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) Se deberá demostrar la capacidad técnica del compensador estático de VAR para proporcionar potencia reactiva en adelanto y atraso en el rango de potencia reactiva definido por el CNDC de conformidad con la Norma Operativa N° 30,
- b) Se deberá suministrar la potencia reactiva máxima durante al menos 60 minutos, en adelanto como en atraso,
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen los criterios siguientes:
 - i) El compensador estático de VAR funciona durante un tiempo no inferior a la duración solicitada a la potencia reactiva máxima, tanto en adelanto como en atraso,
 - ii) La capacidad del compensador estático de VAR para cambiar a cualquier valor de consigna de potencia reactiva dentro del rango de potencia reactiva acordado o decidido, está demostrada y,
 - iii) No actúa el sistema de protección o limitadores dentro de los límites de funcionamiento especificados por el diagrama de capacidad de potencia reactiva/voltaje.

- 2) En cuanto a la prueba del modo de control de voltaje, se aplicarán los requisitos siguientes:

- a) Se deberá demostrar la capacidad del compensador estático de VAR para funcionar en el modo de control de voltaje según lo requerido por la Norma Operativa N° 30;
- b) En la prueba del modo de control de voltaje se deberán verificar los parámetros siguientes:
 - i) El modo de control acordado con el CNDC y aplicada de conformidad con la Norma Operativa N° 30; en caso de modo de control de la potencia reactiva Q de tipo $V + \lambda Q = V_{\text{consigna}}$ se medirá el valor de la pendiente λ .
 - ii) La precisión de la regulación;
 - iii) La insensibilidad de la regulación, y
 - iv) el tiempo de activación de la potencia reactiva;
- c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) La insensibilidad del control de voltaje no es superior al umbral definido en la Norma Operativa N° 30; (± 1 MVar o del ± 1 %; la que sea menor), y
- ii) Tras una variación brusca de ± 5 % del voltaje de consigna, se ha logrado estabilizarse dentro de los tiempos y las tolerancias especificados en la Norma Operativa N° 30.

6.2 Simulaciones de conformidad

6.2.1 Simulaciones de conformidad de sistemas HVDC

1) Con relación a la simulación de inyección de corriente de falla rápida:

- a) Para el sistema HVDC se deberá simular la capacidad de inyección de corriente de falla rápida en las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
- b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos con arreglo la Norma Operativa N° 30.

2) Con relación a la simulación de la capacidad de soportar huecos de tensión:

- a) para el sistema HVDC se simulará la capacidad de soportar huecos de tensión en las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30, y
- b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.

3) Con relación a la simulación de la recuperación de potencia activa posterior a una falla:

- a) Se deberá simular la capacidad de recuperación de potencia activa posterior a una falta en las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30,
- b) la simulación se considerará correcta si se demuestra la conformidad con los requisitos establecidos con arreglo la Norma Operativa N° 30.

4) Con relación a la simulación de la capacidad de potencia reactiva:

- a) Se deberá simular la capacidad de suministrar potencia reactiva en adelanto y en retraso en las condiciones indicadas en la Norma Operativa 30;
- b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) que el modelo de simulación de la unidad convertidora de HVDC o de la estación convertidora de HVDC se valide en relación con las pruebas de conformidad de la capacidad de potencia reactiva de la presente Norma Operativa, y
 - ii) que se demuestre conformidad con los requisitos indicados en la Norma Operativa 30.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5) Con relación a la simulación del control de amortiguación de las oscilaciones de potencia, en caso de disponer de esta funcionalidad:

- a) Se deberá demostrar el funcionamiento de su sistema de control (función POD) para amortiguar las oscilaciones de potencia, según lo requerido por la Norma Operativa N° 30;
- b) el ajuste producirá una mejor amortiguación de la respuesta de potencia activa correspondiente al sistema HVDC en combinación con la función POD, en comparación con la respuesta de la potencia activa del sistema HVDC sin la función POD;
- c) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) la función POD amortigua las oscilaciones de potencia existentes del sistema HVDC dentro del rango de frecuencia especificado por el CNDC y las oscilaciones de red previstas, y
 - ii) la variación de la transferencia de potencia activa en el sistema HVDC especificada por el CNDC no provoca oscilaciones no amortiguadas de potencia activa o reactiva en el sistema HVDC.

6) Con relación a la simulación de la modificación de la potencia activa en caso de perturbación:

- a) Se deberá simular la capacidad de modificar rápidamente la potencia activa de conformidad con la Norma Operativa N° 30, y
- b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable,
 - ii) el retraso inicial del ajuste de la potencia activa es inferior al valor especificado en la Norma Operativa N° 30, o está justificado razonablemente si fuera superior.

7) Con relación a la simulación de la inversión rápida de potencia activa, cuando corresponda:

- a) Se deberá simular la capacidad de invertir rápidamente la potencia activa de conformidad con la Norma Operativa N° 30;
- b) la simulación se considerará correcta siempre que se hayan cumplido de manera acumulativa las condiciones siguientes:
 - i) el sistema HVDC ha demostrado un funcionamiento estable,
 - ii) el tiempo de ajuste de la potencia activa es inferior al valor especificado en la Norma Operativa N° 30, o está justificado razonablemente si fuera superior.

//...



**6.2.2 Simulaciones de conformidad de compensadores estáticos de VAR
(Static Var Compensator) y Sistemas de Baterías**

- 1) En cuanto a la simulación de capacidad de potencia reactiva, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad del compensador estático de VAR o Sistemas de Baterías para proporcionar potencia reactiva en adelanto y en atraso en el rango de potencia reactiva definido por el CNDC de conformidad con la Norma Operativa N° 30. En el caso de sistemas de Baterías, esta prueba debe considerar la curva de capacidad del inversor y las condiciones de funcionamiento de la potencia activa.
 - b) La simulación se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:
 - i) El modelo de simulación del compensador estático de VAR o Sistemas de Baterías se valida en relación con las pruebas de conformidad de capacidad de potencia reactiva, y
 - ii) Se demuestra la conformidad con los requisitos de la Norma Operativa N° 30.
- 2) En cuanto a la simulación de la capacidad para soportar huecos de voltaje del compensador estático de VAR o Sistema de Baterías, se aplicarán los requisitos siguientes:
 - a) Se deberá demostrar la capacidad del compensador estático de VAR o Sistema de Baterías para soportar huecos de voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en la Norma Operativa N° 30;
 - b) La simulación se considerará correcta si se demuestra el cumplimiento del requisito establecido en la Norma Operativa N° 30.
- 3) Para el Sistema de Baterías, se debe verificar mediante simulación los siguientes requerimientos de potencia activa:
 - a) modular de forma continua la potencia activa en todo el rango de funcionamiento acordado con el CNDC para contribuir al control de la frecuencia, según lo solicitado en las pruebas para sistema de Baterías;
 - b) que el sistema de Baterías debe responder ante escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar al menos el 10 % del rango de respuesta de la potencia activa, según lo solicitado en las pruebas para sistema de Baterías.

//...

7. PRUEBAS Y SIMULACIONES DE CONFORMIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE CONSUMIDOR NO REGULADO O DISTRIBUCIÓN CONECTADA A LA RED DE TRANSMISIÓN

7.1. Pruebas de conformidad

7.1.1 Pruebas de conformidad del intercambio de información relativa a instalaciones de distribución

En lo que se refiere al intercambio de información entre el CNDC y la instalación de distribución en tiempo real, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

7.1.2 Pruebas de conformidad del intercambio de información relativa a instalaciones de consumidor no regulado

En lo que se refiere al intercambio de información entre el CNDC y la instalación de consumidor no regulado en tiempo real, se deberá demostrar la capacidad técnica de la instalación para cumplir el Anexo 1 de la Norma Operativa N° 30.

7.2. Simulaciones de conformidad

6.4.1 Simulaciones de la conformidad de instalaciones de distribución

1) En lo que se refiere a la simulación de la capacidad de potencia reactiva de instalaciones de distribución conectadas a la red de transmisión:

- a) se usará un modelo de simulación de flujo de carga en régimen estacionario de la red de distribución conectada a la red de transmisión para calcular el intercambio de potencia reactiva en condiciones de carga y de generación diferentes, según lo especificado por el CNDC;
- b) deberán formar parte de las simulaciones diferentes condiciones de carga, considerando los escenarios de generación mínimas y máximas en régimen estacionario del SIN, que se traducen en el intercambio mínimo y máximo de potencia reactiva, aspecto que debe ser coordinado con el CNDC;

2) La simulación se considerará favorable si los resultados demuestran la conformidad con los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.

