

RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

TRÁMITE: Aprobación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del 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; asimismo, Revocar la Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la anterior versión de la norma mencionada.

VISTOS:

La Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021; la nota con Registro N° 9000 de 06 de junio de 2024; el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024; todo lo que convino ver, se tuvo presente y;

CONSIDERANDO: (Ámbito de Competencia de la AETN)

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado (CPE).

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), entidad que cumple la función de regulación de los sectores de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Que mediante Resolución Suprema N° 27288 de 30 de noviembre de 2020, se designó al ciudadano Eusebio Lucio Aruquipa Fernández como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Que mediante Resolución AETN-INTERNA N° 63/2024 de 15 de julio de 2024, se designó a la ciudadana Cinthya Claudia López Videla Villanueva como Directora Legal Titular de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), aprobó la



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores".

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 9000 de 06 de junio de 2024, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) presentó la propuesta de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 478 por el Comité de Representantes al CNDC, mediante Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, a efectos de la aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Que el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024, recomendó la aprobación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", para su aplicación por parte del CNDC; asimismo, revocar la Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la anterior versión de la norma mencionada.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, establece que la aceptación de Informes o dictámenes servirá de fundamentación a la Resolución cuando se incorporen al texto de ella.

Que el inciso h) del artículo 3 del 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, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aprobado a través del Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, disponen que además de las atribuciones establecidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el CNDC tiene la función de elaborar Normas Operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que el artículo 4 del ROME, dispone: "(PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE NORMAS OPERATIVAS). Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:

- a) El Comité elaborará el Proyecto de Normas Operativas y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.
- b) El Organismo Regulador aprobará el Proyecto de norma remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga, dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, previo análisis y pudiendo incorporar modificaciones.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- c) Las actuaciones citadas se remitirán al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energías”.

Que el artículo 7 del ROME establece: “Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la Resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.

La Superintendencia en conocimiento de la impugnación, correrá en traslado al Comité, quién deberá responder dentro el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos desde su notificación.

Con respuesta o sin ella, la Superintendencia dentro del plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, computables desde la fecha de la impugnación, emitirá Resolución rechazando la impugnación, revisando la decisión del Comité o sancionando al Comité”.

Que mediante Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, se aprobó la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para Proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que el documento de modificación de la Norma Operativa N° 30 con la denominación “Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados”, remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota con Registro N° 9000 de 06 de junio de 2024, fue analizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AETN, emitiendo el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024, el cual estableció lo siguiente:

“(…) 3. ANÁLISIS

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC 1009-24, recibida en la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Registro N° 9000 de 06 de junio de 2024, remitió copia del Informe N° CNDC 15/23, Actualización Norma Operativa N° 30 con la denominación “Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribuidores y Consumidores No Regulados”, aprobado en la Sesión Ordinaria N° 478 de 29 de junio de 2023, mediante Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, de la misma fecha, solicitando la aprobación de dicha norma por parte de la Autoridad Reguladora, señalando los siguientes antecedentes:

“En fecha 22 de febrero de 2021, el CNDC suscribió el Convenio Tripartito FEXTE entre el CNDC, la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y RTE Internacional (RTEi), en el marco de la cooperación de la AFD al sector eléctrico



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

boliviano. La Consultoría de actualización de las Normas Operativas para la Integración de Energías Renovables y Nuevas Tecnologías, inició en marzo de 2021 y concluyó en octubre de 2022.

El Proyecto de Actualización de la Norma Operativa N° 30, fue remitido por el CNDC a los Representantes al Comité el 05 de mayo de 2023 y 02 de junio de 2023 para su socialización entre los Agentes de su sector. Al respecto, mediante correo electrónico, los Representantes compartieron con el CNDC los comentarios y sugerencias de los Agentes, los cuales fueron debidamente considerados en la redacción del mencionado Proyecto de actualización de Norma Operativa". (sic)

De lo señalado, con base a las recomendaciones del Comité de Representantes, establecidas en la Sesión Ordinaria N° 478 de 29 de marzo de 2023, el CNDC envió a la AETN la propuesta de actualización de la Norma Operativa N° 30 denominada "Requisitos técnicos para Proyectos de generación, transmisión, Distribuidores y Consumidores No Regulados", la cual tiene varios cambios estructurales recomendados por la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) y el RTE Internacional (RTEi), en la Consultoría de actualización de las Normas Operativas para la Integración de Energías Renovables y Nuevas Tecnologías.

Dichos cambios se muestran a continuación:

3.1. Modificación del Título de la Norma Operativa N° 30

La propuesta de modificación del CNDC del Título de la Norma Operativa N° 30, se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla N° 1

Modificación del Título de la Norma Operativa N° 30 por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES	REQUISITOS TÉCNICOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

Fuente: Elaboración propia.

La Norma Operativa N° 30 propuesta por el CNDC, establece los lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución (en Alta Tensión) y Consumidores No Regulados, incorporando nuevos requisitos para Proyectos de generación (síncrona y no síncrona), transmisión (AT, EAT, HVDC), baterías, compensador estático de VAR, distribución en Alta Tensión (AT); asimismo, se incorporan nuevas definiciones.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

A continuación, se detalla los principales temas adicionados a la norma propuesta.

- Las instalaciones de generación se clasifican en base a su potencia máxima y nivel de tensión en su punto de conexión.

Tipo A: $1 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$

Tipo B: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $\leq 34.5 \text{ kV}$

Tipo C: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $> 34.5 \text{ kV}$

Para cada tipo de Unidad Generadora se establecen los requisitos adicionales.

- Para instalaciones de transmisión, se ha adicionado requisitos para sistemas Extra Alta Tensión (EAT), transporte de Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC), compensadores estáticos de VAR y sistemas de almacenamiento por baterías (BESS).

- Se ha incorporado requerimientos para instalaciones de Distribución en Alta Tensión (AT) considerando aspectos de calidad de la energía y servicios de respuesta a la demanda, lo cual, también aplica a Consumidores No Regulados.

- La información para la Operación en Tiempo Real que los agentes deben enviar al CNDC se detalla en Anexo del Proyecto de norma adema de nuevas definiciones.

Por tanto, el cambio de la denominación de la Norma Operativa N° 30, se ajusta las nuevas consideraciones e inclusiones propuestas, no existiendo observaciones de fondo por parte de la AETN.

Solo a efectos de una correcta redacción en la denominación, se modifica lo siguiente (aspecto mínimo de forma):

"Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados".

3.2. Modificación del numeral 1. OBJETIVO

En la propuesta se actualiza el numeral 1 "Objetivo", de acuerdo al siguiente detalle:

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tabla N° 2

Modificación del numeral 1 "Objetivo" por la CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
1. OBJETIVO Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos Proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones requeridas en instalaciones existentes o reemplazo de equipos que resulten de su incorporación.	1. OBJETIVO Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones requeridas en instalaciones existentes.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación del numeral 1 "Objetivo", esta Autoridad Reguladora considera pertinentes los cambios, toda vez que se mantienen y complementan los procedimientos de la Norma vigente de la conexión entre Agentes en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por lo demás, no existen mayores observaciones.

3.3. Modificación del numeral 2. ANTECEDENTES

En la propuesta, se actualiza el numeral 2 "Antecedentes", de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 3

Modificación del numeral 2 "Antecedentes" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
2. ANTECEDENTES Los Proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados y construidos siguiendo los lineamientos técnicos de normas internacionales, deben cumplir requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema, con el fin de no afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro. Estos requerimientos deben ser conocidos por las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar nuevos Proyectos o modificar instalaciones existentes. Solamente los Proyectos que tengan las características técnicas que se establecen en esta Norma	2. ANTECEDENTES Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994; Artículos 2 y 30; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico; Artículos 3 (m), 8, 9, 18 (n) y 19; Reglamento de Concesiones y Licencias, Artículos 10, 11 y 13, Reglamento de Calidad de Transmisión.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

podrán ser propuestas a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Los requerimientos técnicos y estudios solicitados por el CNDC según la Norma Operativa N° 11, son relevantes pero no definitivos, dicha norma no libera a las Empresas propietarias de nuevas instalaciones, de la responsabilidad de una adecuada concepción y ejecución de sus Proyectos, cumpliendo los requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema.

Los Proyectos de Generación y Transmisión que cumplen los requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema y que se establece en esta Norma, pueden ser propuestos a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) para la obtención de la Licencia de Operación correspondiente.

Para Proyectos de expansión del Sistema Troncal de Interconexión, el Reglamento de Precios y Tarifas, artículo 8 inciso b), establece que: "El Comité revisará el estudio presentado por el agente solicitante y elevará a la Superintendencia el informe técnico que deberá considerar, analizar y evaluar la necesidad de expansión sobre la base de un procedimiento específico...". Además, el procedimiento específico para evaluación de expansiones de transporte, señala que la solicitud de expansión a ser presentada al CNDC debe contener, la identificación del problema que pretende resolver la expansión solicitada, el análisis general de posibles soluciones al problema, la justificación de la alternativa elegida y el detalle técnico-económico del Proyecto elegido.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación del numeral 2 "Antecedentes", la AETN considera pertinente la modificación, toda vez que se incorpora los antecedentes normativos de forma general, conforme la nueva estructura y objetivo de la Norma Operativa propuesta que se basa en las recomendaciones emitidas por la Consultora RTE Internacional (RTEi), dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas para la Incorporación de Energías Renovables y Nuevas Tecnologías, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Sin embargo, corresponde realizar modificaciones de forma, relacionadas a la correcta denominación del numeral y la incorporación de los Decretos Supremos N° 0071 de 09 de abril de 2009 y N° 3892 de 1° de mayo de 2019, que otorgan las atribuciones a la AETN, para la aprobación de cualquier modificación de la norma

Los detalles se presentan en la siguiente Tabla:

Tabla N° 4

Modificación del numeral 2 "Antecedentes" por parte la AETN

Norma Operativa propuesta por parte del CNDC	Propuesta de Modificación de la AETN
2 ANTECEDENTES Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994; Artículos 2 y 30; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículos 3 (m), 8, 9, 18 (n) y 19; Reglamento de Concesiones y Licencias, Artículos 10, 11 y 13, Reglamento de Calidad de Transmisión.	2. BASE LEGAL Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994; artículos 2 y 30; 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; artículos 3 (m), 8, 9, 18 (n) y 19; Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (RCLLP), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995; artículos 10, 11 y 13, Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997, Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019.

Fuente: Elaboración propia

3.4. Reubicación del numeral 3. DEFINICIONES

En la propuesta se traslada el numeral 3 "Definiciones", al Anexo 2 que se muestran a continuación:

Tabla N° 5

Modificación del numeral 3 "Definiciones" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
3. DEFINICIONES Sistema Eléctrico: Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad. (...)	ANEXO DEFINICIONES (Se trasladó y amplió las definiciones en el Anexo).

Fuente: Elaboración propia.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Con relación al traslado del numeral 3 "Definiciones", al Anexo de la Norma Operativa Propuesta, esta Autoridad Reguladora considera pertinente dicho traslado de acuerdo a la nueva estructura y objetivo de la Norma.

Asimismo, se implementan otras definiciones acorde a la normativa vigente. Por lo demás, no existen mayores observaciones.

3.5. Reubicación del numeral 3. INICIO DE TRAMITE

En la propuesta, se reubica el numeral 3 "Inicio de Trámite", de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 6

Adición del numeral 3 "Inicio de Trámite" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
3. INICIO DE TRÁMITE Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos deben presentar: - La memoria del Proyecto con el diagrama unifilar de conexión al SIN. - Los análisis realizados para determinar la factibilidad técnica. Para el caso de Proyectos de transmisión que se desee incorporar al STI, incluir la estimación de los costos del Proyecto. Una vez revisada la información, el CNDC convocará al interesado a una reunión técnica para analizar el Proyecto y definir los escenarios para la realización de los estudios eléctricos. Posteriormente el CNDC comunicará formalmente al interesado que puede proseguir con el proceso establecido en esta Norma Operativa.	3. ALCANCE Y RESPONSABILIDADES 3.2. Inicio de trámite Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos deben presentar: - La memoria del Proyecto con el diagrama unifilar de conexión al SIN. - Los análisis realizados para determinar la factibilidad técnica. Para el caso de Proyectos de transmisión que se desee incorporar al STI, incluir el análisis de las alternativas realizadas y la estimación de los costos del Proyecto. Una vez revisada la información, el CNDC convocará al interesado a una reunión técnica para analizar el Proyecto y definir los escenarios para la realización de los estudios eléctricos. Posteriormente el CNDC comunicará formalmente al interesado que puede proseguir con el proceso establecido en esta Norma Operativa.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación del numeral 3 "Inicio de Trámite", esta Autoridad Reguladora considera pertinente la modificación, toda vez que la Norma Operativa propuesta en la nueva estructura y recomendaciones de la Consultora RTE Internacional (RTEi), dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas para la Incorporación de Energías Renovables y Nuevas Tecnologías, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30.



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

3.6 Reubicación y modificación del numeral 4 "RESPONSABILIDADES"

Se trasladó y modificó el numeral 4 "Responsabilidades", como se menciona en la siguiente Tabla.

Tabla N° 7

Modificación del numeral 4 "Responsabilidades" por el CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
4 RESPONSABILIDADES 4.1 Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos de generación y transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, deben demostrar al CNDC que los mismos tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del Proyecto. 4.2 Los Grandes Consumidores deben demostrar al agente Distribuidor o Transmisor, que las instalaciones tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma, las cuales serán revisadas por el CNDC. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del Proyecto. Los Operadores de las nuevas instalaciones, o los Distribuidores a los que se hubiese presentado el Proyecto o solicitado la conexión de Grandes Consumidores, deben informar oportunamente al CNDC en caso de que la ejecución de los Proyectos en el Sistema Interconectado Nacional implique modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación. El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de Proyectos, revisará los mismos para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitirá el informe correspondiente a la AETN para fines de otorgar la licencia respectiva.	3.3. Responsabilidades 1) Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos de generación, transmisión, distribución o de consumidores no regulados en el Sistema Interconectado Nacional, deben demostrar al CNDC que cumplen los requisitos especificados en esta Norma Operativa. La información al CNDC debe permitir analizar si el Proyecto implica modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación en el SIN. 2) El CNDC no dará curso a los Proyectos de generación, transmisión, distribución o de consumidores no regulados, en caso de incumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la presente Norma que no esté cubierto por una excepción otorgada, de acuerdo con el procedimiento previsto en la parte de Excepciones de la presente Norma Operativa.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación del numeral 4 de la Norma Operativa Vigente, esta Autoridad considera pertinente el cambio, toda vez que dicho numeral ha sido incluido y readecuado en el numeral 3.3 "Responsabilidades" de la



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

propuesta de Norma Operativa. Por lo demás, no existen mayores observaciones.

3.7 Reubicación y modificación del numeral 6. ALCANCE

En la propuesta se reubica y modifica el numeral 6 "Alcance", de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 8

Modificación del numeral 6 "Alcance" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
6. <u>ALCANCE</u> El cumplimiento de las especificaciones técnicas mínimas de esta Norma es obligatorio para todas las unidades o centrales de generación, con capacidad efectiva en el sitio superior a 1.0 MW. Igualmente, comprende a Proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con tensiones iguales o superiores a 69 kV y todas las instalaciones y equipos asociados con dichos Proyectos. 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 Consumidores.	3.1 Alcance La presente Norma Operativa se aplica a las nuevas instalaciones de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados que sean incorporadas al Sistema Interconectado Nacional, excepto aquellas instalaciones existentes que, en la fecha de entrada en vigor de la presente Norma Operativa 30, ya estén conectadas al SIN.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación y reubicación del numeral 6 "Alcance", esta Autoridad Reguladora considera pertinente el cambio, que es concordante a la estructura de la Norma Operativa propuesta, basada en las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional (RTEi), dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30.

Sin embargo, corresponde realizar modificaciones de forma como se muestra en la siguiente Tabla.

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tabla N° 9

Modificación del numeral 3.1 "Alcance" por parte de la AETN

Norma Operativa propuesta por el CNDC	Propuesta de Modificación de la AETN
3.1 Alcance La presente Norma Operativa se aplica a las nuevas instalaciones de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados que sean incorporadas al Sistema Interconectado Nacional, excepto aquellas instalaciones existentes <u>que, en la fecha de entrada en vigor</u> de la presente Norma Operativa 30, ya estén conectadas al SIN.	3.1 Alcance La presente Norma Operativa se aplica a las nuevas instalaciones de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados que sean incorporadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), excepto aquellas instalaciones existentes, <u>que a la fecha de entrada en vigencia</u> de la presente Norma Operativa 30, ya estén conectadas al SIN.

Fuente: Elaboración propia.

3.8 Modificación del numeral 7. "CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS"

En la propuesta, se modifica el numeral 7 "Características técnicas mínimas", conforme lo siguiente:

- Los aspectos contemplados en el numeral 7.1 "instalaciones de generación", se incorporan en la propuesta en su numeral 4 "Unidades de generación de electricidad", siendo este el cambio estructural de la Norma Operativa de acuerdo a las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional; asimismo, se eliminan las consideraciones del numeral 7.1 de la Norma Operativa.

Tabla N° 10

Modificación del numeral 7.1 "Instalaciones de Generación" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS 7.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN 7.1.1. Las centrales termoeléctricas deben contar con un sistema de arranque negro (o arranque autónomo). Para centrales con más de tres unidades el sistema de arranque negro debe permitir arrancar al menos dos turbinas a gas. 7.1.2. En centrales hidroeléctricas, todas las unidades con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con arranque negro. 7.1.3. Todas las unidades generadoras	4. UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 4.1. Categorías de unidades de generación Tipo A: $1 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$ Tipo B: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $\leq 34.5 \text{ kV}$ Tipo C: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $> 34.5 \text{ kV}$ 4.2. Equipo de medición 4.3. Requisitos Generales de las unidades de generación de electricidad de tipo A 1) En relación a la estabilidad de

RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con equipos estabilizadores PSS.

7.1.4. Las unidades hidroeléctricas, con potencias superiores a 10 MW, deberán tener una Constante de Inercia (H) global igual o superior a 2 MW- seg./MVA.

7.1.5. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de voltaje y regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.

7.1.6. Las características de los reguladores de voltaje y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

7.1.7. El factor de potencia de los generadores, no deberá ser superior a 0.85.

7.1.8. Las unidades generadoras de centrales no convencionales (eólica o solar) deberán tener capacidad de:

a) Controlar la potencia activa y reactiva total inyectada en el punto de conexión

b) Operar entregando o absorbiendo reactivos en un rango de factor de potencia de 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo.

c) Permanecer en servicio ante variaciones de tensión (huecos de tensión) en el punto de conexión a consecuencia de corto circuitos en el sistema.

d) Cumplir los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.

7.1.9. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia, que cumplan las siguientes características:

a) Arranque automático por frecuencia fuera del rango: 49.75 y 50.25 Hz.

b) Registro mínimo de una muestra por ciclo.

c) Almacenamiento de los eventos, 30 segundos Pre-falla y 120 segundos Post-

frecuencia.

2) Modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O).

3) Capacidad de mantener un valor de consigna constante.

4) Reducción de potencia activa admisible desde su valor máximo en caso de caída de la frecuencia.

5) Modos de operación de los gobernadores

6) Capacidad de conectarse a la red entre 47.5 Hz y 50.05 Hz.

7) En relación con la estabilidad de la tensión.

8) Requisitos de calidad de la electricidad.

9) El factor de potencia no deberá ser superior a 0.85.

4.4. Requisitos Generales de las unidades de generación de electricidad de tipo B

Las unidades de generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales a los establecidos para tipo A.

1) Equipadas con una interfaz (puerto de entrada).

2) Requisitos en relación con la robustez.

3) Requisitos generales de gestión del sistema

4) Características de los sistemas de protección

4.5. Requisitos Generales de las unidades de generación de electricidad de tipo C

Las unidades de generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales a los solicitados en el tipo A.

1) Contribución a la estabilidad de frecuencia.

2) Rangos de tensión.

3) Cambiador de tomas sin carga del transformador elevador

4) Requisitos en relación con la robustez



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

falla, por al menos 30 días.

d) Facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.

e) Sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo.

7.1.10. Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.

7.1.11. Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

7.1.12. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN".

5) Restablecimiento del servicio

6) Requisitos generales de gestión del sistema

7) Intercambio de información

8) Requisitos de calidad de la electricidad.

9) Características de los sistemas de protección.

4.6 Requisitos aplicables a las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo B

1) Requisitos adicionales en relación con la estabilidad de tensión.

2) Requisitos adicionales aplicados a unidades de generación mayores a 3 MW.

4.7. Requisitos aplicables a las unidades de generación de electricidad síncronas de tipo C

1) Requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la tensión.

2) Sistema de control de la tensión

3) Requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la frecuencia.

4) Constante de Inercia para unidades hidroeléctricas.

4.8. Requisitos aplicables a las unidades de parque eléctrico de tipo B

Requisitos adicionales en relación a la capacidad de potencia reactiva.

4.9 Requisitos aplicables a las unidades de parque eléctrico de tipo C

1) Emulación de Inercia en caso de variaciones de frecuencia muy rápidas.

2) Requisitos adicionales en relación con la estabilidad de tensión.

Fuente: Elaboración propia.

Respecto a los cambios descritos, la AETN considera pertinente los mismos, toda vez que la Norma Operativa propuesta se basa en la nueva estructura conforme las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional (RTEi), dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Operativa N° 30.

La propuesta presenta la clasificación o categorización de Unidades de Generación por la potencia y punto de conexión:

Tipo A: $1 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$

Tipo B: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $\leq 34.5 \text{ kV}$

Tipo C: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $> 34.5 \text{ kV}$

Asimismo, la nueva propuesta con base a la categoría de las Unidades de Generación, establece los requisitos generales y aplicables de las Unidades de Generación de electricidad de tipo A, B o C, en lo que se refiere estabilidad de frecuencia, modo de regulación, reducción de potencia activa, modo de operación de los gobernadores, capacidad de conexión a la red en sub o sobre frecuencia, la estabilidad de la tensión, el factor de potencia, la interfaz, la robustez, el sistema de protección entre otros de acuerdo a la normativa vigente, acorde con la nueva estructura de la Norma Operativa N° 30. Por lo demás, no existen mayores observaciones.

2) Se adiciona el numeral 5 "Transmisores" con los numerales 5.1. "Alcance", 5.2 "Equipos de medición", 5.3. "Requisitos Generales de las instalaciones de transmisión", 5.4. "Requisitos aplicables a Sistemas HVDC", 5.5. "Requisitos aplicables a Sistemas de Baterías conectados a la red de Alta Tensión" y 5.6. "Requisitos aplicables a Compensadores Estáticos de VAR", siendo este un cambio estructural de la Norma Operativa de acuerdo a las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional, dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas para la Incorporación de Energías Renovables y Nuevas Tecnologías, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron discutidas y tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30, que se describen en la siguiente Tabla:

Tabla N° 11

Adición del numeral 5. "Transmisores" por parte de CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
	5. TRANSMISORES 5.1. Alcance 5.2 Equipos de medición 5.3. Requisitos Generales de las instalaciones de transmisión 5.4. Requisitos aplicables a Sistemas HVDC 5.5. Requisitos aplicables a Sistemas de

RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

	Baterías conectados a la red de Alta Tensión 5.6. Requisitos aplicables a Compensadores Estáticos de VAR
--	--

Fuente: Elaboración propia.

3) Se reubica el numeral 7.2 "LÍNEAS DE TRANSMISIÓN", en el numeral 5.7.1 "Especificaciones de diseño de las líneas de transmisión en corriente alterna"; el numeral 7.3. transformadores y reactores en el numeral 5.7.2 "Especificaciones de diseño de los transformadores y reactores"; el numeral 7.5. "Aislamiento externo de equipos de subestaciones" en el numeral 5.7.3 "Especificaciones de diseño para el aislamiento externo de equipos de subestaciones"; el numeral 7.6. "Control protección y telecomunicaciones" en el numeral 5.7.4 "Especificaciones de control, protección y telecomunicaciones"; el numeral 7.7. "Servicios auxiliares" en el numeral 5.7.5 "Especificaciones de diseño para los servicios auxiliares", siendo estos los cambios estructurales de la Norma Operativa de acuerdo a las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional, de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 12

Reubicación de los numerales 7.2, 7.3, 7.5, 7.6, y 7.7 por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
7.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (...) 7.3. TRANSFORMADORES Y REACTORES (...) 7.4. GRANDES CONSUMIDORES (...) 7.5. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES (...) 7.6. CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES (...) 7.7. SERVICIOS AUXILIARES (...)	5.7. Especificaciones de Diseño 5.7.1. Especificaciones de diseño de las líneas de transmisión en corriente alterna. 1) En lo que respecta a la capacidad de control de la potencia activa transportada, una línea de transmisión deberá ser capaz de transportar la potencia activa hasta su capacidad térmica, intervalo de control y tasa de incremento. (...) 5.7.2. Especificaciones de diseño de los transformadores y reactores (...) 5.7.3. Especificaciones de diseño para el aislamiento externo de equipos de subestaciones (...) 5.7.4. Especificaciones de control, protección y telecomunicaciones (...)



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

	5.7.5. Especificaciones de diseño para los servicios auxiliares (...)
--	--

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a los cambios descritos, esta Autoridad Reguladora considera pertinente los mismos, toda vez que la Norma Operativa propuesta se basa en las recomendaciones realizadas por la Consultora RTE Internacional (RTEi), dentro de la Consultoría de actualización de las Normas Operativas, las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta por el CNDC en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30 acorde con la Norma Operativa Vigente.

3.9 Adición de los numerales 6. DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS, 7. GESTIÓN DE LOS NEUTROS y 8. EXCEPCIONES

En la propuesta, se adicionan los numerales 6 "Distribuidores y Consumidores No Regulados", 7 "Gestión de los neutros" y 8 "Excepciones", de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 13

Adición de los numerales 6, 7 y 8 por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
	6. DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS 6.1 Equipo de medición 6.2. Requisitos generales de frecuencia 6.3. Requisitos generales de tensión 6.4. Requisitos de cortocircuito 6.5. Requisitos de potencia reactiva 6.6. Requisitos de protección 6.7. Intercambio de información 6.8. Desconexión y reconexión de la demanda 6.9. Requisitos de calidad de la electricidad 6.10. Modelos de simulación 6.11 Instrumentación



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

	6.12. Servicios de repuesta de demanda 7. GESTIÓN DE LOS NEUTROS 8. EXCEPCIONES
--	---

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a los cambios descritos, esta Autoridad Reguladora considera pertinente los mismos, toda vez que la Norma Operativa propuesta se basa en las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional (RTEI), la cual considera a los Distribuidores en Alta Tensión (8AT) y Consumidores No Regulados.

Asimismo, se adiciona la gestión de Neutro, para controlar las corrientes de cortocircuito en las redes, los transformadores y autotransformadores que integran la red de transmisión de tensión nominal igual o superior a 115 kV. Además de considerar excepciones en casos especiales.

Por lo que, no existen observaciones.

3.10 Se elimina los numerales 8. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS y 9. EMISION Y ENVIO DEL INFORME

En la propuesta, se elimina los numerales 8. "Procedimiento para la revisión de Proyectos" y 9. "Emisión y envío del informe", toda vez que los mismos han sido trasladados y considerados en la Norma Operativa N° 25.

3.11 Adición de los Anexos

En la propuesta, se adiciona el anexo INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y DEFINICIONES, de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla N° 14

Adición de los Anexos 1 y 2

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
	ANEXO INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL 1. Tipos de señales 2. Detalle de Señales enviados al CNDC 3. Detalle de Señales recibidos del CNDC 4. Protocolo de comunicaciones

RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

	DEFINICIONES Además de las definiciones existentes en la actual normativa, se adicionaron 65 nuevas definiciones, relacionadas con calidad de energía, modos de regulación de potencia-frecuencia, control automático de generación (AGC), sistemas HVDC, Compensadores Estáticos de VAR y Sistemas de Baterías (BESS).
--	--

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la adición del Anexo, esta Autoridad Reguladora considera pertinente el cambio, toda vez que la Norma Operativa propuesta se basa en las recomendaciones de la Consultora RTE Internacional (RTEI), las cuales fueron socializadas con los Agentes y mediante correo electrónico, los Representantes enviaron al CNDC los comentarios y/o sugerencias que fueron tomados en cuenta en la redacción de la propuesta de la Norma Operativa N° 30. La misma, incluye información para la operación en tiempo real y definiciones nuevas de modos de regulación de potencia-frecuencia, control automático de generación (AGC), sistemas HVDC, Compensadores Estáticos de VAR y Sistemas de Baterías (BESS) que se están incorporando al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Respecto al Anexo "Definiciones" incluido en la Norma Operativa propuesta, esta Autoridad Reguladora considera pertinente modificar la definición "Título Habilitante", a efectos de tener concordancia con lo previsto en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y demás normativa aplicable.

Tabla N° 15

Modificación de la definición "Título Habilitante" del Anexo por parte de la AETN

Norma Operativa Propuesta por el CNDC	Propuesta de Modificación de la AETN
ANEXO 3 DEFINICIONES (...) 71 Título habilitante: Es el acto administrativo por el cual el Estado delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, llamada el Titular en la Ley de electricidad, a efectuar actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica. (...)	ANEXO 3 DEFINICIONES (...) 71 Título habilitante: Es la autorización o derecho otorgado por la AETN, para la prestación o realización de actividades en el sector de electricidad. (...)

Fuente: Elaboración propia.

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

3.12 De la impugnación a la Resolución CNDC 478/2023-1 de 29 de junio de 2023

De la revisión a los registros que cursan en la AETN se establece la inexistencia de impugnación alguna contra la Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, por la cual se aprobó en instancia del CNDC la "Propuesta de Norma Operativa N° 30 - Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados" dentro del plazo establecido en el artículo 7 del ROME, que dispone:

"Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. **La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la Resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.**" (Las negrillas son nuestras)

Por lo que, al haber concluido el plazo para la presentación de impugnaciones, el día **lunes 28 de agosto de 2023** (cuarenta días hábiles de emitida la Resolución del Comité) y al no existir solicitud de revisión u observación a la Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, remitida a la AETN mediante nota con Registro N° 9000 de 06 de junio de 2024, corresponde a esta Autoridad Reguladora proceder con la aprobación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", conforme el análisis realizado en el presente Informe, en cumplimiento al procedimiento establecido en el inciso b) del artículo 4 del 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.

4 CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado en el numeral 3 del presente Informe, se concluye lo siguiente:

4.1 La propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, contiene observaciones de forma y redacción, las cuales en virtud de lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del 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, fueron subsanadas por esta Autoridad Reguladora, no existiendo mayor observación.

4.2 Cumplido el plazo de impugnación establecido en el artículo 7 del ROME (40 días de emitida la Resolución del CNDC, **25 de agosto de 2023**), se verifica que esta Autoridad Reguladora no recibió impugnación alguna contra la Resolución CNDC N° 478/2023-1 de 29 de junio de 2023, que aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Regulados", por lo que, corresponde aprobar la misma mediante Resolución y revocar la Resolución SSDE N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la versión en actual vigencia.

5 RECOMENDACIONES

Con base a las conclusiones arribadas, se recomienda lo siguiente:

- 5.1. Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", que en Anexo forma parte del presente Informe, para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- 5.2. Revocar la Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la versión en actual vigencia, a partir de la publicación con la Resolución que emerja del presente Informe.
- 5.3. Disponer la publicación de la Resolución que emerja del presente Informe, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo.
- 5.4. Una vez publicada Resolución Administrativa que apruebe la modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", remitir una copia de la citada Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), de acuerdo a lo dispuesto en el inciso c) artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008".

Que por lo expuesto, en mérito a lo dispuesto por el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, se acepta el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024, como fundamento de la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024, en aplicación de la normativa vigente del sector eléctrico, se concluye que corresponde Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del 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; asimismo, Revocar la Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la anterior versión de la norma mencionada.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N°



RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

27288 de 30 de noviembre de 2020, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, y demás disposiciones legales en vigencia; y en consideración al análisis efectuado en el Informe AETN-DOCP2 N° 1899/2024 de 25 de julio de 2024;

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos para Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores No Regulados", que en Anexo forma parte indivisible de la presente Resolución, para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SEGUNDO.- Revocar la Resolución AETN N° 670/2021 de 08 de noviembre de 2021, que aprobó la versión anterior de la Norma Operativa N° 30 con la denominación "Requisitos técnicos mínimos para Proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores", a partir de la publicación con la presente Resolución.

TERCERO.- Disponer la publicación de la presente Resolución, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional a través de su edición impresa y/o de su edición digital, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, concordante con el parágrafo I del artículo 9 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, modificado por el Decreto Supremo N° 5003 de 16 de agosto de 2023 y en la página web <https://www.aetn.gob.bo> de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

CUARTO.- Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución y su Anexo, además de los antecedentes que respaldan su emisión, al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) para su conocimiento y fines consiguientes, en cumplimiento a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del 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.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Eusebio L. Aruquipa Fernández
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Es conforme:

Cynthia Claudia Lopez Videla Villanueva
DIRECTORA LEGAL
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

NMM

RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024; Página 22 de 22



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

NORMA OPERATIVA N° 30

REQUISITOS TÉCNICOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

1. OBJETIVO

Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos Proyectos de Generación, Transmisión, Distribución en Alta Tensión y Consumidores no Regulados que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones requeridas en instalaciones existentes.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994: artículos 2 y 30; 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: artículos 3 (m), 8, 9, 18 (n) y 19; Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales (RCLLP), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995; artículos 10, 11 y 13, Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711 de 17 de julio de 1997, Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 modificado por el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019.

3. ALCANCE y RESPONSABILIDADES

3.1. Alcance

La presente Norma Operativa se aplica a las nuevas instalaciones de Generación, Transmisión, Distribución y Consumidores no Regulados que sean incorporadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), excepto aquellas instalaciones existentes, que en la fecha de entrada en vigencia de la presente Norma Operativa 30, ya estén conectadas al SIN.

3.2. Inicio de Trámite

Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos deben presentar:

- La memoria del Proyecto con el diagrama unifilar de conexión al SIN.
- Los análisis realizados para determinar la factibilidad técnica. Para el caso de Proyectos de transmisión que se desee incorporar al STI, incluir el análisis de las alternativas realizadas y la estimación de los costos del Proyecto.

Una vez revisada la información, el CNDC convocará al interesado a una reunión técnica para analizar el Proyecto y definir los escenarios para la realización de los estudios eléctricos. Posteriormente, el CNDC comunicará formalmente al interesado que puede proseguir con el proceso establecido en esta Norma Operativa.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

3.3. Responsabilidades

- 1) Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar Proyectos de generación, transmisión, distribución o de Consumidores no Regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), deben demostrar al CNDC que cumplen los requisitos especificados en esta Norma Operativa. La información al CNDC debe permitir analizar si el Proyecto implica modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación en el SIN.
- 2) El CNDC no dará curso a los Proyectos de generación, transmisión, distribución o de Consumidores no Regulados, en caso de incumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la presente Norma que no esté cubierto por una excepción otorgada, de acuerdo con el procedimiento previsto en la parte de Excepciones de la presente Norma Operativa.

En el Anexo 2, se encuentran las definiciones empleadas en esta Norma Operativa.

4. UNIDADES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

4.1. Categorías de Unidades de Generación

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad deberán cumplir los requisitos basados en el nivel de tensión de su punto de conexión y en su capacidad máxima de conformidad con las categorías establecidas en el siguiente punto.
- 2) Se considerarán las siguientes categorías de Unidades de Generación de electricidad:

Tipo A: capacidad máxima superior o igual a 1 kW y menor que 1 MW.

Tipo B: capacidad máxima superior o igual a 1 MW y punto de conexión ≤ 34.5 kV.

Tipo C: capacidad máxima superior o igual a 1 MW y punto de conexión > 34.5 kV.

Tipo A: $1 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$

Tipo B: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $\leq 34.5 \text{ kV}$

Tipo C: $P \geq 1 \text{ MW}$ y punto de conexión $> 34.5 \text{ kV}$

4.2. Equipo de medición

La instalación de equipos de Medición Comercial deberá cumplir las especificaciones señaladas en la Norma Operativa N° 8.