6.4.2 Simulaciones de la conformidad de instalaciones de consumidor no regulado

1) En lo que se refiere a la simulación de la capacidad de potencia reactiva de instalaciones de consumidores no regulados conectada a la red de transmisión:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) se deberá demostrar la capacidad de potencia reactiva de la instalación de consumidor no regulado, en el punto de conexión;
- b) se usará el análisis de flujos de carga considerando la instalación de consumidor no regulado para calcular el intercambio de potencia reactiva en condiciones de carga diferentes, según lo especificado por el CNDC. Las condiciones de carga mínima y máxima resultantes en el intercambio mínimo y máximo de potencia reactiva en el punto de conexión formarán parte de las simulaciones;
- c) la simulación se considerará favorable si los resultados demuestran la conformidad con los requisitos establecidos en la Norma Operativa N° 30.

8. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la AETN, mediante resolución expresa.

9. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma 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, modificada mediante Decreto Supremo N° 3892 de 01 de mayo de 2019.



ANEXO 1

PRUEBAS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES AL SIN

En las siguientes tablas se presentan el listado de pruebas que deben ser realizadas en instalaciones de generación, transmisión, distribución y consumidor no regulado, antes de su conexión al SIN

Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación Tipo B y C

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
GENERADOR ELÉCTRICO Y MAQUINA MOTRIZ	ELÉCTRICA	Resistencia de aislación del rotor y del estator	X
		Resistencia óhmica de los devanados del rotor y del estator	X
		Ensayos de vacío y de cortocircuito	X
	MECÁNICA	Verificación de toma y rechazo de carga a diferentes niveles de potencia	X
	CONTROL	Verificación y validación de modelos matemáticos del sistema de regulación de velocidad y voltaje (AVR) y del estabilizador de potencia (PSS)	X
	ELÉCTRICA-MECÁNICA	Prueba de potencia efectiva y Heat Rate	X
	CONTROL	Verificación de la primera sincronización del Generador	X
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la corriente de excitación	X
		Medición de relación de transformación TTR	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia de bushings	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Relación de transformación y polaridad de CT's	X
	LABORATORIO	Medición de la rigidez dieléctrica del aceite	X
		Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico	X
Cromatografía de gas disueltos en el aceite		X	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la resistencia óhmica de los contactos	X



Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación Tipo B y C (Continúa)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la relación de transformación	X
		Verificación de la polaridad	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Verificación de circuito secundario y relación de transformación por inyección de corriente	X
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Relación de transformación	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de potencia de pérdidas	X
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
	MECÁNICA	Verificación del mecanismo de operación	X
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Resistencia de aislamiento por unidad	X
		Capacitancia por unidad	X
Cables de potencia MT	Eléctrica	VLF	X
		Aislamiento - factor de disipación	X
		Hi-pot	-

Nota: Las pruebas requeridas en la tabla 1 serán aplicables también a los parques eléctricos tipo B y C para los diferentes componentes que corresponda.

Las pruebas del aceite no deben tener una antigüedad mayor a 180 días en unidades selladas y 90 días para el resto, antes de la primera energización.

De acuerdo al punto 4.1. inciso 2), para las unidades de generación de tipo A, el Generador podrá utilizar certificados expedidos por proveedores o fabricantes que demuestren la conformidad de las unidades con los requisitos correspondientes de la Norma Operativa N° 30.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tabla 2 - Pruebas a las Unidades del Parque Eléctrico Tipo B y C

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la corriente de excitación	X
		Medición de relación de transformación TTR	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia de bushings	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Relación de transformación y polaridad de CT's	X
	LABORATORIO	Medición de la rigidez dieléctrica del aceite	X
		Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico	X
		Cromatografía de gas disueltos en el aceite	X
Transformador de MT	ELÉCTRICAS	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados	X
		Corriente de excitación de los devanados	X
		Reactancia de fuga (impedancia de corto circuito)	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	-
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los pararrayos	-
	LABORATORIO	Rigidez dieléctrica	X
		Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico	X
		Cromatografía de gas disueltos en el aceite	X
Sistema de Control	Control	Comportamiento del Inversor ante variación intempestiva de frecuencia de referencia	X
		Comportamiento del Inversor ante variación de voltaje de referencia	X
		Variación de Potencia Activa en condición normal (set point)	X
		Variación de Potencia Reactiva en condición normal (set point)	X
		Variación de potencia reactiva y activa dentro de la curva de capacidad de la unidad	X
		Funcionamiento en modo de control Factor de Potencia (FP)	X
		Funcionamiento en modo de control Voltaje	X
		Respuesta ante sobrefrecuencia	X
		Funcionamiento en modo de control Potencia	X
		Comportamiento ante Parada Normal de la Planta (Reducción controlada de potencia)	X
		Comportamiento ante Arranque Normal de la Planta	X



	Comportamiento ante Parada de Emergencia (rechazo de carga del sistema)	X
	Verificación y medición de la rampa de toma de carga en reposición del sistema	X
	Comportamiento ante pérdida de referencia de voltaje	X
	Seguimiento del comportamiento del Inversor, condición normal SIN Limitadores (60 minutos)	X
	Pruebas LVRT	X
	Mediciones de las variaciones de carga por fluctuaciones rápidas del viento (eólicas)	X

Las pruebas del aceite no deben tener una antigüedad mayor a 180 días en unidades selladas y 90 días para el resto, antes de la primera energización.

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Distribución/Consumidor No regulado

EQUIPO	TIPO PRUEBA DE	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
LINEA	ELÉCTRICA	Medición de Parámetros (*)	-
		Correspondencia de fases (*)	X
CABLES SUBTERRANEOS PARA SUBTRANSMISIÓN	ELÉCTRICA	Medición de Parámetros	-
		Correspondencia de fases	X
		Aceptación VLF	X
		Aislamiento - Factor de disipación	-
CABLES DE POTENCIA MT	ELECTRICA	VLF	X
		Aislamiento - factor de disipación	X
		Hi-pot	-
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la corriente de excitación	X
		Medición de relación de transformación TTR	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	X
		Medición de la respuesta en frecuencia	-
		Medición de la capacitancia y factor de potencia de bushings	X
		Medición de la impedancia de corto circuito	-
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
	LABORATORIO	Relación de transformación y polaridad de CT's	X
		Medición de la rigidez dieléctrica del aceite (**)	X
		Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico (**)	X
		Cromatografía de gas disueltos en el aceite (**)	X



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Distribución/Consumidor No regulado (continua)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de pérdidas de potencia activa	X
		Medición de la resistencia óhmica de los contactos	X
		Medición de la resistencia dinámica de los contactos	-
	MECÁNICA	Medición de los tiempos de operación	-
		Verificar la tensión mínima de bobinas de apertura y cierre, especificado por el fabricante.	-
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la relación de transformación	X
		Verificación de la polaridad	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	X
		Verificación de circuito secundario y relación de transformación por inyección de corriente	X
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de relación de transformación	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	X
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de pérdidas de potencia activa	X
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de factor de potencia y pérdidas del aislamiento	-
		Medición de la resistencia óhmica de los contactos	X
	MECÁNICA	Verificación del mecanismo de operación	X
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Resistencia de aislamiento por unidad	X
		Capacitancia por unidad	X
		Capacitancia por rama	-

(*) solo aplicable a líneas de subtransmisión

(**) Las pruebas del aceite no deben tener una antigüedad mayor a 180 días en unidades selladas y 90 días para el resto, antes de la primera energización.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tabla 4 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión

PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN EQUIPOS DE SUBESTACIONES			
EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
LINEA	ELÉCTRICA	Medición de Parámetros	X
		Correspondencia de fases	X
		Continuidad	X
LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRANEA	ELÉCTRICA	Correspondencia de fases	X
		Continuidad	X
		Parámetros de línea	X
		Aceptación - VLF (*)	x
		Aceptación DAC	-
		Aislamiento - descargas parciales	X
		Aislamiento - prueba de cubierta	X
		Aislamiento - factor disipación	X
		Hi-Pot (**)	-
CABLES DE POTENCIA MT	ELECTRICA	VLF	X
		Aislamiento - factor de disipación	X
		Hi-pot	-
TRANSFORMADOR DE POTENCIA/AUTOTRANSFORMADOR	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados	X
		Corriente de excitación de los devanados	X
		Reactancia de fuga (Impedancia Corto Circuito)	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
		Análisis de respuesta de barrido en frecuencia	X
		Factor de potencia y capacitancia de los Bushing's	X
		Relación de transformación y polaridad de CT's	X
		Resistencia óhmica del devanado secundario de CT's	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Resistencia de aislamiento de CT's, secundario a tierra	X
		Resistencia de aislamiento del motor de mando del OLTC	X
		Resistencia de aislamiento de los motores ventiladores	-
		Potencia de pérdidas de los pararrayos	X
		Resistencia de aislamiento de los pararrayos	X
	LABORATORIO	Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico (***)	X