4.3. Requisitos Generales de las Unidades de Generación de electricidad de tipo A

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo A deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la estabilidad de la frecuencia:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

a) En cuanto a los rangos de frecuencia:

Una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y funcionar dentro de los rangos de frecuencia y los periodos de tiempo especificados en la Tabla 1:

Gama de frecuencias (Hz)	Periodo de tiempo de funcionamiento
47.5 Hz – 49 Hz	30 minutos
49 Hz – 51 Hz	Ilimitado
51 Hz – 52 Hz	30 minutos

Tabla 1: Períodos de tiempo mínimos durante los cuales una Unidad de Generación de electricidad debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, sin desconectarse de la red

- b) En relación con la capacidad para soportar derivadas de frecuencia, una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y de funcionar con derivadas de frecuencia comprendidas entre $- 2.5$ Hz por segundo y $+ 2.5$ Hz por segundo.
- 2) En cuanto al modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O), se aplican las siguientes disposiciones:
- a) La Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la Figura 1 a partir del umbral de frecuencia de 50.5 Hz.
- b) La Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de activar la respuesta de la potencia en función de la frecuencia con el menor retraso inicial posible. Si ese retraso es superior a dos segundos, el Generador deberá justificar el retraso proporcionando pruebas técnicas al CNDC.
- c) La Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento en MRPFL-O.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

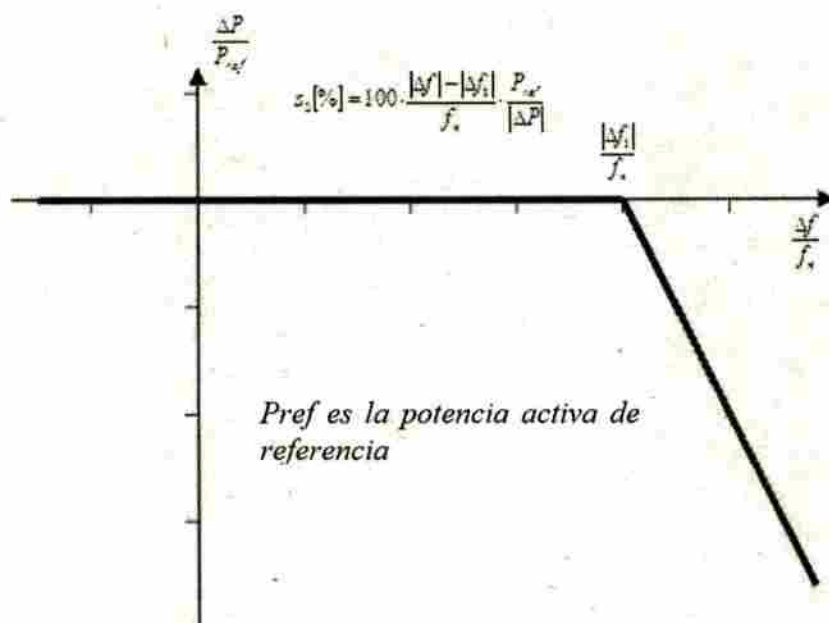


Figura 1: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia de las Unidades de Generación de electricidad en MRPFL-O. *P_{ref} es la potencia activa de referencia a la que está referida ΔP y puede especificarse de forma diferente para las Unidades de Generación de electricidad sincronas y las unidades de parque eléctrico. ΔP es la variación de potencia activa de salida de la Unidad de Generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) en la red y Δf es la desviación de la frecuencia de la red. En sobrefrecuencias donde Δf es superior a Δf₁, igual a 500 mHz la Unidad de Generación de electricidad debe proporcionar una variación de potencia activa de salida negativa.*

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

- 3) La Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de mantener un valor de consigna constante de potencia activa de salida dentro de la banda muerta, independientemente de las variaciones de frecuencia.
- 4) En el caso de necesitar operar del sistema eléctrico con valores de frecuencias inferiores a 50 Hz, las Unidades de Generación deberán estar equipadas para trabajar de acuerdo a lo descrito en la figura 2 siguiente.

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

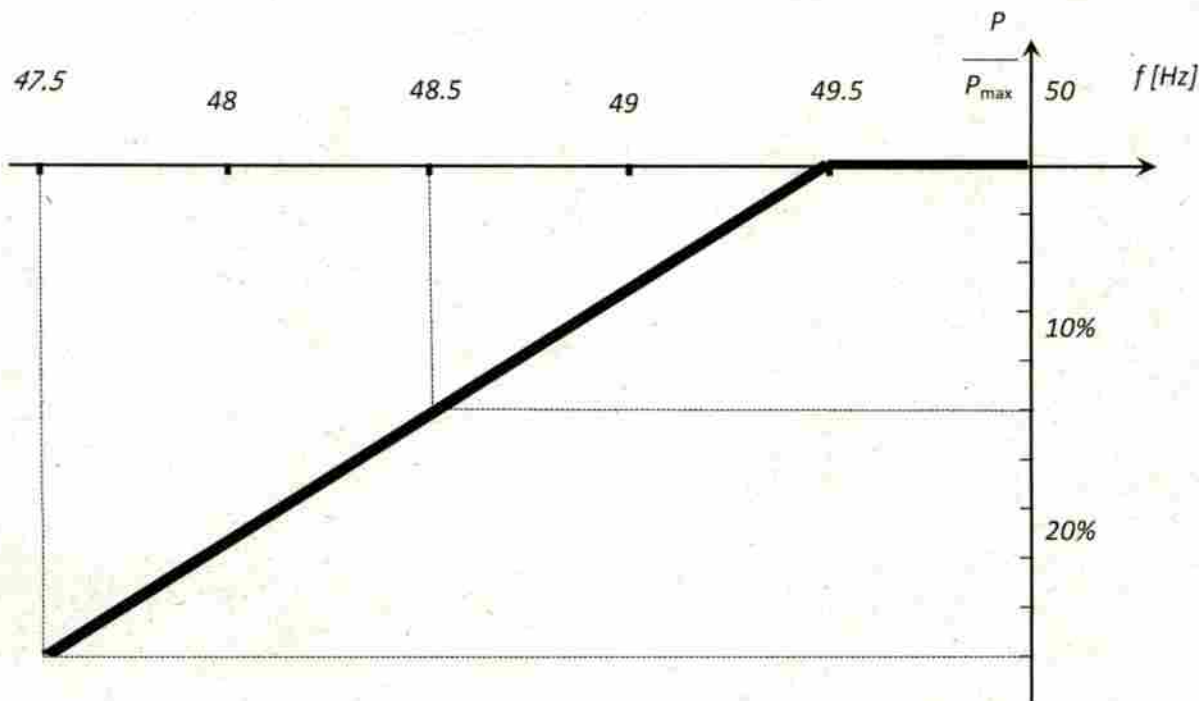


Figura 2: Reducción de capacidad de potencia con caída de la frecuencia.

- 5) Respecto a los modos de operación de los gobernadores de la fuente primaria, se identifican los siguientes:
 - a) Modo Normal MRPF (puede ser Modo B en el caso de las unidades hidro), con el estatismo definido por tecnología y la banda muerta de $\pm 25\text{mHz}$.
 - b) Modo MRPF-L-O (el CNDC solicitará al agente operar en este modo que rige en sobrefrecuencia).
 - c) Modo MRPF-L-U (el CNDC solicitará al agente operar en este modo que rige en subfrecuencia).
 - d) El agente podrá cambiar entre los modos de operación descritos anteriormente.
- 6) Una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de conectarse a la red entre 47.5 Hz y 50.05 Hz. El tiempo de conexión no debe exceder los diez minutos.
- 7) En relación con la estabilidad de la tensión: una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y funcionar dentro de los rangos de tensión, en el punto de conexión, especificados en la Tabla 2:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tensión de conexión	Rango de tensión p.u.	Período de tiempo de funcionamiento
$V \leq 34.5 \text{ kV}$	0.9 – 1.1	ilimitado

Tabla 2: Períodos de tiempo mínimos durante los cuales una Unidad de Generación debe ser capaz de funcionar con tensiones en el punto de conexión que se desvíen del valor nominal, sin desconectarse de la red.

- 8) Las instalaciones de generación de electricidad de tipo A deben cumplir los siguientes requisitos de calidad de la electricidad:
- a) **Armónicos:** Los requisitos para los armónicos son los que figuran en la norma IEEE-519 de 2014. Se expresan a través de un THD y un TDD en el punto común de conexión (PCC). Al punto común de conexión (PCC), la instalación de generación deberá limitar sus corrientes armónicas a los valores indicados en la Tabla 3.

Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L					
$3 < h < 11$	$11 < h < 17$	$17 < h < 23$	$23 < h < 35$	$35 < h < 50$	TDD
4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Tabla 3: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión de 120 V hasta 69kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

- b) Las perturbaciones causadas por una instalación de generación de electricidad conectada a una red de tensión mayor de 600 V, medidas en el punto de conexión, deberán además cumplir con los límites establecidos a continuación:
- i) **parpadeo:** El nivel de emisión de parpadeo de corto plazo (Pst) y de parpadeo de largo plazo (Plt) de una instalación de generación de electricidad se calcula de acuerdo con las disposiciones de las Normas Internacionales IEC 61000-4-15 y IEC 61000-4-30, en el punto de conexión.
- ii) **desequilibrio de tensión:** La tasa de desequilibrio de tensión producida por la instalación de generación de electricidad en el punto de conexión no debe superar el 1.8 %.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

El CNDC puede establecer límites diferentes, pero debe cumplir con la Norma Técnica IEC 61000-3-13.

- iii) **variaciones de tensión:** La amplitud de cualquier variación de tensión no debe exceder el 5% de la tensión, en el punto de conexión.

El CNDC puede establecer otros límites, pero debe cumplir con la Norma Técnica IEC 61000-3-7.

- 9) El factor de potencia de los generadores no deberá ser superior a 0.85.

4.4. Requisitos Generales de las Unidades de Generación de electricidad de tipo B

Las Unidades de Generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos, adicionales a los establecidos para tipo A.

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo B, para controlar la salida de potencia activa, deberán estar equipadas con una interfaz (puerto de entrada) para poder reducir su potencia activa tras recibir una instrucción en el puerto de entrada.
- 2) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la robustez:

En cuanto a la Capacidad para soportar huecos de tensión:

- a) Las figuras 3 y 4 definen los perfiles de tensión en el punto de conexión en condiciones de falla, que describan las condiciones en que una Unidad de Generación síncrona y una unidad de parque eléctrico deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir funcionando de forma estable, después de una perturbación del sistema eléctrico debido a fallas correctamente despejadas en el SIN.

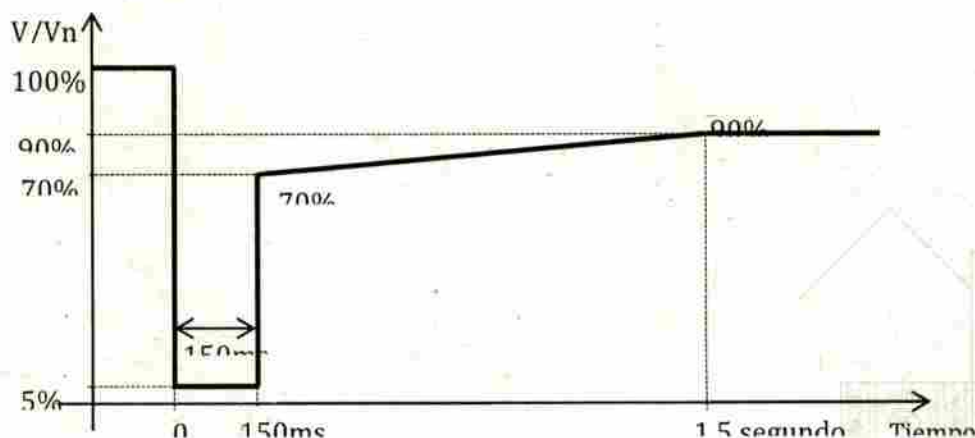


Figura 3: Perfil de la Capacidad para soportar huecos de tensión de una Unidad de Generación de electricidad síncrona de tipo B.

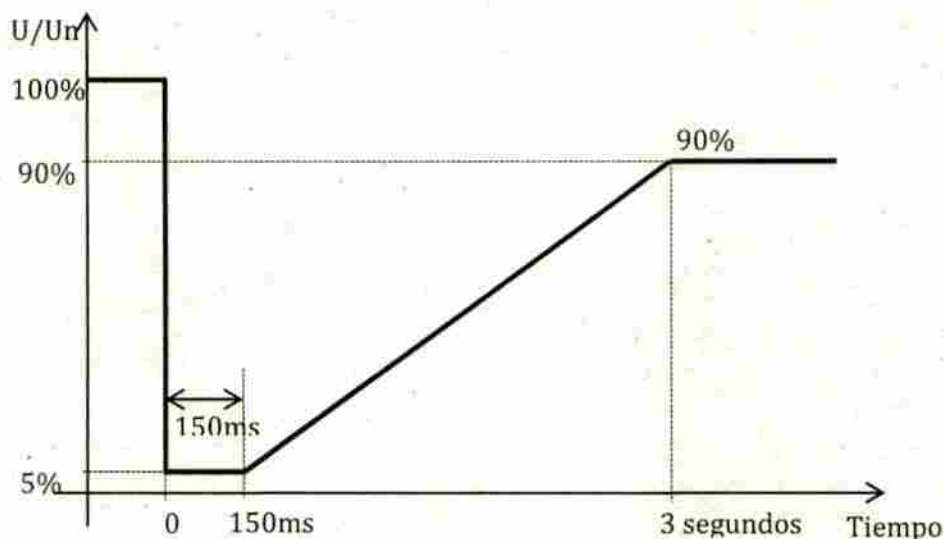


Figura 4: Perfil de la Capacidad para soportar huecos de tensión de una unidad de parque eléctrico de tipo B

b) El CNDC especificará las condiciones previas y posteriores a las fallas que deben considerarse para soportar los huecos de tensión, basándose en los siguientes elementos:

- el cálculo de la potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en el punto de conexión.
- el punto de funcionamiento de potencia activa y reactiva previo a las fallas de la Unidad de Generación de electricidad en el punto de conexión.
- el cálculo de la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en el punto de conexión.

c) La protección de baja tensión (ya se trate de la capacidad para soportar huecos de tensión o de la tensión mínima especificada referida a la tensión en el punto de conexión) deberá ser ajustada por el Generador de acuerdo con la máxima capacidad técnica posible de la Unidad de Generación de electricidad.

3) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos generales de gestión del sistema:

a) En cuanto a la potencia de cortocircuito:

- i) el CNDC debe proporcionar al Generador una estimación de las contribuciones en cuanto a la potencia de cortocircuito mínima y máxima esperada en el punto de conexión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- ii) si durante la vida útil de las instalaciones de generación, la potencia de cortocircuito supera el valor máximo adoptado cuando se dimensionaron, el causante del exceso será encargado de los trabajos necesarios para adecuarlas.
- b) En cuanto al intercambio de información:
 - i) Las instalaciones de generación deberán entregar al CNDC la información de supervisión y control en tiempo real, según la lista de datos especificada en Anexo 1 de la presente Norma Operativa (Información Para La Operación En Tiempo Real).
 - ii) el CNDC podrá especificar la arquitectura del sistema de adquisición de datos.
 - iii) el CNDC deberá especificar las características mínimas de calidad y disponibilidad de la información de supervisión y control en tiempo real como también los procedimientos de auditoría técnica de la información recibida y tiempos de solución de eventos.
- 4) Las características de los sistemas de protección deberán tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.

4.5. Requisitos Generales de las Unidades de Generación de electricidad de tipo C

Las Unidades de Generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos, adicionales a los solicitados en el tipo A.

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos, respecto a su contribución a la estabilidad de frecuencia:
 - a) En cuanto a la capacidad de control y el rango de control de la potencia activa.
 - i) el sistema de control de la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de ajustar en un plazo de quince minutos una consigna de potencia activa conforme a las instrucciones proporcionadas por el CNDC.
 - ii) se deberán permitir las medidas locales manuales en los casos donde los dispositivos de control remoto automático estén fuera de servicio.
 - b) En relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O), las Unidades de Generación tipo C deberán ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con un valor de estatismo ajustable en un rango del 4 al 12%.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- c) Los siguientes requisitos se aplicarán a las Unidades de Generación de electricidad de tipo C en relación con el modo regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
- la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de activar reservas de regulación potencia-frecuencia de acuerdo con la representación gráfica de la Figura 5 en caso de frecuencias por debajo de 49.50 Hz y con un estatismo ajustable en un rango del 4 al 12%.
 - la provisión real de respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia en modo MRPFL-U tendrá en cuenta lo siguiente:
 - las condiciones ambientales cuando se activa la respuesta.
 - las condiciones de funcionamiento de la Unidad de Generación, en particular las limitaciones de funcionamiento próximas a la capacidad máxima, en condiciones de bajas frecuencias del sistema.
 - la disponibilidad de las fuentes de energía primaria.
 - la activación de la respuesta en potencia activa de la Unidad de Generación ante variaciones de frecuencia no se deberá retrasar indebidamente. En caso de un retraso superior a dos segundos, el Generador deberá justificarlo al CNDC.
 - se deberá garantizar el funcionamiento estable de la Unidad de Generación de electricidad durante el funcionamiento en modo MRPFL-U.

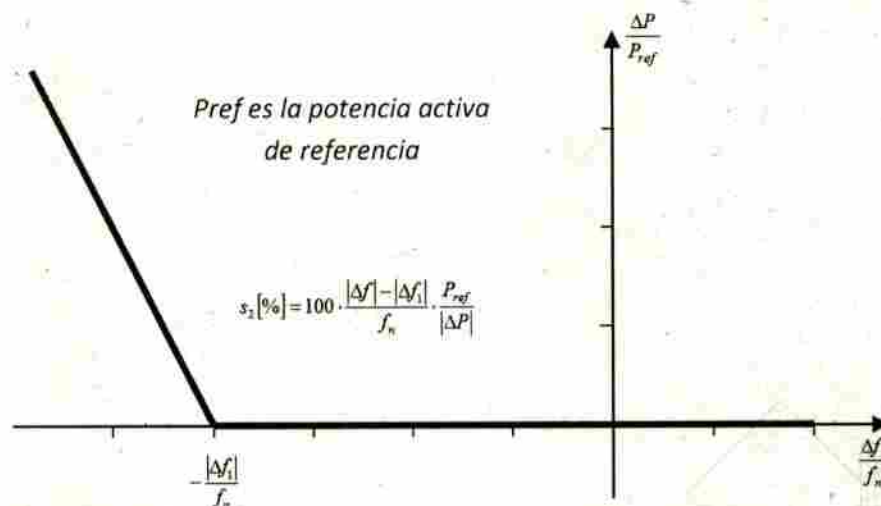


Figura 5: Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de las Unidades de Generación de electricidad en MRPFL-U. P_{ref} es la potencia activa de referencia. ΔP es la variación en la salida de potencia activa de la Unidad de Generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) en la red y Δf es la desviación de frecuencia en la red. En subfrecuencias donde Δf es inferior a Δf_1 , igual a 500 mHz, la Unidad de Generación de electricidad debe presentar una variación en la salida de potencia activa positiva de acuerdo con el estatismo S_2 en vigor.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

- d) Será aplicable lo siguiente cuando esté en funcionamiento el modo regulación potencia-frecuencia (MRPF):
- i) la Unidad de Generación deberá ser capaz de activar su respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia de acuerdo con la representación gráfica de la Figura 6 y con los parámetros de la Tabla 4, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:
- en caso de subfrecuencia, la respuesta en potencia activa estará limitada por la capacidad máxima de la Unidad de Generación.

Parámetros		Valores
Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima $\frac{ \Delta P }{P_{max}}$		5 %
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	$ \Delta f $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f }{f_n}$	0.02 %
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia		0 – 500 mHz
Estatismo s 1		4-12 %

Tabla 4: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia de las Unidades de Generación de electricidad en MRPF (explicación para la Figura 6).