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

	Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico (***)	X
--	--	---

Tabla 4 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

EQUIPO	TIPO PRUEBA DE	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
REACTOR	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica de los devanados	X
		Corriente de excitación de los devanados	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
		Análisis de respuesta de barrido en frecuencia	X
		Factor de potencia y capacitancia de los bushings	X
		Relación de transformación y polaridad de CT's	X
		Resistencia óhmica del devanado secundario de CT's	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Resistencia de aislamiento de CT's, secundario a tierra	X
		Potencia de pérdidas de los pararrayos	X
		Resistencia de aislamiento de los pararrayos	X
	LABORATORIO	Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico (***)	X
		Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico	X
TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados	X
		Corriente de excitación de los devanados	X
		Reactancia de fuga (impedancia de corto circuito)	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
		Potencia de pérdidas de los pararrayos	X
		Resistencia de aislamiento de los pararrayos	X
	LABORATORIO	Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico (***)	X
		Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico (***)	X

Tabla 4 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

EQUIPO	TIPO PRUEBA DE	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Factor de potencia de cámara y soporte	X
		Resistencia de aislamiento de cámara y soporte	X
		Resistencia óhmica estática de los contactos principales (SRM)	X
		Resistencia óhmica dinámica de los contactos principales (DRM)	X



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024

TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2

CIAE 0104-0000-0000-0001

La Paz, 02 de agosto de 2024

		Resistencia óhmica de las bobinas de apertura y cierre	X
		Corriente máxima de bobinas de apertura y cierre	X
		Verificar la tensión mínima de bobinas de apertura y cierre, especificadas por el fabricante	X
		Corriente máxima del motor de carga de resortes	X
		Resistencia de aislamiento del motor de carga de resortes	X
	MECÁNICA	Tiempos de operación de disparo y cierre	X
		Curva de desplazamiento de disparo y cierre	X
		Distancias de penetración	X
		Velocidad de operación de disparo y cierre	X
		Recorrido	X
		Sobrecorrido para la operación de cierre	X
		Tiempo de carga de resortes	X
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Relación de transformación y polaridad (serie-paralelo)	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X
		Corriente de excitación de CT's (Curva de saturación)	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO CAPACITIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
		Capacitancias C1, C2 y C1+C2	X
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO INDUCTIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X

Tabla 4 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO RESISTIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica del resistor de AT	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados	X
		Resistencia de aislamiento de los devanados	X
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Potencia de pérdidas	X



		Resistencia de aislamiento	X
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica de los contactos	X
		Resistencia de aislamiento de los aisladores soporte	X
		Resistencia de aislamiento del motor de accionamiento	X
		Corriente máxima del motor de accionamiento en situación instalado y calibrado	X
	MECÁNICA	Tiempo de operación de apertura y cierre	X
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Capacitancia por rama	X
		Capacitancia por unidad	X
		Resistencia de aislamiento por unidad	X
MALLA DE PUESTA A TIERRA	ELÉCTRICA	Tensiones de paso y contacto	X
		Resistencia óhmica de puesta a tierra	X

(*) Para líneas menores o iguales a 69 kV.

(**) Para líneas menores o iguales a 115 kV

(***) Las pruebas del aceite no deben tener una antigüedad mayor a 180 días en unidades selladas y 90 días para el resto, antes de la primera energización.

Nota: Las pruebas requeridas en la tabla 4 serán aplicables también a sistemas HVDC para los diferentes componentes que corresponda.

Tabla 5 - Pruebas a sistemas HVDC

EQUIPO	TIPO PRUEBA DE	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
Cable DC	ELECTRICO	Pruebas de aislación	X
		Polaridad	X

Tabla 6 - Pruebas a Sistemas de Compensación Estático

EQUIPO	TIPO PRUEBA DE	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
COMPENSADOR ESTÁTICO	CONTROL	Modo de control de potencia reactiva (Inductivo – Capacitivo)	X
		Modo de control de corriente (Inductivo – Capacitivo)	X
		Modo de control de tensión	X
		Modo de control de secuencia negativa	X
		Prueba del sistema de enfriamiento a máxima corriente por un tiempo definido por el fabricante	X
		Respuesta frente a variaciones de la tensión de red por maniobras operativas	X



Nota: Para los componentes asociados al Sistema de Compensación Estático, las pruebas requeridas para los mismos se encuentran detalladas en el presente Anexo 1 según el tipo de instalación.

Tabla 7 - Pruebas a Banco de Baterías (BESS)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
BESS	CONTROL	Verificación de la característica de las rampas operativas de los BESS conectados al SIN	X
		Verificación de la carga/descarga del BESS	X
		Verificación de recepción de consignas tipo local y remoto asociadas al control de tensión de los BESS	X
		Verificación de modos de control del regulador de tensión	X
		Verificación de la curva de carga de los BESS	X
		Verificación de las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT)	X
		Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma local	X
		Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma remota	X

Nota: Para los componentes asociados al Banco de Baterías (BESS), las pruebas requeridas para los mismos se encuentran detalladas en el presente Anexo 1 según el tipo de instalación.

Tabla 8 - Pruebas de aceptación en equipos de subestaciones GIS

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
GAS SF6 POR MODULO	FISICOQUÍMICO	Concentración de SF6 (%)	X
		Concentración de SO2 (ppm)	-
		Concentración de humedad (ppm)	X
MÓDULOS	MECÁNICA	Verificación y validación de Alarmas y Bloqueo/Disparo de manodensostatos	X
		Resistencia óhmica de barras	-
		Resistencia óhmica de uniones entre módulos	-
		Descargas Parciales	-
INTERRUPTORES	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica estática de los contactos principales (Static Resistance Measurement, SRM)	-
		(Durante el montaje o si se tiene puntos de medición accesibles)	-
		Resistencia óhmica dinámica de los contactos principales (Dynamic Resistance Measurement, DRM)	-

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

		(Durante el montaje o si se tiene puntos de medición accesibles)	
		Resistencia óhmica de las bobinas de disparo y cierre	X
		Corriente máxima de bobinas de disparo y cierre	X
		Tensión mínima de bobinas de disparo y cierre de fábrica	X
		Corriente máxima del motor de carga de resortes	X
		Resistencia de aislamiento del motor de carga de resortes	X
	MECÁNICA	Tiempos de operación de apertura y cierre	X
		Verificación de enclavamientos mecánicos (5 operaciones)	X
		Curva de desplazamiento de disparo y cierre	-
		Distancias de penetración	-
		Velocidad de operación de disparo y cierre	-
		Recorrido	-
		Sobrecorrido para la operación de cierre	-
		Tiempo de carga de resortes	X
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Relación de transformación y polaridad para 25-100% de Burden	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X
		Corriente de excitación (I -v de saturación)	X
TRANSFORMADOR DE Tensión TIPO INDUCTIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación	X
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios	X

Tabla 8 - Pruebas de aceptación en equipos de subestaciones GIS (continua)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Potencia de pérdidas	X
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica de los contactos (Durante el montaje o si se tiene puntos de medición accesibles)	X
		Resistencia de aislamiento del motor de accionamiento	-
		Corriente máxima del motor de accionamiento en situación instalada y calibrada	-
	MECÁNICA	Verificación visual de cierre de contactos	X
		Verificación de enclavamientos mecánicos (5 operaciones)	X
		Tiempo de operación de apertura y cierre	-
MALLA PUESTA TIERRA	DE A ELÉCTRICA	Tensiones de paso y contacto	X
		Resistencia óhmica de puesta a tierra	X

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Nota: Para las pruebas referenciales de subestaciones GIS mencionadas en la tabla, el Agente propietario debe prever de puntos de prueba necesarios al momento de la especificación técnica con el fabricante.

Para equipos donde no se disponga de puntos de prueba y no sea posible realizar las pruebas en sitio, el Agente debe presentar la documentación de pruebas de fábrica con el informe técnico correspondiente. En este caso, el equipo podrá ser energizado bajo la responsabilidad del Agente y deberá ser informado al CNDC mediante nota oficial.

Tabla 9 - Pruebas para celdas de entrada a la barra de Media Tensión

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
INTERRUPTOR DE CELDA MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de resistencia óhmica de contacto	X
		Tiempos de operación de disparo y cierre	X
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN CELDA MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de relación de transformación	X
		Verificación de polaridad	X
		Determinación de punto de saturación	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	x
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN EN CELDA MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de relación de transformación	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	x
PARARRAYOS EN CELDA DE MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de pérdidas de potencia activa	X
SECCIONADORES EN CELDA DE MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de resistencia óhmica de contacto	-
CELDA MT	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento de barra principal	-
		Medición de resistencia óhmica de contacto entre extremos	-
TRANSFORMADOR TIPO INTERIOR SECO	ELÉCTRICA	Medición de resistencia de aislamiento	X
		Medición de relación de transformación	X

Nota: Para equipos que se encuentren en el interior de tableros compactos, cerrados y/o sellados, en las que no sea posible realizar pruebas en sitio, el Agente podrá presentar la documentación de pruebas de fábrica con el informe técnico



ESTADO PLURINACIONAL DE
BOLIVIA

MINISTERIO DE
HIDROCARBUROS Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

correspondiente. En tal caso, el equipo podrá ser energizado bajo la responsabilidad del Agente y deberá ser informado al CNDC mediante nota oficial.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024; Página 42 de 68



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

ANEXO 2

PRECISIONES PARA PRUEBAS Y SIMULACIONES

En las siguientes tablas se presentan precisiones para pruebas y simulaciones.

FICHA N° 8: REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Centrales que no sean de energía renovable ni ciclos combinados (CTCC) ni centrales hidroeléctricas con reguladores de velocidad ajustados para funcionamiento en red aisladas

Notas

Regulación primaria de frecuencia: "modo de regulación potencia-frecuencia" (MRPF) en la Norma Operativa N° 30.

Reserva primaria (Rp): rango de respuesta (en % de la P_{efe}) a las variaciones de frecuencia en la Norma Operativa N° 30.

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 conectada a la red, se realizarán las siguientes pruebas:

- **Prueba 1:** Unidad de generación generando con reserva primaria Rp; potencia efectiva $P_{efectiva}$ de la unidad (en función de las condiciones externas) menos la reserva primaria Rp. 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 dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba).



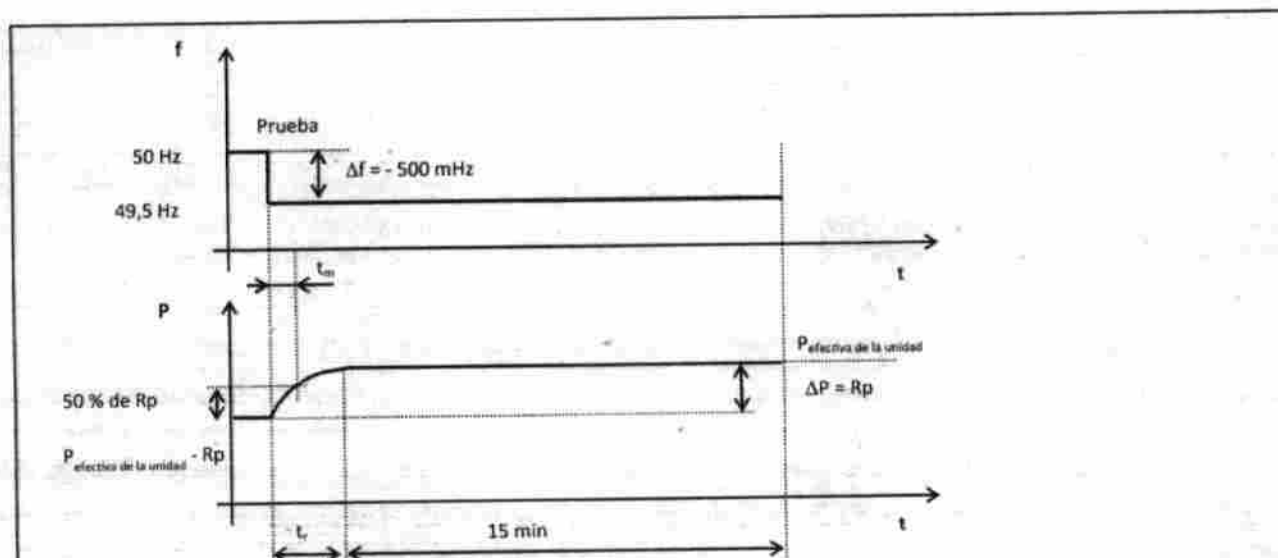


Figura 1

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.

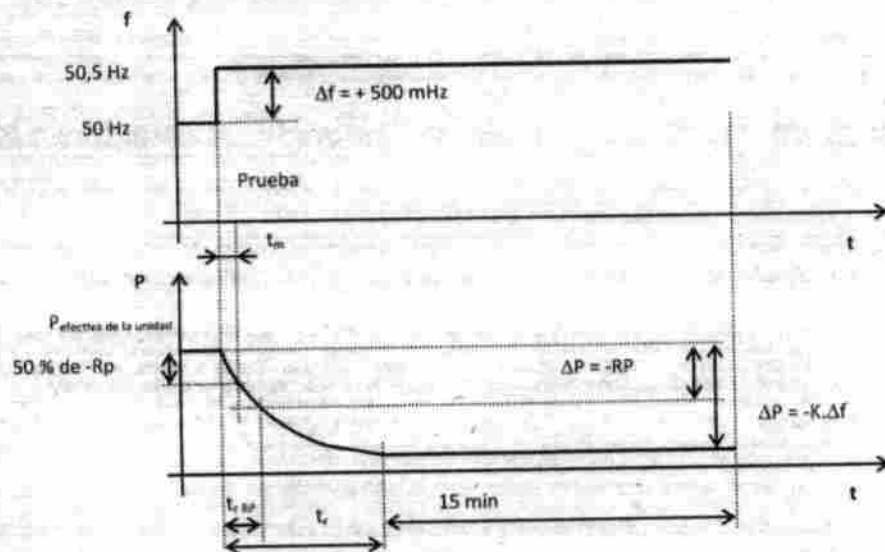


Figura 2

t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-R_p$.
 $t_{r,Rp}$: 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: Unidad de generación generando con reserva primaria R_p ; potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) menos la reserva primaria R_p . Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.

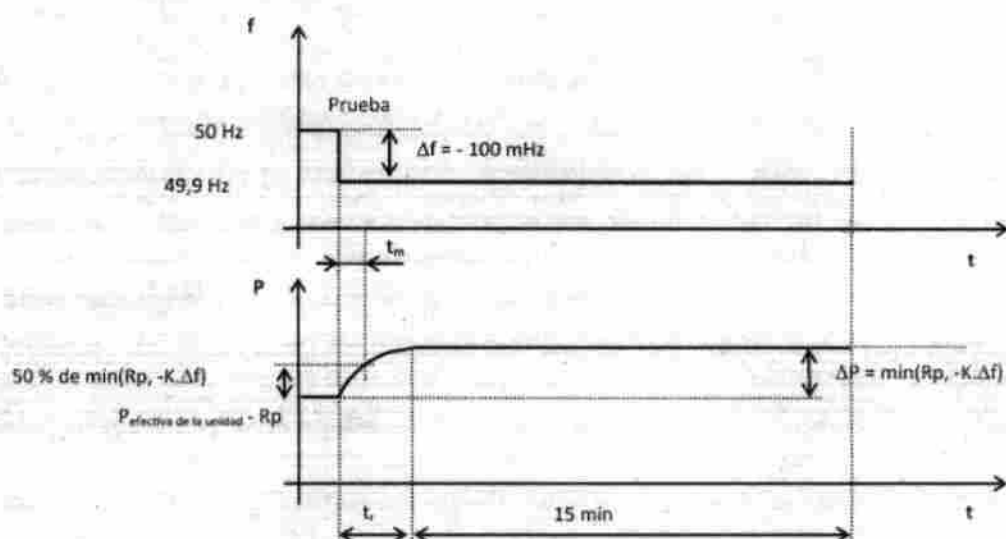


Figura 3

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: Igual a la prueba 3, pero con un escalón Δf de - 30 mHz.
- Prueba 5: 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.

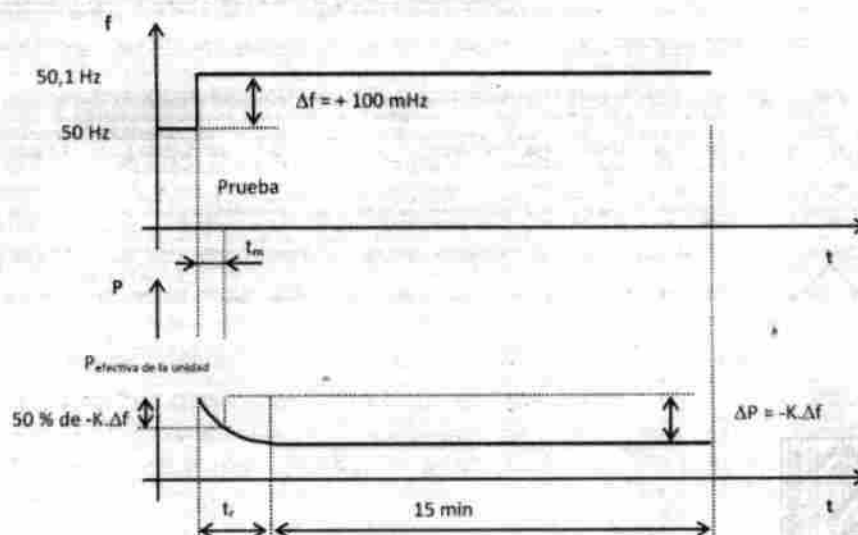


Figura 4

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

- **Prueba 6:** Igual a la prueba 5, pero con un escalón Δf de + 30 mHz.
- **Prueba 7:** Unidad de generación generando la potencia mínima $P_{\min}$ de la unidad. Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 50 mHz durante 15 minutos a nivel del control de velocidad (el tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba).