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

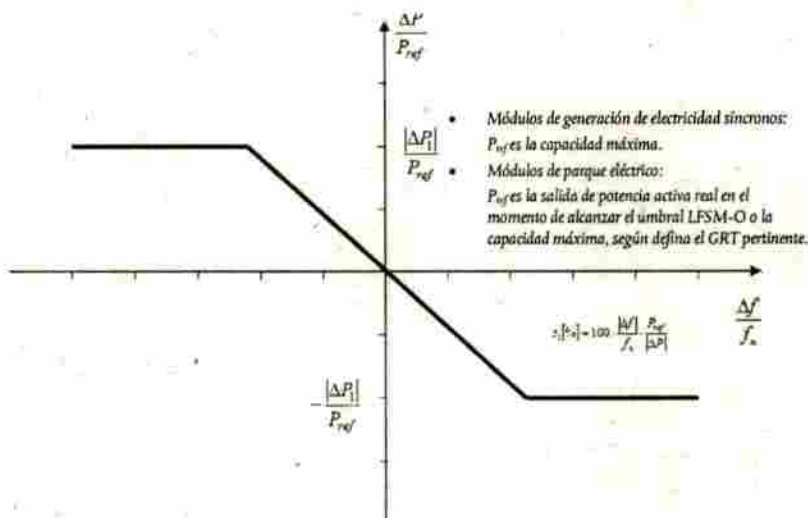


Figura 6: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de la frecuencia de las Unidades de Generación de electricidad en MRPF para ilustrar el caso de banda muerta e insensibilidad nulas. P_{ref} es la potencia activa de referencia con la que se relaciona ΔP . ΔP es la variación en la salida de potencia activa de la Unidad de Generación de electricidad. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y Δf es la desviación de la frecuencia de la red.

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

- ii) la banda muerta de la respuesta de frecuencia es ajustable en el rango de frecuencia de 0-500 mHz. El ajuste inicial será el menor técnicamente posible y no exceda ± 25 mHz.
- iii) el estatismo de frecuencia es ajustable, de acuerdo con el siguiente esquema según tecnología:

Unidades Térmicas	: entre 4% y 7%
Unidades a Vapor (*)	: entre 5% y 10%
Unidades Hidráulicas	: entre 6% y 12%
Unidades generadoras no convencionales (eólica o solar):	6%
(*) (no aplicable a unidades de vapor de ciclo combinado)	

- iv) en el caso de una variación brusca de frecuencia, la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de activar la respuesta hasta llegar al total de su potencia activa, en o por encima de la línea que se muestra en la Figura 7, de conformidad con los parámetros especificados en la Tabla 5.
- v) la activación inicial de la respuesta de la potencia activa no deberá retrasarse indebidamente.
Si el retraso en la activación inicial de la respuesta de la potencia activa con la variación de frecuencia es superior a dos segundos, se deberá

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

proporcionar pruebas técnicas que demuestren por qué se ha requerido un tiempo más largo.

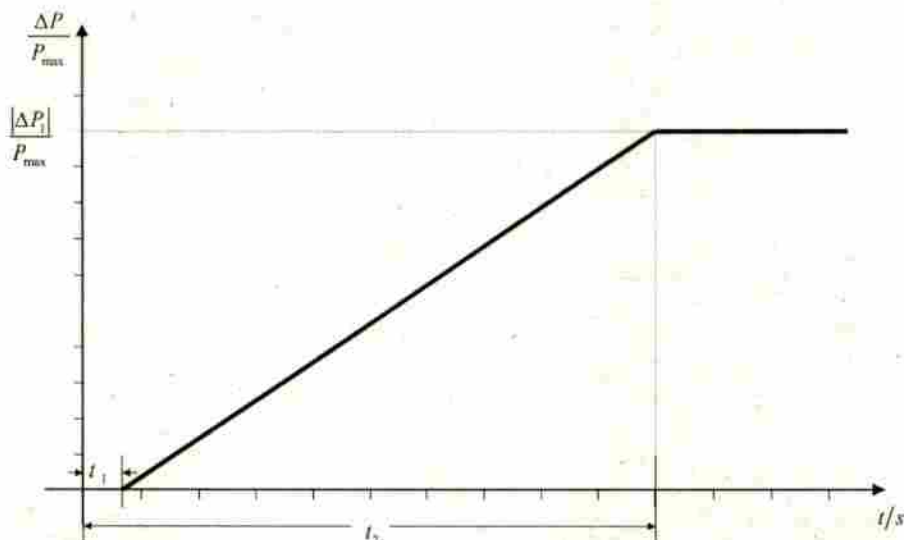


Figura 7: Capacidad de respuesta de la potencia activa ante variaciones de frecuencia. P_{max} es la capacidad máxima con la que se relaciona ΔP . ΔP es el cambio en la salida de potencia activa de la Unidad de Generación de electricidad. La Unidad de Generación de electricidad debe proporcionar una salida de potencia activa ΔP hasta el punto ΔP_1 de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2 , y los valores de ΔP_1 , t_1 y t_2 debe especificarlos el CNDC según la Tabla 5, t_1 es el retraso inicial, t_2 es el tiempo para la activación total.

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

- vi) la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de mantener activo el suministro completo de reservas de regulación potencia-frecuencia durante un período de al menos quince minutos.

Parámetros	Rangos o valores
Intervalo de potencia activa en relación con la capacidad máxima (intervalo de respuesta a la frecuencia) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	5 %
En el caso de las Unidades de Generación de electricidad con Inercia, la demora inicial máxima admisible t_1 .	2 segundos
Selección máxima admisible del tiempo de activación total t_2 , a menos que el CNDC permita tiempos de activación más largos por motivos de estabilidad del sistema	30 segundos (*)

Tabla 5: Parámetros de activación completa de la respuesta en potencia activa ante variaciones de frecuencia resultantes de un cambio brusco de frecuencia (explicación de la Figura 7).

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

(*) El generador podrá presentar tiempos mayores bajo una justificación de sus limitaciones y en función de la tecnología.

e) En cuanto al monitoreo en tiempo real del MRPF:

Para monitorear el funcionamiento de la respuesta frecuencia-potencia, la interfaz de comunicación deberá estar equipada para transferir en tiempo real y de forma segura desde la instalación de generación hasta el Centro de Despacho de Carga, a instancias del CNDC, las señales especificadas en Anexo 1 de la presente Norma Operativa.

f) En el caso de necesitar operar el sistema eléctrico con valores de frecuencias inferiores a 50 Hz, las Unidades de Generación deberán estar equipadas para trabajar de acuerdo a lo descrito en la Figura 8 siguiente. La reducción admisible de potencia activa tiene como límite inferior el 10% de su capacidad máxima (Pmax) para una frecuencia reducida en 1.5 Hz de su valor nominal, a partir de allí la potencia se mantiene constante.

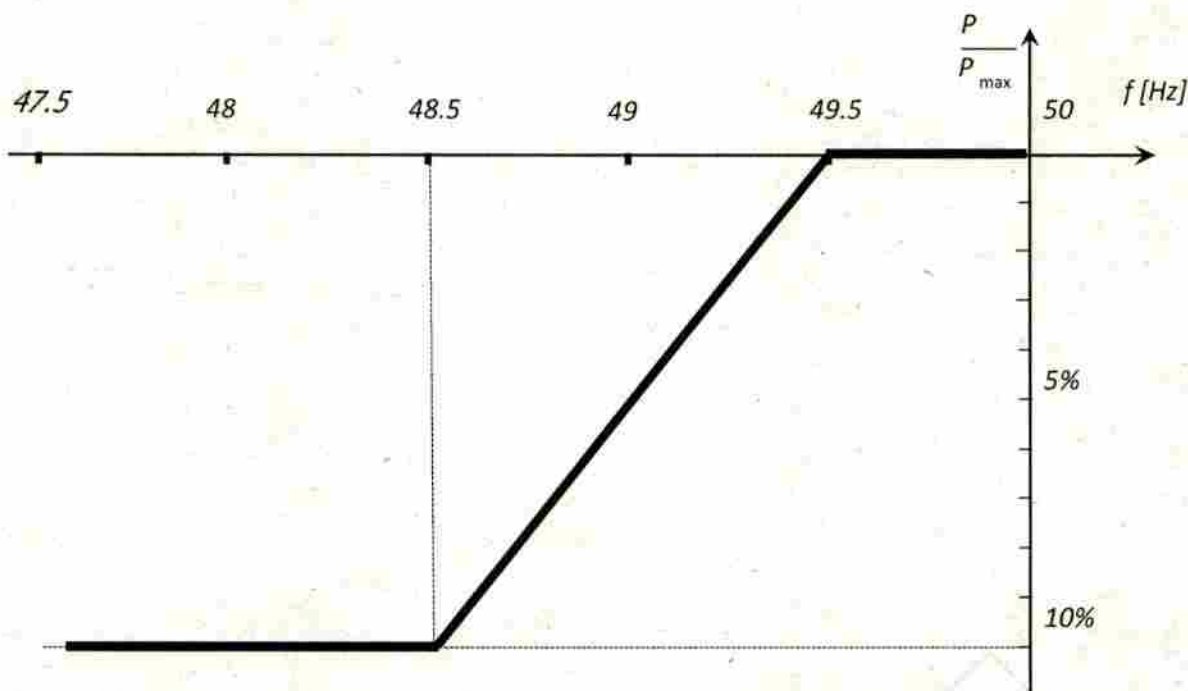


Figura 8: Reducción admisible de potencia máxima con caída de la frecuencia

2) En cuanto a los rangos de tensión:

a) Una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y funcionar dentro de los rangos de tensión y los periodos de tiempo especificados en la Tabla 6:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tensión nominal	Rango de tensión	Rango de tensión (p.u.)	Periodo de tiempo de funcionamiento
500 kV	425 kV – 450 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	450 kV – 525 kV	0.9 – 1.05	Ilimitado
	525 kV – 550 kV	1.05 – 1.1	30 minutos
230 kV	195.5 kV – 207 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	207 kV – 245 kV	0.9 – 1.065	Ilimitado
	245 kV – 253 kV	1.065 – 1.1	30 minutos
132 kV	112.2 kV – 118.8 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	118.8 kV – 145 kV	0.9 – 1.098	Ilimitado
	145 kV – 148 kV	1.098 – 1.12	30 minutos
115 kV	97.75 kV – 103.5 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	103.5 kV – 123 kV	0.9 – 1.07	Ilimitado
	123 kV – 126.5 kV	1.07 – 1.10	30 minutos
69 kV	58.65 kV – 62 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	62 kV – 72.5 kV	0.9 – 1.05	Ilimitado
	72.5 kV – 74 kV	1.05 – 1.07	30 minutos

Tabla 6: Períodos de tiempo mínimos durante los cuales la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor nominal en el punto de conexión, sin desconectarse de la red.

- 3) En cuanto al cambiador de tomas sin carga del transformador elevador, este debe contar con tres posiciones seleccionables (o más) cuando la Unidad de Generación se conecte en un nivel de tensión igual o superior a 115 kV, y cinco posiciones cuando la Unidad de Generación se conecte por debajo de 115 kV.
- 4) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con la robustez:
 - a) En caso de oscilaciones de potencia, las Unidades de Generación de electricidad deberán mantener la estabilidad en régimen permanente cuando operen en cualquier punto de funcionamiento del diagrama P-Q.
 - b) Las Unidades de Generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y operar sin reducción de potencia, siempre



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

que la tensión y la frecuencia permanezcan dentro de los límites especificados en la presente Norma Operativa.

c) Las Unidades de Generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectadas al sistema durante reconexiones automáticas monofásicas o trifásicas en líneas de la red.

d) En cuanto a la Capacidad para soportar huecos de tensión:

i) las Unidades de Generación deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y seguir funcionando de forma estable después de que el sistema eléctrico haya sufrido una perturbación o falla correctamente despejada. Dicha capacidad deberá ser coherente con el perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión definido en las figuras 9 y 10.

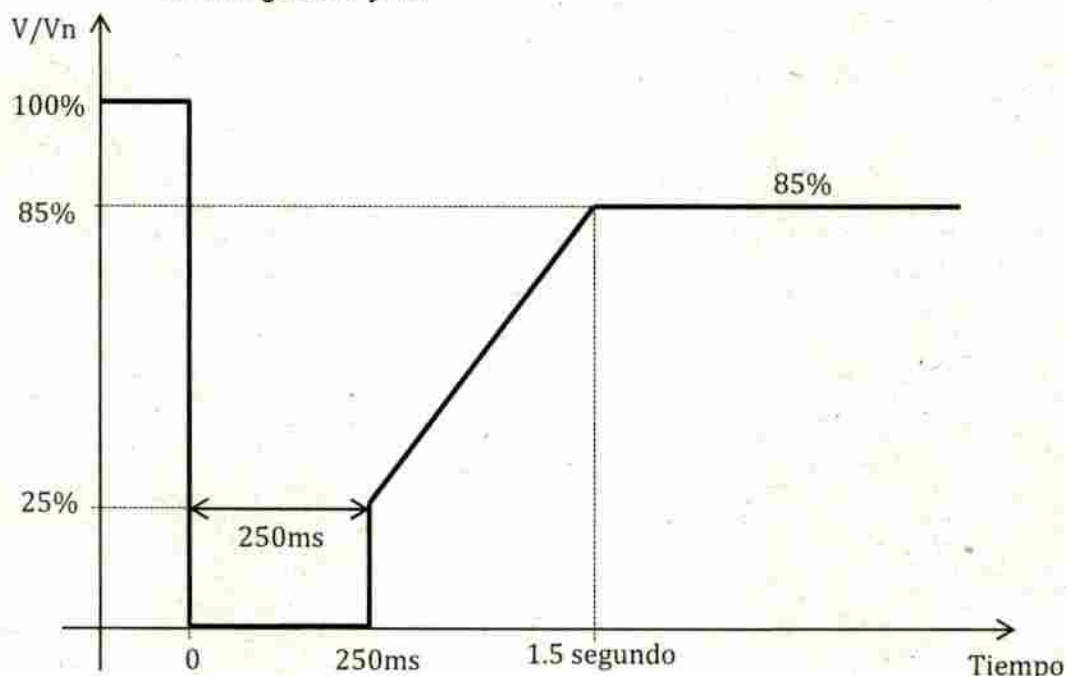


Figura 9: Perfil de la Capacidad para soportar huecos de tensión de una Unidad de Generación de electricidad síncrona de tipo C.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

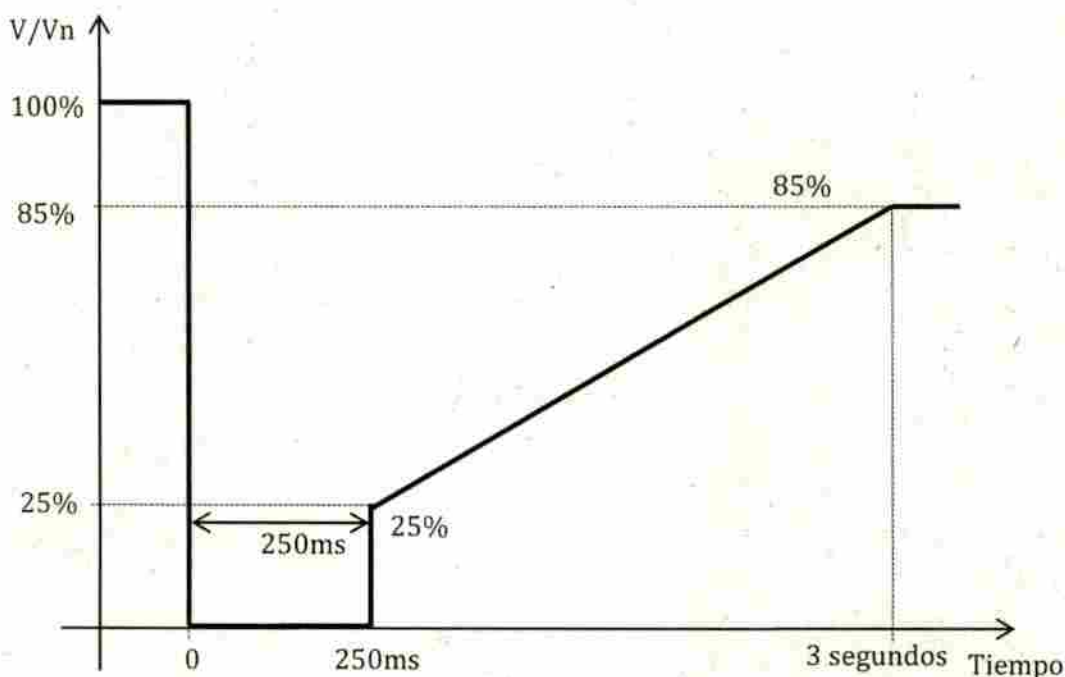


Figura 10: Perfil de la Capacidad para soportar huecos de tensión de un parque eléctrico de tipo C.

El perfil de tensión en función del tiempo describirá el límite inferior de la trayectoria real de las tensiones entre fases en el punto de conexión, durante una falla equilibrada.