Condiciones particulares

- Si la central contiene varias unidades de generación, las pruebas se deben realizar para cada unidad de generación que participe en la regulación primaria de frecuencia.
- 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 (CNDC ☐ Agente)

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

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

Banda muerta voluntaria = 0 mHz

Recordatorio: P_{efectiva} de la unidad (en función de las condiciones externas, el Agente lo transmitirá durante la realización de la prueba).

Resultados (Agente ☐ CNDC)

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)
- P

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:

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

$$\partial = \frac{P_{\text{maxgrupos}}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_c}$$

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 a $30 + \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{pendiente de caída rápida en MW/min}} \cdot 60 = (\dots)$ segundos para la prueba 2.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

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_m inferior o igual a 15 segundos.

Para la prueba 1:

- Variación $\Delta P = R_p$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba.

▫

Para las pruebas 2 y 5:

- Variación $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba.

Para las pruebas 3 y 7:

- Variación $\Delta P = \min(R_p; -K \cdot \Delta f)$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba.

Para las pruebas 4 y 6:

- Variación $\Delta P > 0,005 \text{ K.MW}$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba.

Para las pruebas 2, 3 y 5, los registros deben indicar que:

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



FICHA N° 9: REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

Centrales de tipo ciclos combinados (CTCC) o centrales hidroeléctricas con reguladores de velocidad ajustados para funcionamiento en red aisladas

Notas

Regulación primaria de frecuencia: "modo de regulación potencia-frecuencia" (MRPF) en la Norma Operativa N° 30.
Reserva primaria (Rp): rango de respuesta (% de la P_{efe}) a las variaciones de frecuencia en la Norma Operativa N° 30.
 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:

▫ **Prueba 1:**

- - **Versión a:** Unidad de generación generando con reserva primaria RP; potencia efectiva $P_{efectiva}$ de la unidad (en función de las condiciones externas) menos la reserva primaria Rp: 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 dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba).

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

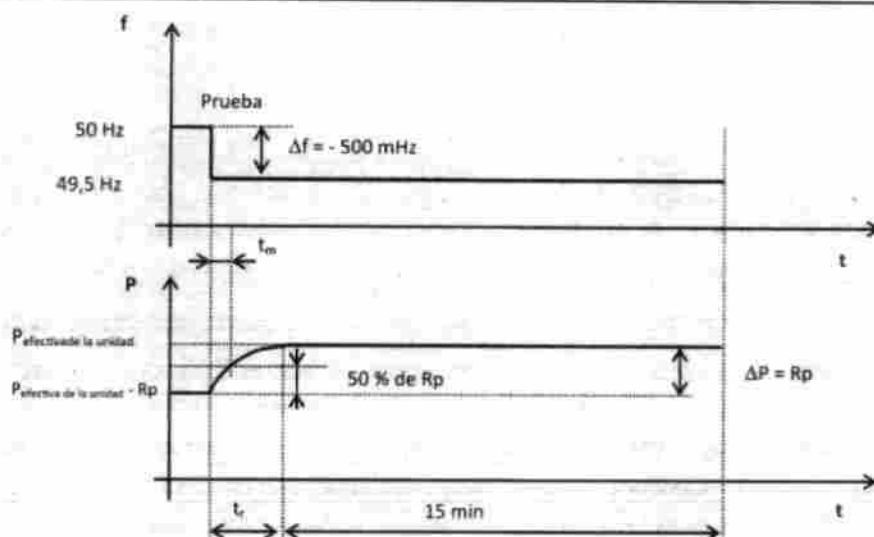


Figura 1ª

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 a una potencia de la potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) menos $R_p/X_{rp}\%$ (de-rating): 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 dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba).

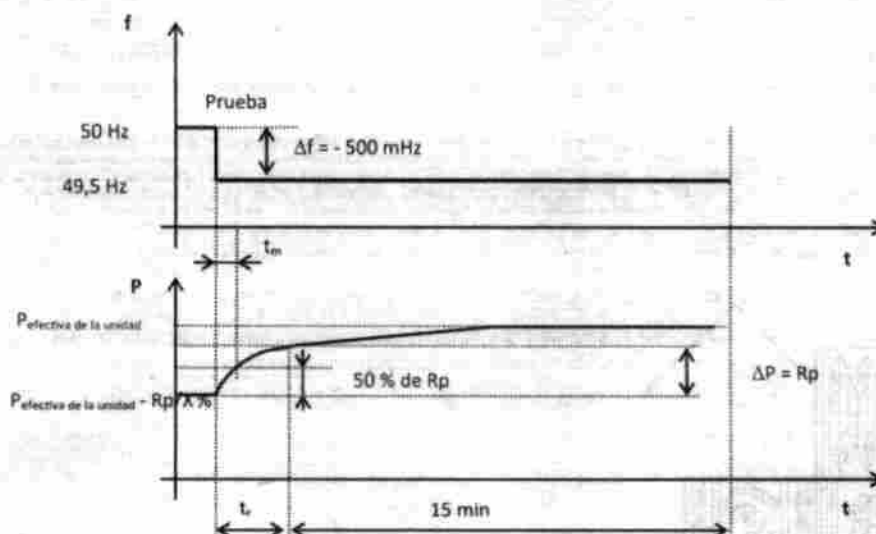


Figura 1b

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

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

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.

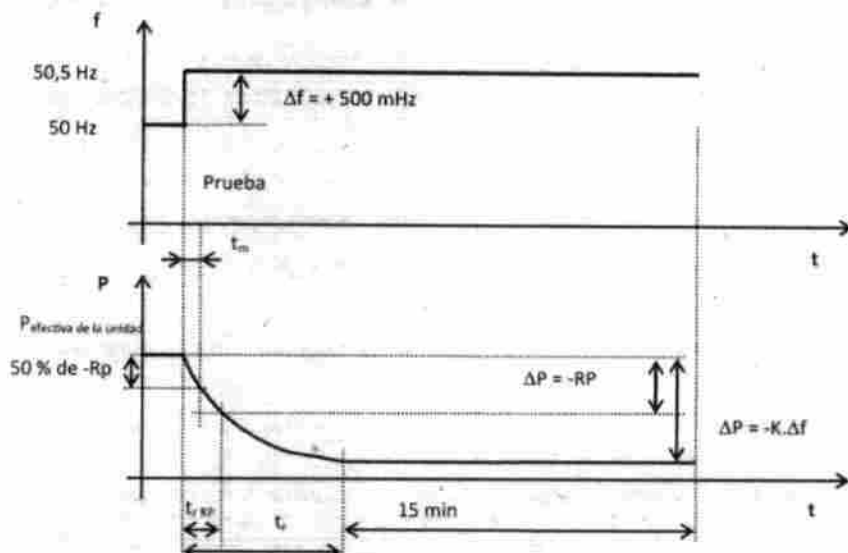


Figura 2

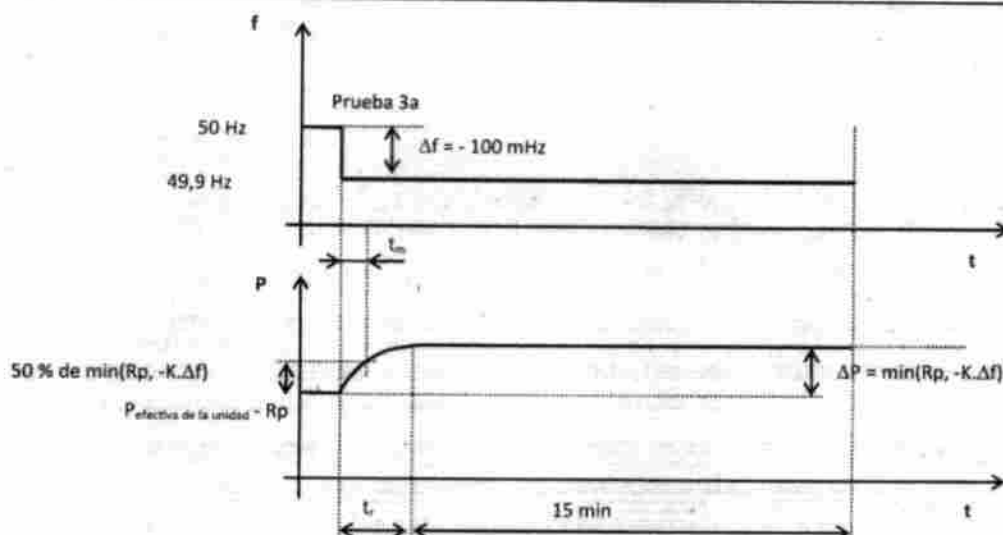
t_m : tiempo con el que la respuesta de potencia alcanza 50 % de $-R_p$.

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:**

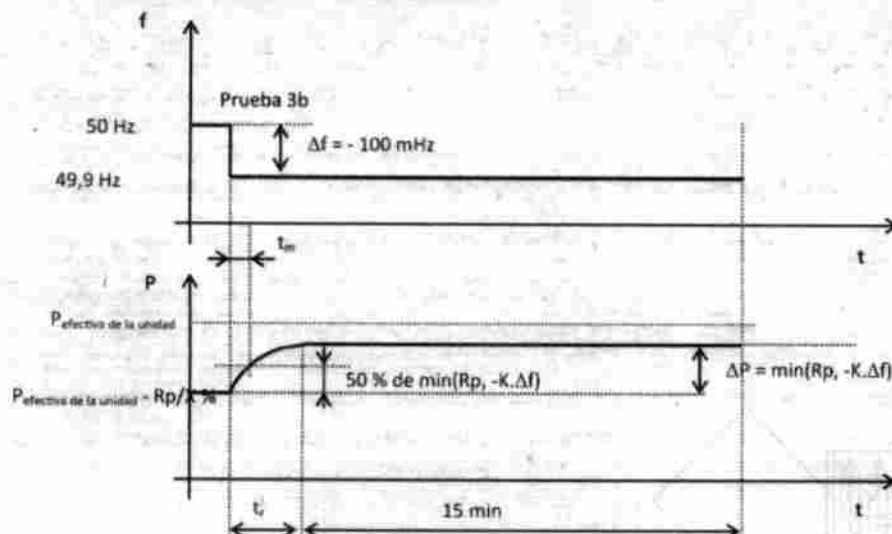
- **Versión a:** Unidad de generación generando con reserva primaria R_p ; potencia efectiva $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas) menos la reserva primaria R_p : Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf de - 100 mHz a nivel del control de velocidad.



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 $\min(R_p, -K \cdot \Delta f)$.

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



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: Igual a la prueba 3a, pero con un escalón Δf de - 30 mHz.
- Prueba 5: Unidad de generación generando la potencia efectiva P_{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.

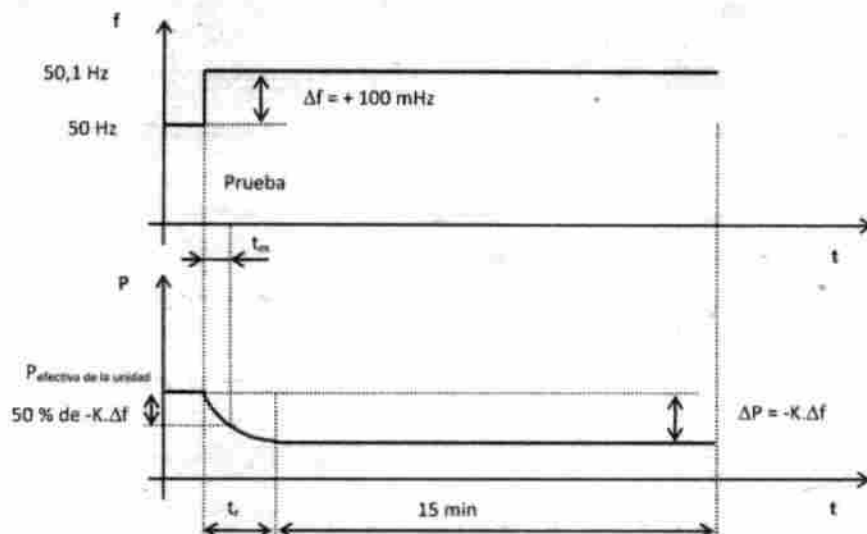


Figura 4

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 6: Igual a la prueba 5, pero con un escalón Δf de + 30 mHz.
- Prueba 7: Unidad de generación generando la potencia mínima P_{min} de la unidad: 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 dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba).

Condiciones particulares

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 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 (CNDC ☐ Agente)

Estatismo de la unidad de generación: $\delta = 4 \%$, con una energía de regulación $K =$ (...) MW/Hz.

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

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

Recordatorio: $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas).

Resultados (Agente ☐ CNDC)

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)
- P

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:

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

$$\delta = \frac{P_{\text{max. groupe}}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_c}$$

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:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- Tiempo t_r inferior a $30 + \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{pendiente de caída rápida en MW/min}} \cdot 60$ = (...) 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:

- Variación $\Delta P \geq R_p$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba.

Para las pruebas 2 y 5:

- Variación $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba

Para las pruebas 3 y 7:

- Variación $\Delta P \geq \min(R_p; -K \cdot \Delta f)$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba

Para las pruebas 4 y 6:

- Variación $\Delta P > 0.005 K \cdot MW$ durante 15 min (después de t_r). El tiempo de 15 min puede variar dependiendo de las condiciones técnicas al momento de la prueba

Para las pruebas 2, 3 y 5, los registros deben indicar que:

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

FICHA N° 10: REGULACIÓN DEL VOLTAJE Y DE LA CAPACIDAD DE POTENCIA REACTIVA

Nota

Con respecto a la regulación de voltaje, en ocasiones aparece la sigla AVR (control de voltaje automático) en la Norma Operativa N° 30.

Objetivos

La participación de una central en la regulación de voltaje implica lo siguiente:

1. Desde un punto de vista dinámico, la capacidad de garantizar como mínimo la estabilidad en los movimientos pequeños del generador.
2. La capacidad de suministro o absorción de potencia reactiva en el punto de conexión en el intervalo (Q_{min} , Q_{max}).
3. El cumplimiento de la característica estática de la función de regulación U-Q en el punto de conexión, la cual se acordó con el CNDC.
4. Previamente y de ser necesario, tanto el CNDC como el agente coordinarán con otros agentes del mercado, la compensación de potencia reactiva requerida posibilitando de esta manera las pruebas.

El objetivo es verificar los tres puntos anteriores.

Descripción

En términos generales:

- **Prueba 1:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{efectiva}$ 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 (el voltaje debe permanecer dentro del rango normal): escalón de + 2 % del valor de consigna (setpoint) de la regulación de voltaje.
- **Prueba 2:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{efectiva}$ 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 (el voltaje debe permanecer dentro del rango normal): escalón de - 2 % del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje.
- **Prueba 3:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{efectiva}$ de la unidad y $Q = Q_{min}$ continuo en el punto de conexión durante 5 a 30 minutos. Se determinará $Q = Q_{min}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación de voltaje para alcanzar el límite de absorción de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión (*).
- **Prueba 4:** Unidad de generación generando la potencia efectiva $P_{efectiva}$ de la unidad y $Q = Q_{max}$ continuo en el punto de conexión durante 5 a 30 minutos. Se determinará $Q = Q_{max}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

para alcanzar el límite de suministro de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión.

- **Prueba 5:** Unidad de generación generando la potencia mínima técnica $P_{\text{mínima de la unidad}}$ y $Q = Q_{\text{min}}$ continuo en el punto de conexión durante 5 a 10 minutos. Se determinará $Q = Q_{\text{min}}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación de voltaje para alcanzar el límite de absorción de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión.
- **Prueba 6:** Unidad de generación generando la potencia mínima $P_{\text{mínima de la unidad}}$ y $Q = Q_{\text{max}}$ continuo en el punto de conexión durante 5 a 10 minutos. Se determinará $Q = Q_{\text{max}}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación de voltaje para alcanzar el límite de suministro de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión.