- ii) el CNDC deberá especificar las condiciones previas y posteriores a las fallas para la Capacidad de soportar huecos de tensión.
- e) A solicitud de un Generador, el CNDC deberá proporcionar las condiciones previas y posteriores a las fallas a tener en cuenta para la capacidad de soportar huecos de tensión, en relación con:
 - i) la potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en el punto de conexión, expresada en MVA.
 - ii) el punto de funcionamiento previo a la falla de la Unidad de Generación, expresado en potencia activa y reactiva de salida en el punto de conexión.
 - iii) la potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en el punto de conexión, expresada en MVA.
- 5) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo C con potencias iguales o mayores a 10 MW deberán cumplir los siguientes requisitos en relación con el restablecimiento del servicio:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

a) En cuanto a la Capacidad de Arranque Autónomo o Negro:

- i) las centrales termoeléctricas deben contar con un sistema de arranque autónomo o negro. Para centrales con más de tres unidades, el sistema de arranque autónomo o negro debe permitir arrancar al menos dos turbinas a gas.
- ii) las Unidades de Generación de energía hidroeléctrica deberán contar con un sistema de arranque negro. Tanto esta como las turbinas de combustión deberán ser capaces, mientras estén paradas, de ponerse en marcha sin fuente de energía externa en menos de diez minutos.
- iii) la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de regular automáticamente los huecos de tensión provocados por las conexiones de demanda.
- iv) la Unidad de Generación de electricidad deberá:
 - ser capaz de regular las conexiones de carga en bloques de carga.
 - ser capaz de operar en MRPFL-O, MRPFL-U, Isla y otros modos disponibles de tipo Potencia-Frecuencia (MRPF).
 - controlar la frecuencia en caso de sobrefrecuencia y subfrecuencia dentro del rango completo de potencia activa de salida, entre el nivel mínimo de regulación y la capacidad máxima.
 - controlar automáticamente la tensión durante la fase de restablecimiento del servicio.

b) En cuanto a la capacidad de participar en el funcionamiento en isla:

- i) las Unidades de Generación de electricidad deberán ser capaces de participar en el funcionamiento en isla, si lo requiere el CNDC.
- ii) las Unidades de Generación de electricidad deberán poder funcionar en los modos MRPFL-O, MRPFL-U y MRPFL durante el funcionamiento en isla. Se aclara que estos modos de operación son excluyentes entre sí y el CNDC solicitará al agente el modo de operación requerido en caso de operar en isla.
- iii) el método para detectar un cambio entre el funcionamiento del sistema interconectado y el funcionamiento en isla deberá ser coordinado con el CNDC. El método de detección acordado no deberá basarse exclusivamente en las señalizaciones de posición de los interruptores del sistema de transmisión.

c) En cuanto a la capacidad de resincronización rápida:

- i) en caso de desconexión de la Unidad de Generación de la red, la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de resincronizarse rápidamente de acuerdo con la estrategia de protección informada al CNDC.
- ii) las Unidades de Generación de electricidad deberán ser capaces de mantener rotación en vacío tras cambiar a Operación sobre consumos propios, independientemente de si existe una conexión auxiliar a la red externa. El tiempo de funcionamiento mínimo es de dos horas.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

6) Las Unidades de Generación de electricidad de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos generales de gestión del sistema:

a) En cuanto a la pérdida de estabilidad angular o a la pérdida de control:

- i) las Unidades de Generación de electricidad deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red hasta una diferencia de cuatro vueltas de ángulo interno.
- ii) sin perjuicio del punto i) una Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de desconectarse automáticamente de la red para ayudar a mantener la seguridad del sistema o para evitar daños a la Unidad de Generación de electricidad.

b) En cuanto a la instrumentación:

- i) las Unidades de Generación de electricidad deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia, que permitan el registro de fallas. Este sistema deberá registrar al menos las tensiones entre neutro y fase, las corrientes en cada fase y la frecuencia y deberá cumplir las siguientes características:
 - (1) Arranque automático por frecuencia fuera del rango: 49.75 y 50.25 Hz.
 - (2) Registro mínimo de una muestra por ciclo.
 - (3) Almacenamiento de los eventos, 30 segundos Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.
 - (4) Facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.
 - (5) Sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo
- ii) las instalaciones de generación de electricidad deberán estar dotadas de equipos PMU que permitan el monitoreo dinámico del comportamiento del sistema.
- iii) el monitoreo dinámico de la calidad del suministro y del comportamiento del sistema, deberán disponer de medios para permitir al Generador y al CNDC acceder a la información. Los protocolos de comunicación de los datos registrados se deberán acordar entre el Generador y el CNDC.

c) En cuanto a los modelos de simulación:

- i) a solicitud del CNDC, el Generador deberá presentar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Unidad de Generación de electricidad para simulaciones en régimen permanente y dinámicas y de simulaciones de transitorios electromagnéticos, cuando corresponda.
- ii) los modelos proporcionados por el Generador deberán contener los siguientes submodelos, en función de la existencia de los componentes individuales:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- Generador y motor primario.
- Control de velocidad y potencia.
- Control de tensión, incluida, si corresponde, la función de estabilizador de sistemas de potencia (PSS) y el sistema de control de la excitación.
- Modelos de protección de Unidades de Generación de electricidad.
- Modelos de convertidor para unidades de parque eléctrico.

iii) la solicitud realizada por el CNDC deberá incluir:

- El formato en el que se deberán presentar los modelos.
- La presentación de documentación sobre los diagramas de estructura y los diagramas de bloques del modelo.

d) El CNDC deberá especificar los límites mínimo y máximo de las derivadas de la salida de potencia activa (rampas límite) de la unidad generadora, tanto en sentido creciente como decreciente, y teniendo en cuenta las características específicas de tecnología de la turbina.

e) La Unidad de Generación de electricidad deberá estar equipada con los dispositivos de sincronización necesarios.

f) La sincronización de las Unidades de Generación de electricidad deberá ser posible dentro de los rangos de frecuencias establecidos en la Tabla 1.

7) En cuanto al intercambio de información:

a) Una Unidad de Generación estará equipada para transferir en tiempo real y de forma segura al Centro de Despacho de Carga del SIN al menos las señales especificadas en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.

b) Una Unidad de Generación estará equipada para transferir en tiempo real y de forma segura las señales registradas por el equipo de PMU al sistema WAMS, si el CNDC incorpora dicho sistema en sus herramientas de monitoreo para la operación.

8) Las instalaciones de generación de electricidad de tipo C deben cumplir los siguientes requisitos de calidad de la electricidad:

Las perturbaciones causadas por una instalación de generación de electricidad conectadas a un nivel de tensión superior a 34.5 kV, medidas en el punto de conexión, deben cumplir con los límites establecidos a continuación:

a) **Parpadeo:** El nivel de emisión de parpadeo de corto plazo (Pst) y de parpadeo de largo plazo (Plt) de una instalación de generación de electricidad se calcula de acuerdo con las disposiciones de las Normas Internacionales IEC 61000-4-15 y IEC 61000-4-30, en el punto de conexión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- b) **Armónicos:** Los requisitos para los armónicos son los que figuran en la Norma IEEE-519 de 2014. Se expresan a través de un THD y un TDD en el punto común de conexión (PCC). Al punto común de conexión (PCC), la instalación de generación deberá limitar sus corrientes armónicas, según lo indicado en las Tablas 7, 8 o 9:

Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L					
$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Tabla 7: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal hasta 69kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L					
$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5

Tabla 8: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 69 kV hasta 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L					
$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5

Tabla 9: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

- c) **Variaciones de tensión:** La amplitud de cualquier variación de tensión no debe exceder lo establecido en la norma técnica IEC 61000-3-7, en el punto de conexión.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

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

4.6. Requisitos aplicables a las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo B

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo B deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales, en relación con la estabilidad de tensión:
- a) Con respecto a la capacidad de potencia reactiva, una Unidad de Generación de electricidad síncrona es capaz de suministrar / absorber potencia reactiva de acuerdo a su capacidad máxima dentro de los límites del diagrama rectangular V-Q / Pmax definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 10.

Q/Pmax	Tensión en el punto de conexión ≤ 34.5 kV Vn: tensión nominal
0.33 p.u.	0.9 Vn
0.33 p.u.	1.1 Vn
-0.33 p.u.	1.1 Vn
-0.33 p.u.	0.9 Vn

Tabla 10: Límites del diagrama V-Q / Pmax en el punto de conexión dentro del cual la Unidad de Generación síncrona debe poder suministrar / absorber potencia reactiva a su máxima potencia.

El requisito de capacidad de potencia reactiva se aplica al punto de conexión.

- b) En cuanto al sistema de control de tensión, una Unidad de Generación de electricidad síncrona deberá estar equipado con un sistema de control de excitación automático y permanente que pueda proporcionar una tensión constante a los terminales del generador a una consigna ajustable, sin que sea inestable en todo el rango de funcionamiento de la Unidad de Generación síncrona.
- 2) Las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo B con potencias mayores a 3 MW deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales:
- a) En relación con la estabilidad de la frecuencia, la Unidad de Generación deberá contar con un regulador de velocidad.
- b) En cuanto al registro de señales que permitan el registro de fallas, las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo B deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia. Este sistema deberá cumplir las siguientes características:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) arranque automático por frecuencia fuera del rango: 49.75 y 50.25 Hz.
- ii) registro mínimo de una muestra por ciclo.
- iii) almacenamiento de los eventos, 30 segundos Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.
- iv) facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.
- v) sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo.

4.7. Requisitos aplicables a las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo C

- 1) Las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales, en relación con la estabilidad de la tensión:

- a) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva a la capacidad máxima:

- i) una Unidad de Generación de electricidad síncrona es capaz de suministrar / absorber potencia reactiva a su potencia máxima dentro de los límites del diagrama rectangular V-Q / Pmax definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 11.

Q/Pmax	Tensión en el punto de conexión					
	Vn	69 kV	115 kV	132 kV	230 kV	500 kV
x1 = 0.41 p.u.	y1	62 kV	103.5 kV	118.8 kV	207 kV	450 kV
x2 = 0.41 p.u.	y2	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x3 = -0.33 p.u.	y3	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x4 = -0.33 p.u.	y4	62 kV	103.5 kV	118.8 kV	207 kV	450 kV

Tabla 11: límites de un perfil V-Q/Pmax en el punto de conexión según la tensión en el punto de conexión dentro de los cuales la Unidad de Generación de electricidad síncrona deberá ser capaz de suministrar / absorber potencia reactiva a su potencia máxima.

- ii) el requisito de capacidad de potencia reactiva se aplica al punto de conexión.
- iii) la Unidad de Generación síncrona deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su perfil V-Q/Pmax.

- b) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima ($P < P_{max}$), las Unidades de Generación de electricidad síncronas deberán ser capaces de operar en cada punto de funcionamiento posible del diagrama de capacidad P-Q, al menos hasta el Mínimo Técnico de funcionamiento estable. Incluso con una salida de potencia activa reducida, el suministro de potencia reactiva en el punto de conexión se deberá corresponder completamente con el diagrama de capacidad P-Q del generador.

- 2) En cuanto el sistema de control de la tensión:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

El acuerdo mencionado en el punto 1) y letra a) anterior, deberá abarcar a las especificaciones y la respuesta de un regulador automático de tensión (AVR) tanto en régimen permanente como en régimen transitorio, así como las especificaciones y la respuesta del sistema de excitación. Estas últimas deberán incluir:

- a) Un limitador de subexcitación para evitar que el AVR reduzca la excitación del generador a un nivel que pondría en riesgo la estabilidad síncrona.
 - b) Un limitador de sobreexcitación para garantizar que la Unidad de Generación síncrona funciona dentro de sus límites de diseño.
 - c) Un limitador de corriente del estator.
 - d) Una función de PSS para amortiguar las oscilaciones de potencia para Unidades de Generación de electricidad síncronas con potencias iguales o mayores a 10 MW.
- 3) Las Unidades de Generación de electricidad síncronas de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de la frecuencia:
- a) En cuanto a la capacidad de control y el rango de control de la potencia activa, el sistema de control de la Unidad de Generación de electricidad deberá ser capaz de ajustar en un plazo de quince minutos una consigna de potencia activa, conforme a las instrucciones proporcionadas por el CNDC.
 - b) En cuanto al control de frecuencia, la Unidad de Generación de electricidad síncrona deberá ofrecer funciones que cumplan las especificaciones del AGC, con el objetivo de restablecer la frecuencia del SIN a su valor nominal o de mantener los flujos de intercambio de potencia entre las áreas de control del sistema síncrono en sus valores programados.
 - i) la Unidad de Generación de electricidad síncrona deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento desde el Mínimo Técnico de funcionamiento estable (Pmin) hasta la capacidad máxima (Pmax).
 - ii) velocidad de toma de carga y descarga mayor a 20 MW/min.
 - iii) respuesta adecuada a los valores de consigna instruidos por el CNDC en las diferentes condiciones operativas (tiempos de respuesta menores a 4 segundos, que corresponde al ciclo de AGC).
 - iv) el intervalo de respuesta de la Unidad de Generación síncrona a la señal de AGC deberá ser al menos de 5% de Pmax.
- 4) Las unidades hidroeléctricas, con potencias iguales o mayores a 10 MW, deberán tener una Constante de Inercia (H) global igual o superior a 2 MW - seg./MVA.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

4.8. Requisitos aplicables a las unidades de parque eléctrico de tipo B

Las unidades de parque eléctrico de tipo B deberán cumplir el siguiente requisito adicional a los especificados en los requisitos generales de Unidades de Generación tipo B.

Con respecto a la capacidad de potencia reactiva, el parque eléctrico debe ser capaz de suministrar / absorber potencia reactiva a su potencia máxima dentro de los límites del diagrama rectangular P-Q / Pmax definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 12.

Q/Pmax	P/Pmax en punto de conexión
0.33 p.u.	y1 = 1.0 p.u.
0.33 p.u.	y2 = 0.1 p.u.
-0.33 p.u.	y3 = 0.1 p.u.
-0.33 p.u.	y4 = 1.0 p.u.

Tabla 12: Límites de un perfil P-Q/Pmax según la potencia activa dentro de los cuales el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar / absorber la potencia reactiva cuando la tensión en el punto de conexión es igual a la tensión nominal.

El requisito de capacidad de potencia reactiva se aplica al punto de conexión.

4.9. Requisitos aplicables a las unidades de parque eléctrico de tipo C

Las unidades de parque eléctrico de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales a los especificados en los requisitos generales de Unidades de Generación tipo C:

- 1) El CNDC podrá exigir a una unidad de parque eléctrico tipo C la Emulación de Inercia en caso de variaciones de frecuencia muy rápidas. Si se solicita, se deberá especificar el principio de funcionamiento de los sistemas de control instalados para emular Inercia, y los parámetros de rendimiento asociados.
- 2) Las unidades de parque eléctrico de tipo C deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales en relación con la estabilidad de tensión:
 - a) En cuanto a la contribución de potencia reactiva a su capacidad máxima:
 - i) una unidad de parque eléctrico es capaz de suministrar / absorber la potencia reactiva a su máxima capacidad dentro del diagrama rectangular U-Q / Pmax definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la Tabla 13:



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

Q/Pmax	Tensión en el punto de conexión					
	Vn	69 kV	115 kV	132 kV	230 kV	500 kV
x1 = 0.41 p.u.	y1	62 kV	103.5 kV	118.8 kV	207 kV	450 kV
x2 = 0.41 p.u.	y2	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x3 = -0.33 p.u.	y3	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x4 = -0.33 p.u.	y4	62 kV	103.5 kV	118.8 kV	207 kV	450 kV

Tabla 13: Límites de un perfil V-Q/Pmax en el punto de conexión dentro de los cuales el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar / absorber la potencia reactiva.

- ii) El requisito de capacidad de potencia reactiva se aplica al punto de conexión.
- b) En cuanto a la capacidad de potencia reactiva por debajo de la capacidad máxima:
 - i) al funcionar con una salida de potencia activa inferior a la capacidad máxima ($P < P_{max}$), el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama P-Q/Pmax si todas las unidades del parque eléctrico que generan energía están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería; de lo contrario, podrá haber una menor capacidad de potencia reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas.
 - ii) el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar / absorber potencia reactiva si todos los generadores de energía de este grupo de generadores están técnicamente disponibles, dentro de los límites del diagrama rectangular P-Q / Pmax definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la Tabla 14.

Q/Pmax	P/Pmax en punto de conexión
x1 = 0.41 p.u.	y1 = 1.0 p.u.
x2 = 0.41 p.u.	y2 = 0.1 p.u.
x3 = -0.33 p.u.	y3 = 0.1 p.u.
x4 = -0.33 p.u.	y4 = 1.0 p.u.

Tabla 14: Límites de un perfil P-Q/Pmax en el punto de conexión dentro de los cuales el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar / absorber la potencia reactiva cuando la tensión en el punto de conexión es igual al voltaje nominal.

- iii) el requisito de capacidad de suministro / absorción de potencia reactiva se aplicará al punto de conexión.
- c) En cuanto a los modos de control de la potencia reactiva:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- i) el parque eléctrico deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente mediante un modo de control de tensión, un modo de control de la potencia reactiva o un modo de control del factor de potencia;
 - ii) el parque eléctrico deberá contribuir al control de tensión en el punto de conexión mediante el intercambio de potencia reactiva con la red con una tensión de consigna que abarque entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u. en pasos no superiores a 0.01 p.u., con una pendiente dentro de un rango de al menos entre el 2% y el 7 % en pasos no superiores al 0.5 %. La salida de potencia reactiva deberá ser cero cuando el valor de tensión en la red en el punto de conexión sea igual a la consigna de tensión.
 - iii) en caso de escalón de ± 2 % de la consigna de tensión, el parque eléctrico deberá ser capaz de realizar 90 % de la variación de potencia reactiva en un plazo menor de cinco segundos, y de estabilizar la tensión al nuevo valor de consigna en un tiempo menor de diez segundos, con una tolerancia de 5% del valor del escalón.
 - iv) a efectos del modo de control de la potencia reactiva, el parque eléctrico deberá ser capaz de establecer la consigna de potencia reactiva en cualquier parte del rango de potencia reactiva, con pasos de ajuste no superiores a 5 MVAR o al 5 % (lo que sea inferior) de la potencia reactiva total.
 - v) a efectos del modo de control del factor de potencia, el parque eléctrico deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en el punto de conexión dentro del rango de potencia reactiva requerido, con un factor de potencia objetivo en pasos no superiores a 0.01. El CNDC deberá especificar el valor de la consigna de factor de potencia, su tolerancia y el período de tiempo para alcanzar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino de la salida de potencia activa.
- d) En cuanto a la prioridad de aporte de potencia activa o reactiva, el CNDC puede especificar si, durante las fallas para las que se requiera capacidad de respuesta, tendrá prioridad el aporte de potencia activa o de potencia reactiva.
- e) En cuanto al control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, si lo especifica el CNDC, el parque eléctrico deberá ser capaz de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Las características de control de tensión y la potencia reactiva de las unidades de parque eléctrico no deberán tener efectos adversos sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

5. TRANSMISORES

5.1. Alcance

Las instalaciones de transmisión incluyen:



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

- Líneas de transmisión en CA.
- Transformadores y reactores.
- Sistemas HVDC.
- Compensadores Estáticos de VAR.
- Sistemas de Baterías (BESS).

5.2. Equipo de medición

La instalación de equipos de Medición Comercial deberá cumplir las especificaciones señaladas en la Norma Operativa N° 8, cuando corresponda.

5.3. Requisitos Generales de las instalaciones de transmisión

5.3.1. Estabilidad de frecuencia

- Una instalación de transmisión deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir trabajando en los rangos de frecuencia y períodos de tiempo especificados en la Tabla 15.

Gama de frecuencias (Hz)	Período de tiempo de funcionamiento
47 Hz – 47.5 Hz	1 minuto
47.5 Hz – 49 Hz	60 minutos
49 Hz – 51 Hz	Ilimitado
51 Hz – 52Hz	60 minutos

Tabla 15: Períodos de tiempo mínimos durante los cuales una instalación de transmisión debe ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, sin desconectarse de la red

- Una instalación de transmisión deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir trabajando si la frecuencia de esta varía con una velocidad comprendida entre -2.5 y $+2.5$ Hz/s.

5.3.2. Rangos de tensión

Las instalaciones de transmisión deberán ser capaces de seguir conectadas a la red y de funcionar en los rangos de tensión especificados en la Tabla 16 para el punto de conexión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Tensión nominal	Rango de tensión	Rango de tensión (p.u.)	Período de tiempo de funcionamiento
500 kV	425 kV – 525 kV	0.85 – 1.05	Ilimitado
	525 kV – 550 kV	1.05 – 1.1	60 minutos
230 kV	195.5 kV – 245 kV	0.85 – 1.065	Ilimitado
	245 kV – 253 kV	1.065 – 1.1	60 minutos
132 kV	112.2 kV – 145 kV	0.85 – 1.098	Ilimitado
	145 kV – 148kV	1.098 – 1.12	60 minutos
115 kV	97.75 kV – 123 kV	0.85 – 1.07	Ilimitado
	123 kV – 126.5 kV	1.07 – 1.10	60 minutos
69 kV	58.65 kV – 72.5 kV	0.85 – 1.05	Ilimitado
	72.5 kV – 74 kV	1.05 – 1.07	60 minutos

Tabla 16: Períodos de tiempo mínimos durante los cuales una instalación de transmisión sea capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor nominal en el punto de conexión sin desconectarse de la red.

5.3.3. Requisitos de cortocircuito

- Según la capacidad nominal de resistencia a cortocircuitos de los elementos de la red de Alta Tensión, el CNDC deberá especificar las corrientes mínima y máxima de cortocircuito en el punto de conexión que la instalación de transmisión deberá ser capaz de resistir.
- La instalación de transmisión deberá ser capaz de funcionar dentro del rango de corriente de cortocircuito y de las características de red especificadas por el CNDC según lo dispuesto en el punto anterior.

5.3.4. Requisitos de protección

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

5.3.5. Intercambio de información

- Cada unidad convertidora de HVDC estará equipada con un controlador automático capaz de enviar al CNDC las señales según lo especificado en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- 2) Cada sistema de baterías estará equipado con un controlador automático capaz de enviar al CNDC los tipos de señales especificados en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.
- 3) Cada compensador estático de VAR estará equipado con un controlador automático capaz de enviar al CNDC los tipos de señales especificados en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.
- 4) Las otras instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.

5.3.6. Requisito de calidad de la electricidad

Las instalaciones de transmisión garantizarán que su conexión a la red no genere un nivel determinado de distorsión o fluctuación de la tensión de suministro de la red, en el punto de conexión.

La incorporación de nuevas tecnologías de transmisión no deberá ocasionar el incremento del nivel de distorsión en parpadeo y contenido de armónico, conforme se ha establecido en las Normas Internacionales.

- a) **Parpadeo:** El nivel de emisión de parpadeo de corto plazo (Pst) y de parpadeo de largo plazo (Plt) se calcula de acuerdo con las disposiciones de las Norma Internacionales IEC 61000-4-15 y IEC 61000-4-30, en el punto de conexión.
- b) **Armónicos:** Los requisitos para los armónicos son los que figuran en la norma IEEE-519 de 2014. Se expresan a través de un THD y un TDD, este último calculado en función de la corriente máxima de cortocircuito (Isc) en el punto común de conexión (PCC). Al punto común de conexión (PCC), la instalación de transmisión deberá limitar sus corrientes armónicas, según lo indicado en las Tablas 17, 18 o 19:

<i>Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L</i>						
Isc / I _L	3 ≤ h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h < 50	TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20 < 50	7.0	3.5	2.50	1.0	0.5	8.0
50 < 100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100 < 1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 17: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal de 120 V hasta 69 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

<i>Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L</i>						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20 < 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50 < 100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100 < 1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tabla 18: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 69 kV hasta 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

<i>Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L</i>						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 19: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

5.4. Requisitos aplicables a Sistemas HVDC

Los Sistemas HVDC deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales:

5.4.1. Control de la potencia activa, intervalo de control y tasa de incremento

- 1) En lo que respecta a la capacidad de control de la potencia activa transportada:
 - a) Un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa transportada hasta su capacidad máxima de transporte de potencia activa en cada dirección.

El CNDC:

- i) podrá especificar el tamaño del escalón de potencia máximo y mínimo para el ajuste de la potencia activa transportada.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- ii) podrá especificar una capacidad mínima para transporte de potencia activa en cada dirección.
 - b) El CNDC especificará la forma en que un sistema HVDC deberá ser capaz de modificar la potencia activa inyectada en caso de perturbaciones en una o más de las redes de CA a las que esté conectado.
 - c) El CNDC podrá especificar que un sistema HVDC sea capaz de una inversión rápida de la potencia activa. Deberá ser posible la inversión de potencia desde la capacidad máxima de transporte de potencia activa en una dirección hasta la capacidad máxima en la otra dirección, de forma tan rápida como sea factible técnicamente.
 - d) Para las redes de HVDC que conecten varias áreas síncronas, el sistema HVDC deberá estar equipado con funciones de control que permitan modificar la potencia activa transportada.
- 2) Un sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la tasa de incremento de las variaciones de la potencia activa dentro de su capacidad técnica.
 - 3) Si el CNDC lo especifica en coordinación con los operadores de sistema adyacentes, las funciones de control de un sistema HVDC deberán ser capaces de adoptar automáticamente acciones correctivas, incluyendo, entre otras, la interrupción del incremento y el bloqueo de MRPF, MRPF-L, MRPF-U y control de frecuencia. Los criterios de activación y bloqueo serán especificados por el CNDC en coordinación con los operadores de sistema adyacentes, y deberán ser notificados a la autoridad de regulación.

5.4.2. Emulación de inercia

- 1) Si así lo especificara el CNDC, un sistema HVDC deberá ser capaz de emular inercia en respuesta a las variaciones de frecuencia, activada en regímenes de alta y/o baja frecuencia mediante el ajuste rápido de la potencia activa inyectada o absorbida desde la red. El requisito tendrá en cuenta al menos los resultados de los estudios realizados por el CNDC para identificar si fuera necesario fijar una inercia mínima.
- 2) El principio de este sistema de control y los parámetros de prestaciones asociados serán coordinados con el CNDC.

5.4.3. Requisitos relativos al modo de regulación potencia-frecuencia, al modo de regulación potencia-frecuencia limitada sobrefrecuencia y al modo de regulación potencia-frecuencia limitada subfrecuencia

- 1) En relación con el modo regulación potencia-frecuencia (MRPF), los sistemas HVDC deberán cumplir los siguientes requisitos:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) El sistema HVDC deberá ser capaz de responder a los desvíos de frecuencia en cada red de CA conectada ajustando el transporte de potencia activa como se indica en la Figura 11 y de acuerdo con los parámetros especificados por el CNDC dentro de los márgenes indicados en la Tabla 20.
- b) El ajuste de la respuesta de la potencia activa a la frecuencia estará limitado por la capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC y la capacidad máxima de transporte de potencia activa del sistema HVDC (en cada dirección).

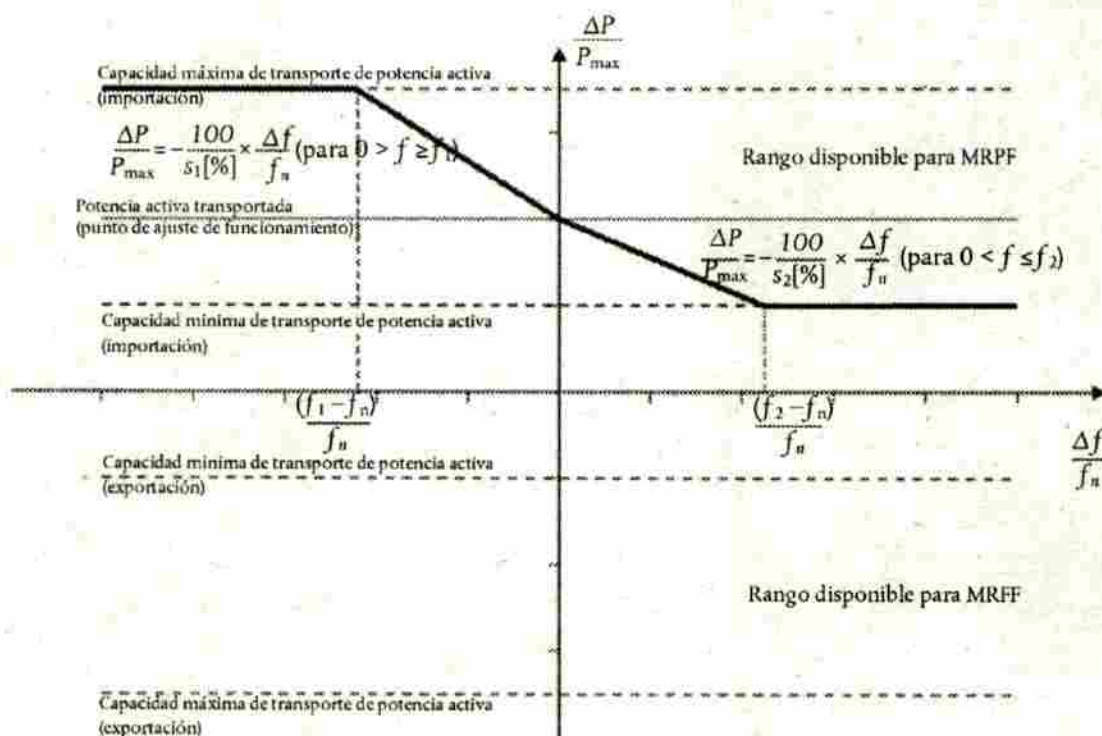


Figura 11: Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de un sistema HVDC en MRPF para ilustrar el caso de banda muerta cero y cero insensibilidad, con un punto de ajuste de potencia activa positivo (modo importación). ΔP es la variación de la salida de potencia activa del sistema HVDC. f_n es la frecuencia objetivo en la red de CA donde se presta servicio de MRPF y Δf es la desviación de frecuencia en la red de CA donde se presta servicio de MRPF.

Fuente: Red Eléctrica de España “Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447”, junio 2017.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Parámetros	Rangos
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia	0 — ±500 mHz
Estatismo s_1 (regulación creciente)	0,1 % como mínimo
Estatismo s_2 (regulación decreciente)	0,1 % como mínimo
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	Máximo 30 mHz

Tabla 20: Parámetros para la respuesta de la potencia activa en MRPF

- c) El sistema HVDC deberá ser capaz, de acuerdo con una instrucción del CNDC, de ajustar los estatismos a la regulación creciente y decreciente, la banda muerta de respuesta a la frecuencia y el rango operacional de variación dentro del margen de potencia activa disponible en MRPF.
- d) A raíz de un salto de frecuencia, el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia activa en respuesta a la frecuencia definida en la Figura 11, de forma que la respuesta sea:
- tan rápida como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico; y esté en la línea continua o por encima de ella según se muestra en la Figura 12, de acuerdo con los parámetros indicados en la Tabla 21.
 - el sistema HVDC deberá ser capaz de aumentar la potencia activa ΔP hasta el límite del rango de potencias activas requerido por el CNDC, de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2 correspondientes a los rangos de la Tabla 21, donde t_1 es el retraso inicial y t_2 el tiempo para la activación plena.

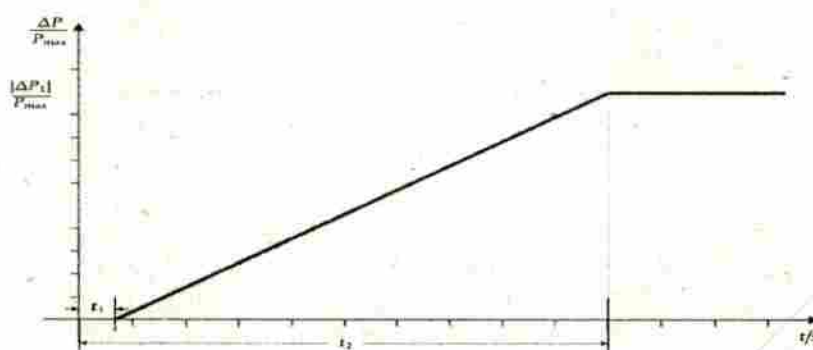


Figura 12: Capacidad de respuesta de la potencia activa de un sistema HVDC. ΔP es la variación de la potencia activa desencadenada por el salto de frecuencia.

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447", junio 2017.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

Parámetros	Tiempo
Retraso inicial máximo admisible t1	0.5 segundos
Tiempo máximo admisible para activación plena t2	30 segundos

Tabla 21: Parámetros para la activación plena de la respuesta de la potencia activa resultante de saltos de frecuencia.

- e) Para sistemas HVDC que conecten varias áreas de control o áreas síncronas, en modo de regulación potencia-frecuencia el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de potencia activa en todo momento y para un periodo de tiempo continuo.
 - f) En tanto persista una desviación de frecuencia el control de la potencia activa no presentará un impacto adverso en la frecuencia.
- 2) Se aplicará lo siguiente en relación con el modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):
- a) El sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de potencia activa a la frecuencia de la red o redes de CA, tanto durante la importación como durante la exportación, de conformidad con la Figura 13, a partir del umbral de frecuencia de 50.5 Hz, con un estatismo S3 ajustable de 0.1 % hacia arriba.
 - b) El sistema HVDC deberá ser capaz de reducir la potencia activa hasta su capacidad mínima de transporte de potencia activa.
 - c) El sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de la potencia activa con tanta rapidez como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico, con un retraso inicial y un tiempo para activación plena determinado por el CNDC.
 - d) El sistema HVDC deberá ser capaz de un funcionamiento estable durante el funcionamiento en MRPFL-O.

//...



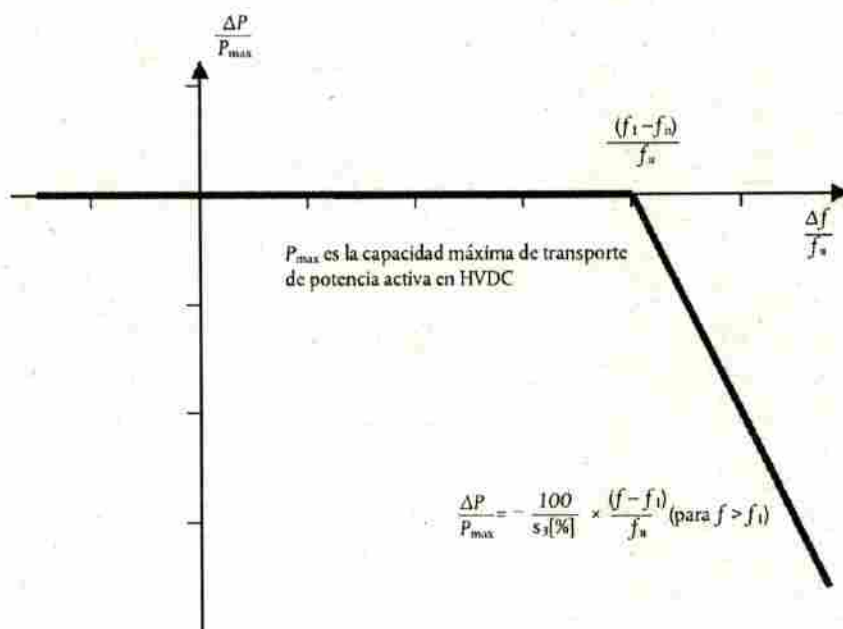


Figura 13: Capacidad de respuesta de la potencia activa en MRPFL-O. ΔP es la variación de potencia activa del sistema HVDC, dependiendo del estado de funcionamiento, o bien un descenso de potencia importada, o bien un aumento de potencia exportada; f_n es la frecuencia nominal de la red o redes de CA a las que esté conectado el sistema HVDC y Δf es la variación de frecuencia en la red o redes de CA a las que esté conectado el sistema HVDC. A sobrefrecuencias en las que f esté por encima de f_1 igual a 50.5 Hz, el sistema HVDC reducirá la potencia activa de acuerdo con el estatismo fijado s_3 .

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447", junio 2017.

- 3) Se aplicará lo siguiente en relación con el modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):
 - a) El sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la respuesta de potencia activa a la frecuencia de la red o redes de CA, tanto durante la importación como durante la exportación, de conformidad con la figura 14, a partir del umbral de frecuencia de 49.5 Hz, con un estatismo S_4 ajustable de 0.1 % hacia arriba.
 - b) En MRPFL-U, el sistema HVDC deberá ser capaz de ajustar la potencia hasta la capacidad máxima de transporte de potencia activa.
 - c) La respuesta de la potencia activa se activará con tanta rapidez como sea intrínsecamente viable desde el punto de vista técnico, con un retraso inicial y un tiempo para activación plena determinado por el CNDC.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- d) El sistema HVDC deberá ser capaz de un funcionamiento estable durante el funcionamiento en MRPFL-U.

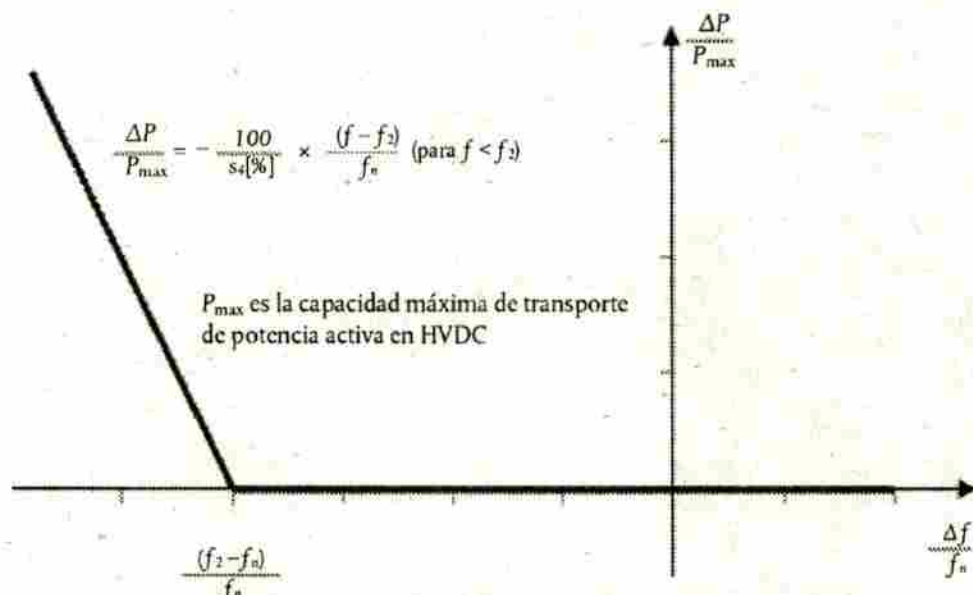


Figura 14: Capacidad de respuesta de la potencia activa en MRPFL-U. ΔP es la variación de potencia activa del sistema HVDC, dependiendo de la condición de funcionamiento, una disminución de la potencia importada o un aumento de la potencia exportada. f_n es la frecuencia nominal de la red o redes de CA a las que está conectado el sistema HVDC y Δf es la variación de frecuencia en la red o redes de CA a las que está conectado el sistema HVDC. A subfrecuencias en las que f sea inferior a f_2 igual a 49.5 Hz, el sistema HVDC tiene que aumentar la potencia activa de acuerdo con el estadístico s_4 .

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447", junio 2017.