(*) rango normal de voltaje en el punto de conexión = rango de funcionamiento ilimitado
Para los parques eléctricos:

- **Prueba 1:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia $P > 60\%$ de su P_{efe} , $Q = 0$ en el punto de conexión, siempre que sea posible en función de la configuración de la red (el voltaje debe permanecer dentro del rango normal): escalón de $+ 2\%$ del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje.
- **Prueba 2:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia $P > 60\%$ de su P_{efe} , $Q = 0$ en el punto de conexión, siempre que sea posible en función de la configuración de la red (el voltaje debe permanecer dentro del rango normal): escalón de $- 2\%$ del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje.
- **Prueba 3:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia $P > 60\%$ de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{\text{min}}$. Se determinará $Q = Q_{\text{min}}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de absorción de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{\text{min}}$ en el punto de conexión continuamente durante 5 a 30 minutos.
- **Prueba 4:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia $P > 60\%$ de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{\text{max}}$. Se determinará $Q = Q_{\text{max}}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de suministro de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{\text{max}}$ en el punto de conexión de forma continua durante 5 a 30 minutos.
- **Prueba 5:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia P entre 30% y 50% de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{\text{min}}$. Se determinará $Q = Q_{\text{min}}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de absorción de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{\text{min}}$ en el punto de conexión continuamente durante 5 a 30 minutos.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- **Prueba 6:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia entre 30% y 50 % de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{max}$. Se determinará $Q = Q_{max}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de suministro de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{max}$ en el punto de conexión continuamente durante 5ª 30 minutos.
- **Prueba 7:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia P entre 10% y 20 % de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{min}$. Se determinará $Q = Q_{min}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de absorción de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{min}$ en el punto de conexión continuamente durante 5 a 10 minutos.
- **Prueba 8:** Cada unidad elemental del parque generando una potencia entre 10% y 20 % de la P_{efe} y variación del valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje de $Q = 0$ para alcanzar $Q = Q_{max}$. Se determinará $Q = Q_{max}$ mediante la modificación del valor de consigna (setpoint) de la regulación del voltaje para alcanzar el límite de suministro de potencia reactiva dentro del rango normal de voltaje en el punto de conexión. Se mantendrá $Q = Q_{max}$ en el punto de conexión de forma continua durante 10 minutos.

Nota para las pruebas 1 y 2:

Los escalones seleccionados no deben ocasionar un exceso de voltaje en el punto de conexión por encima del rango normal.

Condiciones particulares

- Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC, en especial, para el mantenimiento de la unidad de generación o la central de suministro y absorción máximos de potencia reactiva. El CNDC y el agente en prueba coordinarán con otros agentes la respectiva compensación de potencia reactiva.
- La unidad de generación no participa en la regulación primaria de frecuencia (regulación primaria en funcionamiento, pero transparente para los movimientos pequeños, como el funcionamiento con el limitador).
- El transformador de la unidad de generación se encuentra en su toma fija nominal o acordada, o el cambiador de tomas bajo carga del transformador de la unidad de generación funciona de conformidad con la función de regulación acordada con el CNDC.
-

Datos de entrada (CNDC □ Agente)

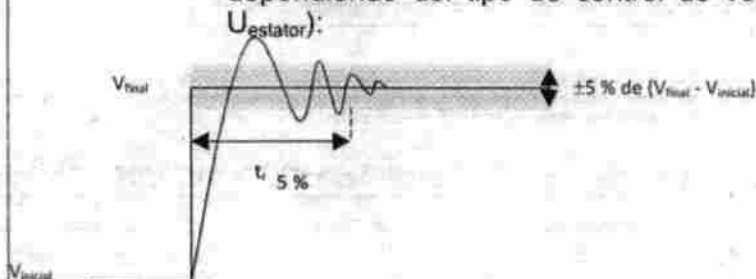
- Función de regulación U-Q: tomar en cuenta la función de regulación. En el caso de una unidad de parque eléctrico (el modo de regulación especificado en la Norma Operativa N° 30 es el de la regulación de voltaje), se debe especificar el valor del parámetro λ seleccionado para las pruebas.
en la que $\lambda = (\dots) \text{ kV/Mvar}$

Resultados (Agente ☐ CNDC)

- ▣ Para cada prueba, se deben registrar las siguientes señales temporales:
 - ▣ El voltaje eficaz en el nodo regulado.
 - ▣ La potencia reactiva en el nodo regulado.
 - ▣ La potencia activa en el punto de conexión.
 - ▣ El valor de consigna (setpoint) de regulación del voltaje 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 (magnitudes medidas 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 del voltaje en el rango 5 % de $(V_{final} - V_{inicial})$ (el voltaje corresponde a la magnitud controlada por la regulación de voltaje y, dependiendo del tipo de control de voltaje, es igual a Q o $U_{PDR} + \square\square Q$ o $U_{estator}$):



- ▣ Tiempo de establecimiento de la potencia activa en el punto de conexión con $\pm 5\%$ de su valor final
- ▣ Desviación estática (expresada en $\square\%$) entre la magnitud controlada que se inyecta al control de voltaje y el valor de consigna (setpoint) del control de

$$\varepsilon' \% = 100 \frac{V_{final} - V_{de\ consigna}}{V_{de\ consigna}}$$

voltaje:

- ▣ Para las pruebas de la 3 a la 8, se debe indicar el tipo y el valor de los límites alcanzados con Q_{min} y Q_{max} .

Criterios de conformidad

- ▣ Para las pruebas 1 y 2 (escalones seleccionados de voltaje):
 - ▣ La unidad de generación no debe perder la estabilidad para las pruebas del



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

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 $\square\%$ debe ser inferior a 0,2 %.
- Se debe verificar la conformidad con la función de regulación en régimen fijo (antes y después de los escalones seleccionados).

Para las unidades de generación síncronas

- Para las pruebas de la 3 a la 6 (suministro y absorción máximos de potencia reactiva):
La unidad de generación puede funcionar con Q_{min} y Q_{max} durante 30 minutos con P_{efe} y 10 minutos con P_{min} .
Los valores de Q_{min} y Q_{max} deben adherirse a los diagramas U-Q de conformidad con la Norma Operativa N° 30 y los límites que se alcancen durante las pruebas deben coincidir con los indicados en dichos diagramas.

Para las unidades de parques eléctricos

- Para las pruebas de la 3 a la 8 (suministro y absorción máximos de potencia reactiva):
La central puede funcionar con Q_{min} y Q_{max} durante 30 minutos con $P > 60\%$ de la P_{efe} y con P entre 30% y 50% de la P_{efe} y durante 10 minutos con P entre 10 % y 20% de la P_{efe} .
- Para las pruebas de variación de la potencia reactiva:
La función de regulación se verificó correctamente con la dinámica prevista.



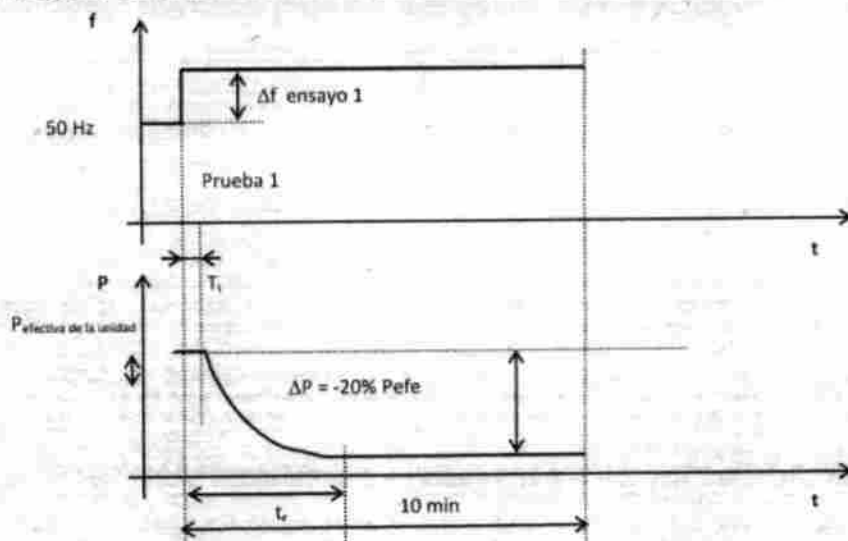
FICHA N° 11: OPERACIÓN DE CAÍDA DE POTENCIA CON AUMENTO DE FRECUENCIA MRPFL-O

Objetivos de la prueba

El objetivo de esta prueba es verificar que la central cumpla con la Norma Operativa N° 30 en lo que concierne a la caída de potencia con aumento de frecuencia (modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia [MRPFL-O]).

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

- Prueba 1: Unidad de generación generando la potencia efectiva "Pefectiva de la unidad" (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf ensayo 1 durante 10 minutos para solicitar un ΔP de 20 % Pefe,



- Prueba 2: Unidad de generación generando la potencia efectiva "P efectiva de la unidad" (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf ensayo 2 durante 5 a 10 minutos para solicitar un ΔP hasta Pmin. Después de ese tiempo, regreso a 50 Hz de manera lineal en lo posible en 1 minuto
- Prueba 3: Unidad de generación generando la potencia efectiva "P efectiva de la unidad" (en función de las condiciones externas): Inyección artificial de un escalón de frecuencia Δf ensayo 3 durante 5 a 10 minutos que debería solicitar un ΔP reduciendo la potencia por debajo de Pmin. Después de ese tiempo, regreso a 50 Hz de manera lineal en lo posible en 1 minuto

Condiciones particulares

- Las pruebas se deben planificar y realizar con el CNDC. El CNDC y el agente en prueba coordinarán con otros agentes la respectiva compensación de potencia reactiva.
- La prueba se puede realizar en una sola unidad de generación en caso de instalación compuesta de varias unidades idénticas.

Datos de entrada (CNDC ☐ Agente)

Valor del estatismo de suministro de reservas de regulación MRPFL-O
Recordatorio: $P_{\text{efectiva de la unidad}}$ (en función de las condiciones externas).

Resultados (Agente ☐ CNDC)

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_1
- t_{r2}
- t_1
- $\square P$
- $\square f$ ensayo 1; $\square f$ ensayo 2; $\square f$ ensayo 3

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_1 es inferior a 2 segundos (o justificación técnica si es mayor a 2 segundos)
- $\frac{-K \cdot \Delta f}{\text{pendiente de caída rápida en MW/min}} \cdot 60$ s. La pendiente de caída rápida es la rampa más rápida posible para la unidad para reducir su potencia generada.
- El tiempo t_{r2} es inferior a 6 minutos (ensayo 2)
- Variación $\square P = 20\%P_{\text{efe}}$ para el ensayo 1 y Variación $\square P = -(P_{\text{efe}} - P_{\text{min}})$ para los ensayos 2 y 3.

Para el ensayo 3, la potencia generada por la unidad de generación se estabiliza a P_{min} y sigue funcionando a este valor. Si el sistema de control de la unidad permite bajar la potencia generada por debajo de P_{min} , la unidad no debe desconectarse durante el tiempo del ensayo.

**FICHA N° 12: FUNCIONAMIENTO EN MODO DE OPERACIÓN SOBRE
CONSUMOS PROPIOS Y ARRANQUE NEGRO O AUTÓNOMO**

Objetivos

El objetivo de esta prueba es evaluar la capacidad de la unidad de generación para funcionar en modo de operación sobre consumos propios y reconectarse con rapidez a la red de transmisión cuando lo ordene el CNDC.

La prueba se aplica a las unidades de generación de electricidad de tipo C síncronas con potencias efectivas iguales o mayores a 10 MW que tienen un tiempo de resincronización mínimo superior a quince (15) minutos (después de su desconexión de una fuente de alimentación externa) de acuerdo a los requisitos de la norma operativa N° 30.
La ficha N° 13 no se aplica a estas unidades.

Descripción

Funcionamiento en modo de operación sobre consumos propios programado a partir de la $P_{efectiva}$ con participación limitada en la regulación de frecuencia (que se establecerá con el CNDC), reconexión luego de 30 minutos y aumento hasta el mínimo técnico de la central.

Si la unidad de generación tiene capacidades para participar en la restauración de la red o en la re-energización de la red, debe enviar la señal de estado "listo para las necesidades de la red" durante la prueba.

Condiciones particulares

- La prueba se debe planificar y realizar con el CNDC.
- Esto se debe adaptar según las capacidades de construcción de la central. La prueba se realiza con la unidad de generación que participa en la regulación primaria de frecuencia.
- Si la central contiene varias unidades de generación, la prueba se debe realizar para cada unidad de generación.

Datos de entrada (CNDC ☐ Agente)

Reglamento técnico que define las necesidades del CNDC.

Participación limitada en la regulación de frecuencia (para mantenerse cerca de la $P_{efectiva}$).

Resultados (Agente ☐ CNDC)

- Procedimiento de prueba que describe las etapas realizadas, las condiciones de la prueba y los puntos de medición.
- Registro de las siguientes señales temporales:
 - La potencia activa a los bornes del generador
 - La potencia reactiva a los bornes del generador
 - El voltaje a los bornes del generador
 - La velocidad de rotación del generador

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después del funcionamiento en isla (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

La información debe probar que la unidad de generación se separó de la red, luego se reconectó y alcanzó el régimen estable.
El valor de la señal de estado debe ser coherente con el estado de funcionamiento de la unidad de generación.

FICHA N° 13: ARRANQUE NEGRO O AUTÓNOMO Y RESINCRONIZACIÓN RÁPIDA

Objetivos

El objetivo de esta prueba es evaluar la capacidad de las unidades de generación eléctrica para resincronizarse con rapidez a la red de transmisión cuando lo ordene el CNDC, de conformidad con la Norma Operativa N° 30. Esta prueba incluye también la evaluación de la capacidad de Arranque Autónomo de las unidades de generación eléctrica.

Se aplica a las unidades de generación de electricidad de tipo C con potencias efectivas iguales o mayores a 10 MW que tienen un tiempo de resincronización mínimo menor a quince (15) minutos (después de su desconexión de una fuente de alimentación externa) de acuerdo con los requisitos de la Norma Operativa N° 30.

La ficha N°12 no se aplica a estas unidades.

Descripción

Para las pruebas de esta ficha, el valor de la P_{efectiva} corresponde a la potencia efectiva instalada.

Parada programada a partir de la P_{efectiva} y resincronización posterior después de 10 minutos o más.

Condiciones particulares

- La prueba se debe planificar y realizar con el CNDC.

Resultados (Agente ☐ CNDC)

- Procedimiento de prueba que describe las etapas realizadas, las condiciones de la prueba y los puntos de medición.
- Registro de las siguientes señales temporales:
 - La potencia activa en bornes del generador o del convertidor
 - La potencia reactiva en bornes del generador o del convertidor
 - El voltaje en bornes del generador o del convertidor

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después de la parada (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.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Criterios de conformidad

La información debe probar que la central se desconectó, luego se resincronizó en menos de 10 minutos y alcanzó el régimen estable.

FICHA N° 14: AUTOMATISMO PARA DETENER LA SALIDA DE POTENCIA ACTIVA

Objetivos

De acuerdo con la Norma Operativa N° 30, en caso de justificarse, el CNDC puede exigir equipo adicional para el control de la generación de potencia activa.

Si el CNDC solicita esta capacidad el objetivo de esta prueba es evaluar la capacidad de las unidades de generación o la central para separarse de la red o detener su inyección cuando se reciba una instrucción del CNDC.

Descripción

El CNDC describirá el procedimiento para realizar la prueba.

Condiciones particulares

- La prueba se debe planificar y realizar con el CNDC.

Resultados (Agente ☐ CNDC)

- Procedimiento de prueba que describe las etapas realizadas, las condiciones de la prueba y los puntos de medición.
- Registro de las siguientes señales temporales:
 - La potencia activa
 - La potencia reactiva
 - El voltaje terminal

Esta información debe incluir las fases del régimen estable antes y después de la parada (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

La información debe probar que la central funciona de la manera prevista.



ANEXO 3

DEFINICIONES

1. **Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN):** Es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de Regulación de las actividades de la industria Eléctrica.
2. **Agentes del Mercado:** Son los Distribuidores, Generadores, Transmisores y Consumidores No Regulados que operan en el Sistema Interconectado Nacional.
3. **Banda muerta de respuesta a la frecuencia:** Es un intervalo utilizado de forma definida previamente, dentro del cual el control de velocidad/frecuencia no interviene.
4. **Capacidad efectiva:** Potencia activa máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada, se la expresa en MW.
5. **Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC):** Es la institución responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista.
6. **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.
7. **Distribuidor:** Es la Empresa Eléctrica, titular de una Concesión de servicio público que ejerce la actividad de Distribución.
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 del área sincrónico. Su valor nominal es 50 Hz.
10. **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 efectiva o potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral pertinente.
11. **Grandes consumidores:** Son consumidores (de las actividades industrial, general u otros, como ser minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas; los cuales requieren conectarse a la red de Media y Alta Tensión del SIN, con una potencia instalada

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 510/2024
TRÁMITE N° 2024-58449-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

mayor o igual a 5 MVA o 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 (clientes de un Distribuidor).

12. **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.
13. **Potencia activa:** Es la componente real de la potencia aparente, expresada en vatios o múltiplos de estos, como kilovatios ("kW") o megavatios ("MW").
14. **Pruebas técnicas:** Son 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.
15. **Sistema de Estabilización:** El estabilizador del sistema de potencia (PSS) es un sistema de control que incrementa el amortiguamiento para 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.
16. **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** 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.
17. **Transmisor:** Es la Empresa Eléctrica titular de una Licencia que ejerce la actividad de Transmisión.
18. **Unidad de generación de electricidad:** Es un 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.

Las definiciones corresponden a las siglas siguientes que se encuentran en esta Norma Operativa:

1. **AGC:** Control Automático de Generación (por las siglas en inglés de "Automatic Generation Control")
2. **AVR:** Regulador automático de tensión (por las siglas en inglés de "Automatic voltage regulator")
3. **MRPF:** Modo de regulación potencia-frecuencia
4. **MRPFL-O:** Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia
5. **MRPFL-U:** Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia
6. **NOL:** Notificación operacional limitada
7. **NOD:** Notificación operacional definitiva