5.4.4. Control de frecuencia

- 1) Si así lo especificara el CNDC, un sistema HVDC estará equipada con un modo de control independiente para modular la salida de potencia activa de la estación convertidora de HVDC dependiendo de las frecuencias en todos los puntos de conexión a fin de mantener frecuencias estables de la red.
- 2) El CNDC especificará el principio de funcionamiento, los parámetros de prestaciones asociados y los criterios de activación del control de frecuencia mencionados en el punto anterior.

5.4.5. Pérdida máxima de potencia activa

- 1) Un sistema HVDC estará configurado de forma que su pérdida de inyección de potencia activa esté limitada a un valor especificado por el CNDC para su



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

correspondiente área de control frecuencia - potencia (LFC), basándose en su impacto sobre la red.

- 2) Cuando un sistema HVDC se conecte a dos o más áreas de control, el CNDC y los operadores de sistema adyacentes coordinarán para fijar un valor de la pérdida máxima de inyección de potencia activa, teniendo en cuenta los fallos de modo común.

5.4.6. Rangos de tensión

- 1) Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y de funcionar con la corriente máxima dentro de los rangos de tensión de la red en el punto de conexión.
- 2) Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de realizar una desconexión automática con las tensiones en el punto de conexión especificadas por el CNDC. Los términos y ajustes para la desconexión automática serán acordados con el CNDC.

5.4.7. Contribución al cortocircuito durante una falla

- 1) Si lo hubiera especificado el CNDC, un sistema HVDC tendrá la capacidad para inyección rápida de corriente de falla al punto de conexión en caso de fallas (trifásicas) equilibradas.
- 2) Cuando se requiera que un sistema HVDC tenga la capacidad de inyección rápida de corriente de falla, el CNDC especificará lo siguiente:
 - a) Las características de la corriente de falla rápida.
 - b) La sincronización y precisión de la corriente de falla rápida, que puede incluir varias etapas.
- 3) El CNDC podrá especificar requisitos para la inyección de corriente asimétrica en caso de fallas desequilibradas (monofásicas o bifásicas).

5.4.8. Capacidad de potencia reactiva

- 1) El CNDC especificará los requisitos de capacidad de potencia reactiva en los puntos de conexión, según la tensión variable. La propuesta para dichos requisitos incluirá un perfil U-Q/Pmax dentro de los límites en los que la estación convertidora de HVDC sea capaz de suministrar potencia reactiva a su máxima capacidad de transporte de potencia activa.
- 2) El perfil U-Q/Pmax será definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 22:

//...

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Q/Pmax	Tensión en el punto de conexión					
	Vn	69 kV	115 kV	132 kV	230 kV	500 kV
x1 = 0.41 p.u.	y1	58.7 kV	97.8 kV	112.2 kV	195.5 kV	425 kV
x2 = 0.41 p.u.	y2	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x3 = -0.33 p.u.	y3	72.5 kV	123 kV	145 kV	245 kV	525 kV
x4 = -0.33 p.u.	y4	58.7kV	97.8 kV	112.2 kV	195.5 kV	425 kV

Tabla 22: Límites de un perfil V-Q/Pmax en el punto de conexión dentro de los cuales la instalación HVDC deberá ser capaz de suministrar / absorber la potencia reactiva.

- Un sistema HVDC deberá ser capaz de pasar a cualquier punto de funcionamiento dentro de su perfil U-Q/Pmax en los intervalos de tiempo especificados por el CNDC.

5.4.9. Potencia reactiva intercambiada con la red

- La potencia reactiva intercambiada del sistema HVDC con la red en el punto de conexión debe estar limitada a los valores especificados por el CNDC.
- La variación de potencia reactiva producida por el funcionamiento en modo de control de la potencia reactiva de la estación convertidora de HVDC, no se traducirá en un salto de tensión que supere el valor permitido en el punto de conexión.

5.4.10. Modo de control de potencia reactiva

- Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de trabajar en uno o más de los tres modos de control siguientes, según lo especificado por el CNDC:
 - Modo de control de tensión.
 - Modo de control de potencia reactiva.
 - Modo de control del factor de potencia.
- Una estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de trabajar en otros modos de control especificados por el CNDC, en función de la necesidad del sistema.
- A los fines del modo de control de tensión, todas las estaciones convertidoras de HVDC deberán ser capaces de colaborar en el control de tensión en el punto de conexión empleando sus capacidades, de acuerdo con las características de control siguientes:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) El CNDC especificará una tensión de ajuste en el punto de conexión para que cubra un determinado intervalo de funcionamiento, bien de forma continua o bien de forma escalonada.
- b) El control de tensión podrá aplicarse con una banda muerta alrededor del punto de ajuste seleccionable en un rango desde cero a $\pm 5\%$ de la tensión nominal (V_n). La banda muerta se podrá ajustar en escalones, de acuerdo con lo especificado por el CNDC.
- c) Tras una variación escalonada de la tensión, la estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de:
 - i) conseguir el 90 % de la variación en la salida de potencia reactiva dentro de un intervalo de tiempo t_1 especificado por el CNDC. El tiempo t_1 estará en el rango 0.1-10 segundos, y
 - ii) estabilizarse en el valor especificado por la pendiente de trabajo dentro de un intervalo de tiempo t_2 especificado por el CNDC. El tiempo t_2 estará en el rango 1-60 segundos, con una tolerancia de régimen permanente especificada, indicada en porcentaje de la potencia reactiva máxima.
- 4) En lo que respecta al modo de control de la potencia reactiva, el CNDC especificará un margen de potencia reactiva en MVAR o en % de la potencia reactiva máxima, empleando las capacidades del sistema HVDC.
- 5) A efectos del modo de control del factor de potencia, la estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de controlar el factor de potencia en función de un valor objetivo en el punto de conexión.

5.4.11. Prioridad a la aportación de potencia activa o reactiva

Teniendo en cuenta las capacidades del sistema HVDC especificadas de conformidad con la presente Norma Operativa, el CNDC determinará si tendrá prioridad la aportación de potencia activa o la de reactiva durante el funcionamiento a baja o alta tensión y durante las fallas para las que se requiera capacidad de soportar huecos de tensión.

5.4.12. Capacidad de soportar huecos de tensión

- 1) La estación convertidora de HVDC deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir funcionando de forma estable cuando la trayectoria real de las tensiones entre fases en el punto de conexión durante una falta simétrica, permanezca por encima del límite inferior definido en la Figura 15, con los valores de los parámetros en la Tabla 22, a menos que el esquema de protección para fallas internas requiera la desconexión de la red de la estación convertidora. Los esquemas de protección eléctrica y sus ajustes para fallas eléctricas internas serán diseñados de forma que no se comprometa la capacidad de soportar huecos de tensión.



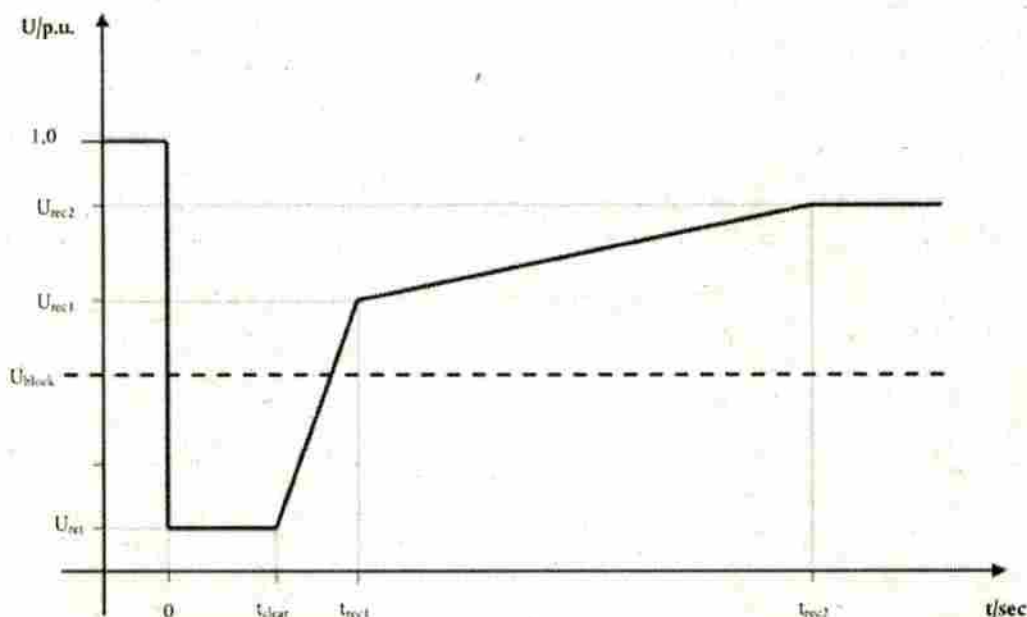


Figura 15: Perfil de la capacidad de soportar huecos de tensión de una estación convertidora de HVDC. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión, expresado como la relación entre su valor real y su valor nominal 1 p.u. antes, durante y después de una falla. U_{ret} es la tensión residual en el punto de conexión durante una falla, t_{clear} es el instante de despeje de la falla, U_{rec1} y t_{rec1} especifican un punto con límites inferiores de recuperación de la tensión tras el despeje de una falla. U_{block} es la tensión de bloqueo en el punto de conexión. Los valores de tiempo indicados se miden en relación con t_{fault} .

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/1447", junio 2017.

Parámetros de tensión [p.u.]		Parámetros de tiempo [segundos]	
U_{RET}	0.00	t_{CLEAR}	0.25
U_{REC1}	0.425	t_{REC1}	1.625
U_{REC2}	0.85	t_{REC2}	3.0

Tabla 23: Parámetros de la Figura 15 para la capacidad de soportar huecos de tensión de las estaciones convertidoras de HVDC.

- 2) En caso de que el Proyecto lo requiera, el CNDC proporcionará las condiciones previas y posteriores a la falla, en lo que respecta a:
 - a) La potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en cada punto de conexión, expresada en MVA.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- b) El punto de funcionamiento previo a la falla de la estación convertidora de HVDC expresado en potencia activa y potencia reactiva en el punto de conexión.
 - c) La potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en cada punto de conexión expresada en MVA.
- 3) El CNDC podrá especificar tensiones (Ublock) en los puntos de conexión en condiciones de red específicas en las cuales se permita bloquear el sistema HVDC. El bloqueo significa permanecer conectado a la red sin aportación de potencia activa y reactiva durante un intervalo de tiempo tan corto como sea técnicamente factible y que será acordado entre el CNDC y el propietario del sistema HVDC.
- 4) El CNDC especificará las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de fallas asimétricas.

5.4.13. Energización y sincronización de estaciones convertidoras de HVDC

Salvo indicación contraria del CNDC, durante la energización o la sincronización de una estación convertidora de HVDC a la red de CA, la estación convertidora de HVDC deberá disponer de la capacidad de limitar cualquier variación de tensión a un nivel de régimen permanente especificado por el CNDC. El nivel especificado no superará el 5 por ciento de la tensión previa a la sincronización.

5.4.14. Interacción entre sistemas de HVDC y otras plantas y equipos.

- 1) Cuando varias estaciones convertidoras de HVDC u otras plantas y equipos se encuentren muy próximos eléctricamente, el CNDC podrá determinar la necesidad de un estudio, que demuestre que no se va a producir ninguna interacción adversa. Si se identificaran interacciones adversas, el estudio determinará las posibles medidas atenuantes que se deban implementar para garantizar la conformidad con los requisitos de la presente Norma Operativa.
- 2) En caso de ser necesario, los estudios del Proyecto serán realizados con la participación de las demás partes involucradas e identificadas por el CNDC para cada punto de conexión. Todas las partes serán informadas de los resultados de los estudios.
- 3) Todas las partes que el CNDC considere relevantes para el punto de conexión, contribuirán a los estudios y facilitarán todos los datos y modelos pertinentes que razonablemente les sean exigidos para cumplir los objetivos del mismo.
- 4) El CNDC podrá revisar o replicar algunos o todos los estudios. El propietario del sistema HVDC proporcionará al CNDC todos los datos y modelos que permitan realizar dicho estudio.

II...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5.4.15. Capacidad de amortiguación de oscilaciones de potencia

El sistema HVDC deberá ser capaz de contribuir a la amortiguación de las oscilaciones de potencia en las redes de CA conectadas. El CNDC especificará un rango de frecuencias de las oscilaciones que el esquema de control amortigüe con seguridad y las condiciones de la red en tal caso, teniendo en cuenta al menos todos los estudios de estabilidad dinámica efectuados por el CNDC y los agentes involucrados, a fin de identificar los límites y los posibles problemas de estabilidad del área de influencia y del SIN.

5.4.16. Capacidad de amortiguación de interacciones torsionales subsíncronas

- 1) En lo que respecta al control de la amortiguación de interacciones torsionales subsíncronas (SSTI), el sistema HVDC deberá ser capaz de contribuir a la amortiguación eléctrica de las frecuencias torsionales.
- 2) El CNDC especificará el alcance que deberán tener los estudios de SSTI. Los estudios de SSTI serán realizados por el propietario del sistema HVDC. Los estudios identificarán las condiciones, y en su caso, en que existan SSTI, propondrá cualquier procedimiento de atenuación que sea necesario. Todas las partes serán informadas de los resultados de los estudios.
- 3) Todas las partes que el CNDC considere relevantes, contribuirán a los estudios y facilitarán todos los datos y modelos pertinentes que razonablemente les sean exigidos para cumplir los objetivos del mismo.
- 4) El CNDC evaluará el resultado de los estudios de SSTI. Si fuera necesario para la evaluación, el CNDC podrá solicitar la realización de otros estudios adicionales de SSTI, bajo una justificación adecuada.
- 5) El CNDC podrá revisar o replicar el estudio. El propietario del sistema HVDC proporcionará al CNDC todos los datos y modelos que permitan realizar dicho estudio.

5.4.17. Características de la red

- 1) El CNDC especificará el método y las condiciones previas o posteriores a las fallas para el cálculo de las potencias de cortocircuito mínima y máxima en los puntos de conexión.
- 2) El sistema HVDC deberá ser capaz de funcionar dentro del rango de potencia de cortocircuito y de las características de red especificadas por el CNDC.
- 3) El CNDC proporcionará las Bases de Datos para los estudios, permitiendo que los sistemas de HVDC diseñen su sistema con relación a los armónicos y la estabilidad dinámica, entre otros, para toda la vida útil del sistema HVDC.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5.4.18. Robustez del sistema HVDC

- 1) El propietario del sistema HVDC velará por que la desconexión de una estación convertidora, como parte de cualquier sistema HVDC multiterminal o integrado, no se traduzca en transitorios en el punto de conexión, por encima del límite especificado por el CNDC.
- 2) El sistema HVDC deberá soportar las fallas por transitorios en las líneas de HVAC de la red adyacente o próxima al sistema HVDC, y no hará que ningún equipo del sistema HVDC se desconecte de la red a causa de reconexiones automáticas de líneas en la red.

5.4.19. Esquemas y ajustes de protección eléctrica

- 1) Los esquemas de protección para proteger el SIN, teniendo en cuenta las características y los ajustes para el sistema HVDC, serán coordinados con el CNDC. Los esquemas y ajustes de protección para fallas eléctricas internas se diseñarán de forma que no se comprometa el funcionamiento del sistema HVDC de acuerdo con la presente Norma Operativa.
- 2) La protección eléctrica del sistema HVDC prevalecerá sobre los sistemas de control teniendo en cuenta la seguridad del sistema, la salud y seguridad del personal y minimizar los daños al sistema HVDC.

5.4.20. Arranque autónomo o negro

- 1) Si así lo especificara el CNDC, un sistema HVDC estará equipada con un sistema de arranque autónomo o negro.
- 2) El tamaño y la disponibilidad de la capacidad de arranque autónomo o negro y el procedimiento operativo serán acordados con el CNDC.

5.4.21. Funcionamiento de los sistemas HVDC

- 1) En lo que respecta a la instrumentación para el funcionamiento, cada unidad convertidora de un sistema HVDC estará equipada con un controlador automático capaz de hacer funcionar las unidades convertidoras del sistema HVDC de forma coordinada.
- 2) El controlador automático del sistema HVDC deberá ser capaz de enviar al CNDC al menos las señales especificadas en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa:
 - a) Señales operacionales
 - b) Señales de alarma
- 3) El controlador automático deberá ser capaz de recibir del CNDC al menos las señales especificadas en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- a) Señales para el funcionamiento
- b) Señales de alarma
- 4) En lo que respecta a las distintas señales, el CNDC podrá especificar la calidad de la señal suministrada.

5.4.22. Funciones de Control, parámetros y ajustes

Los parámetros y ajustes de las funciones de control principales de un sistema HVDC serán acordados con el CNDC. Esas funciones de control principales son al menos:

- a) Inercia sintética, si corresponde.
- b) Modos de regulación potencia-frecuencia (MRPF, MRPFL-O, MRPFL-U).
- c) Control de frecuencia, si corresponde.
- d) Modo de control de la potencia reactiva.
- e) Capacidad de amortiguación de la oscilación de potencia.
- f) Capacidad de amortiguación de la interacción torsional subsíncrona.

5.4.23. Registro y supervisión de fallas

- 1) Un sistema HVDC estará constituido con un equipamiento que proporcione el registro de fallas y la supervisión del comportamiento dinámico del sistema, de cada una de sus estaciones convertidoras, por medio de los parámetros siguientes: a) tensión en CA y CC; b) corriente alterna y continua; c) potencia activa y reactiva, y d) frecuencia.
- 2) Los datos del equipo de registro de fallas que se menciona en el apartado 1, incluidos los canales analógicos y digitales, los ajustes, incluyendo los criterios de activación, y las tasas de muestreo, serán acordados con el CNDC.
- 3) Todos los equipos de supervisión dinámica del comportamiento de la red deberán tener la capacidad de detectar oscilaciones de potencia, según lo especificado por el CNDC.

5.4.24. Modelos de simulación

El CNDC podrá especificar los modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento en régimen permanente, en simulaciones dinámicas (fasorial) y en simulaciones de transitorios electromagnéticos. Los formatos en que deberán presentarse los modelos y el modo de presentación de la documentación, por medio de modelos y de diagramas de bloques, serán especificados por el CNDC.

5.5. Requisitos aplicables a Sistemas de Baterías conectados a la red de Alta Tensión

Los Sistemas de Baterías deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales:

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

5.5.1. Requisitos de control de la frecuencia

- 1) un sistema de baterías deberá ser capaz de ajustar la potencia activa inyectada o consumida hasta su capacidad máxima de inyección o de consumo tras la recepción de una instrucción del CNDC.
- 2) En un rango de potencia acordado con el CNDC, el sistema de baterías deberá ser capaz de mantener un valor de consigna constante en potencia activa en el punto de conexión, independientemente de las variaciones de frecuencia durante un tiempo mínimo de 15 minutos después de recibir una instrucción proporcionada por el CNDC.
- 3) Si así lo especificara el CNDC, un sistema de baterías deberá ser capaz de modificar la potencia activa inyectada en caso de perturbaciones en la red.
- 4) Si así lo especificara el CNDC, un sistema de baterías deberá ser capaz de emular inercia en respuesta a las variaciones de frecuencia, activada en regímenes de alta y/o baja frecuencia mediante el ajuste rápido de la potencia activa inyectada o retirada de la red a fin de limitar la tasa de variación de la frecuencia. El requisito tendrá en cuenta al menos los resultados de los estudios realizados por CNDC para identificar si fuera necesario fijar una inercia mínima. El principio de este sistema de control se acordará con el CNDC.
- 5) Si así lo especificara el CNDC, un sistema de Baterías deberá cumplir los siguientes requisitos en relación con el modo regulación potencia-frecuencia (MRPF):
 - a) El sistema de baterías deberá ser capaz de responder a los desvíos de frecuencia medidos en el punto de conexión ajustando la potencia activa como se indica en la Figura 16 y de acuerdo con los parámetros especificados en la Tabla 24.

//...

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

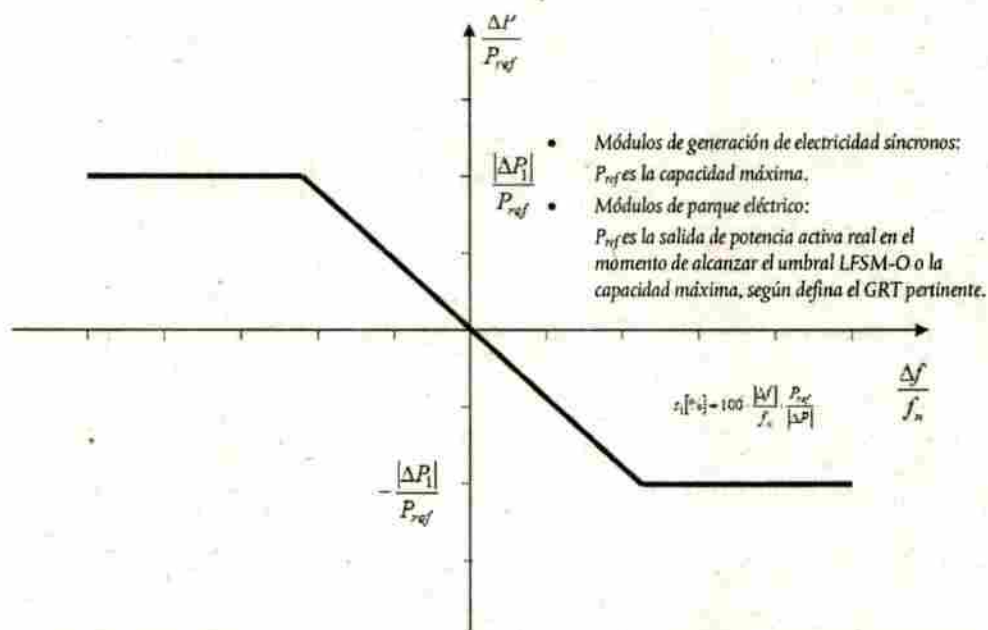


Figura 16: Capacidad de respuesta de la potencia activa de un sistema de Baterías en MRPF para ilustrar el caso de banda muerta cero e insensibilidad cero, con un punto de ajuste de potencia activa positivo (modo inyección). ΔP es la variación de la salida de potencia activa del sistema de Baterías. f_n es la frecuencia nominal (50 Hz) de la red y Δf es la desviación de la frecuencia de la red.

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

Parámetros	Rangos
Banda muerta de respuesta con la variación de frecuencia	0 — ±500 mHz
Estatismo s_1 (regulación creciente)	0,1 % como mínimo
Estatismo s_2 (regulación decreciente)	0,1 % como mínimo
Insensibilidad de respuesta con la variación de frecuencia	Máximo 30 mHz

Tabla 24: Parámetros para la respuesta de la potencia activa en MRPF

- b) El sistema de baterías deberá ser capaz, de acuerdo con una instrucción del CNDC, de ajustar los estatismos a la regulación, creciente y decreciente, la banda muerta de respuesta a la frecuencia y el rango operacional de variación dentro del margen de potencia activa disponible en MRPF.
- c) A raíz de un salto de frecuencia, el sistema de Baterías deberá ser capaz de ajustar la potencia activa como respuesta a la misma, según lo definido en la Figura 17, de forma que la respuesta sea:

- i) tan rápida como sea viable desde el punto de vista técnico; y
 - ii) esté en la línea continua o por encima de ella, según se muestra en la Figura 17, de acuerdo con los parámetros indicados en:
- el sistema de Baterías deberá ser capaz de aumentar la potencia activa ΔP hasta el límite del rango de potencias activas requerido por el CNDC, de acuerdo con los tiempos t_1 y t_2 correspondientes a los rangos de la tabla 25, donde t_1 es el retraso inicial y t_2 el tiempo para la activación plena.

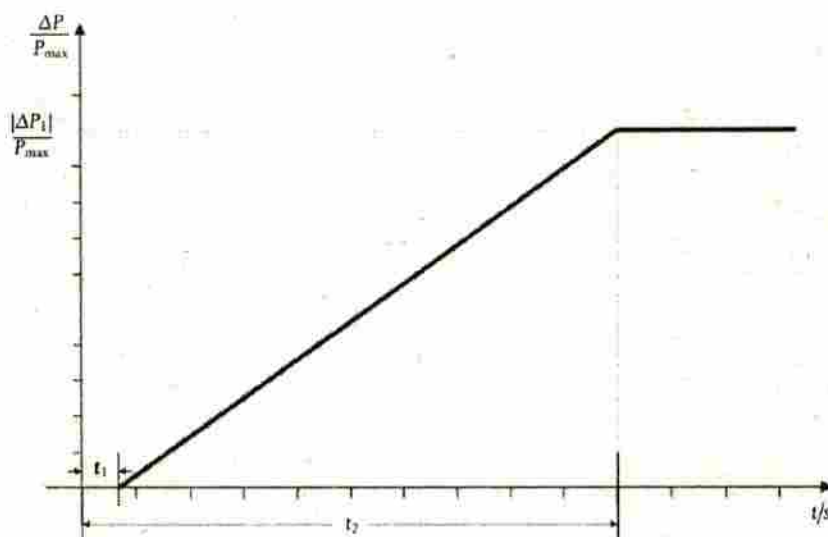


Figura 17: Capacidad de respuesta de la potencia activa a la frecuencia de un sistema de baterías. ΔP es la variación de la potencia activa desencadenada por el salto de frecuencia.

Fuente: Red Eléctrica de España "Desarrollo de los requisitos técnicos del Reglamento (UE) 2016/631", junio 2017.

Parámetros	Tiempo
Retraso inicial máximo admisible t_1	0.5 segundos
Tiempo máximo admisible para activación plena t_2 ,	30 segundos

Tabla 25: Parámetros para la activación plena de la respuesta de la potencia activa.

- d) En tanto persista una desviación de frecuencia, el control de la potencia activa no presentará un impacto adverso a la frecuencia del sistema.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5.5.2. Requisito de potencia reactiva

Los sistemas de Baterías deberán ser capaces de funcionar en régimen permanente en su punto de conexión dentro de un rango de potencia reactiva especificado para el punto de conexión y que sea en función de las necesidades de la red.

5.5.3. Requisitos de Intercambio de información

- 1) En cuanto al intercambio de información, un sistema de baterías estará equipado para transferir en tiempo real y de forma segura al Centro de Despacho de Carga del SIN al menos las señales especificadas en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.
- 2) El CNDC podrá acordar con el Transmisor señales adicionales que deberá transferir el sistema de Baterías en tiempo real y de forma segura al Centro de Despacho de Carga del SIN.

5.5.4. Modelos de simulación

- 1) El CNDC podrá exigir modelos de simulación o información equivalente que revelen el comportamiento del sistema de Baterías, tanto en régimen permanente como dinámico.
- 2) El CNDC especificará el contenido y el formato de tales modelos de simulación o de la información equivalente. El contenido y el formato incluirán:
 - a) Régimen permanente y dinámico;
 - b) Simulaciones de transitorios electromagnéticos en el punto de conexión;
 - c) Estructura y diagramas de bloques.
- 3) Para las simulaciones dinámicas, el modelo de simulación o la información equivalente, deberá contener al menos la siguiente información:
 - a) Control de potencia.
 - b) Control de tensión.
 - c) Modelos de protección del sistema de baterías.
 - d) Modelos de convertidor.

5.5.5. Capacidad de soportar huecos de tensión

- 1) El sistema de Baterías deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable cuando la trayectoria real de las tensiones entre fases en el punto de conexión durante una falta simétrica permanezca por encima del límite inferior definido en la Figura 18, a menos que el esquema de protección para fallas internas requiera la desconexión del sistema de Baterías de la red. Los esquemas de protección y sus ajustes para fallas eléctricas internas serán diseñados de forma que no se comprometa la capacidad de soportar huecos de tensión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

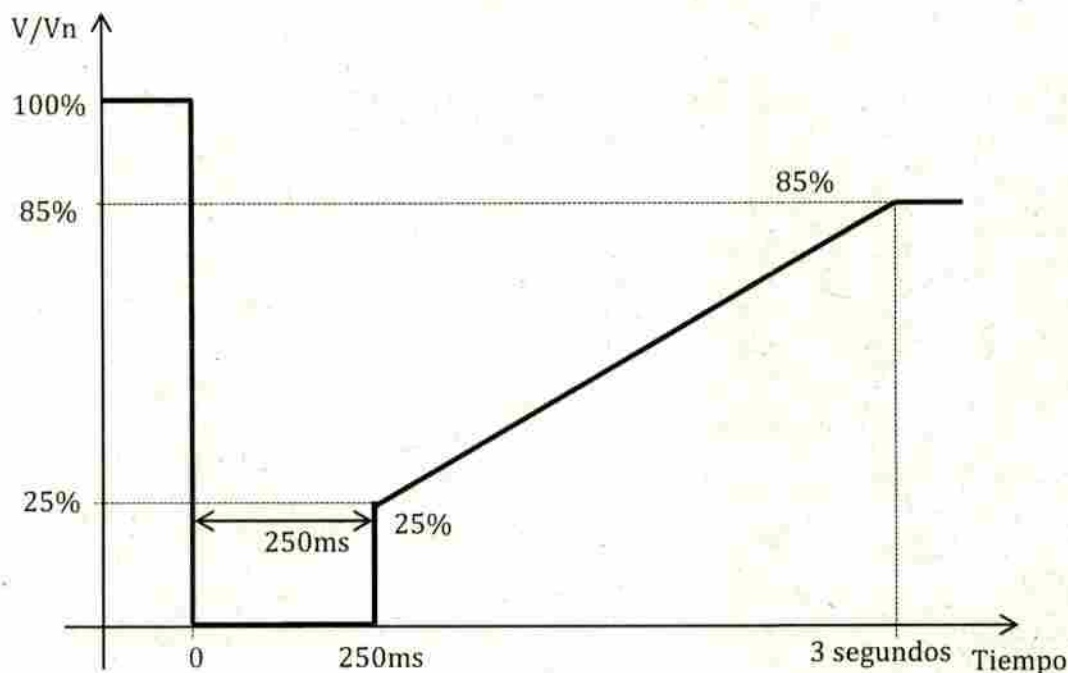


Figura 18: Perfil de la capacidad de soportar huecos de tensión de un sistema de Baterías. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión, expresado como la relación entre su valor real y su valor nominal 1 p.u. antes, durante y después de una falla.

- 2) Para el sistema de baterías, si el Proyecto lo requiere, el CNDC proporcionará las condiciones previas y posteriores a la falla en lo que respecta a:
 - a) La potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en el punto de conexión expresada en MVA.
 - b) El punto de funcionamiento previo a la falla del sistema de baterías en el punto de conexión y la tensión en el punto de conexión.
 - c) La potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en el punto de conexión expresada en MVA.
- 3) Los esquemas y ajustes de la protección de bajo voltaje de la instalación del sistema de Baterías serán coordinados con el CNDC.
- 4) El CNDC especificará, cuando sea necesario, las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de fallas asimétricas.

5.6. Requisitos aplicables a Compensadores Estáticos de VAR

Los compensadores estáticos de VAR deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales:



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5.6.1. Requisito de potencia reactiva

El compensador estático de VAR deberá ser capaz de suministrar/absorber potencia reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de un rango de potencia reactiva definido por el CNDC en el punto de conexión.

5.6.2. Modo de control de la potencia reactiva

- 1) En cuanto a los modos de control de la potencia reactiva:
 - a) El compensador estático de VAR deberá ser capaz de proporcionar potencia reactiva automáticamente mediante un modo de control de tensión o un modo de control de la potencia reactiva.
 - b) A efectos del modo de control de tensión, ser capaz de contribuir al control de tensión en el punto de conexión mediante el intercambio de potencia reactiva con la red con una tensión de consigna que abarque entre el rango de tensión de funcionamiento ilimitado.
 - c) El modo de control del compensador estático de VAR será el modo de control de tensión, salvo requerimientos contrarios del CNDC.

5.6.3. Requisitos de Intercambio de información

- 1) En cuanto al intercambio de información, un compensador estático de VAR estará equipado para transferir en tiempo real y de forma segura al Centro de Despacho de Carga del SIN al menos las señales especificadas en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa.
- 2) El CNDC podrá acordar con el Transmisor señales adicionales que deberá transferir el compensador estático de VAR en tiempo real y de forma segura al Centro de Despacho de Carga del SIN.

5.6.4. Modelos de simulación

- 1) El CNDC podrá exigir modelos de simulación o información equivalente que revelen el comportamiento del compensador estático de VAR, en los regímenes permanente y dinámico.
- 2) El CNDC especificará el contenido y el formato de tales modelos de simulación o de la información equivalente. El contenido y el formato incluirán:
 - a) Régimen permanente y dinámico.
 - b) Simulaciones de transitorios electromagnéticos en el punto de conexión.
 - c) Estructura y diagramas de bloques.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

5.6.5. Capacidad de soportar huecos de tensión

- 1) El compensador estático de VAR deberá ser capaz de permanecer conectado a la red y seguir funcionando de forma estable cuando la trayectoria real de las tensiones entre fases en el punto de conexión durante una falta simétrica permanezca por encima del límite inferior definido en la Figura 19, a menos que el esquema de protección para fallas internas requiera la desconexión del compensador estático de VAR. Los esquemas de protección y sus ajustes para fallas eléctricas internas serán diseñados de forma que no se comprometa la capacidad de soportar huecos de tensión.

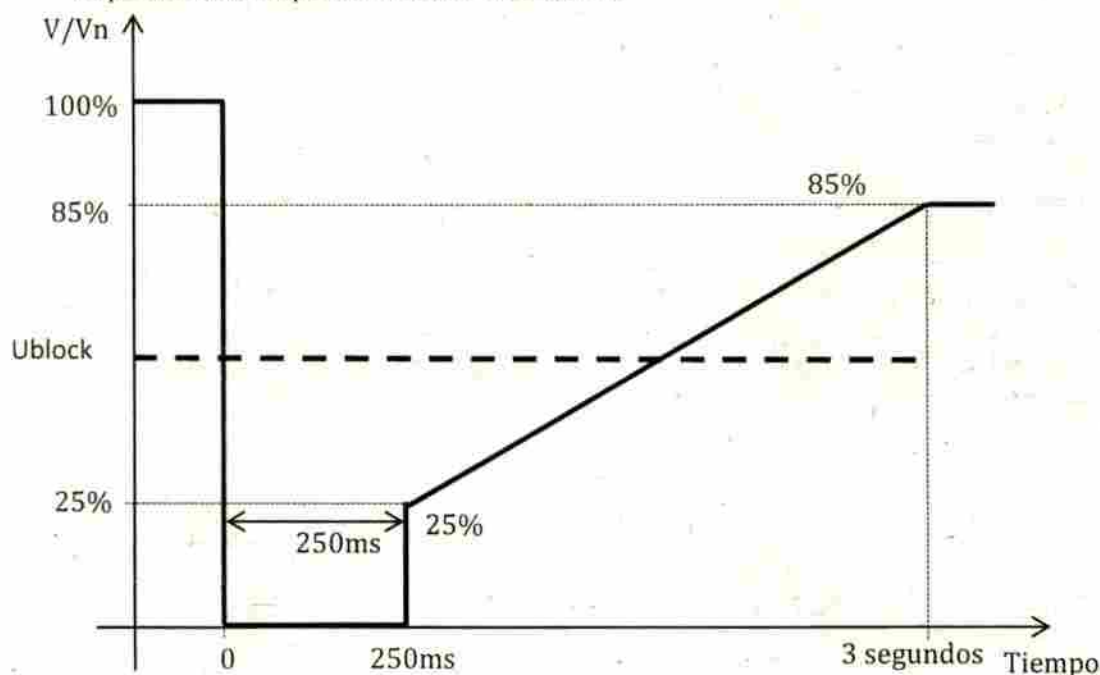


Figura 19: Perfil de la capacidad de soportar huecos de tensión de un compensador estático de VAR. El diagrama representa el límite inferior de un perfil de tensión en función del tiempo en el punto de conexión, expresado como la relación entre su valor real y su valor nominal 1 p.u. antes, durante y después de una falla.

- 2) Para el compensador estático de VAR, en caso de ser requerido, el CNDC proporcionará las condiciones previas y posteriores a la falla en lo que respecta a:
 - a) La potencia de cortocircuito mínima previa a la falla en el punto de conexión expresada en MVA.
 - b) El punto de funcionamiento previo a la falla del compensador estático de VAR en el punto de conexión.
 - c) La potencia de cortocircuito mínima posterior a la falla en el punto de conexión expresada en MVA.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- 3) Informar al CNDC la tensión (Ublock) en el punto de conexión por debajo de la cual se permita bloquear el compensador estático de VAR. El bloqueo significa permanecer conectado a la red sin aportación de potencia reactiva durante un intervalo de tiempo tan corto como sea técnicamente factible y que será acordado con el CNDC.
- 4) El CNDC especificará, cuando sea necesario, las capacidades para soportar huecos de tensión en caso de fallas asimétricas.

5.7. Especificaciones de Diseño

5.7.1. Especificaciones de diseño de las líneas de transmisión en corriente alterna

- 1) En lo que respecta a la capacidad de control de la potencia activa transportada, una línea de transmisión deberá ser capaz de transportar la potencia activa hasta su capacidad térmica, intervalo de control y tasa de incremento.
- 2) La capacidad térmica de líneas de transmisión en corriente alterna deberán ser calculadas en base a la última versión de la norma IEEE 738 (Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors). La temperatura de flechado debe ser igual o superior al límite térmico de los conductores de fase de 75°C, para velocidades de viento de 0 m/s y 0.6 m/s.

Se deberá informar para las líneas de transmisión la capacidad operativa y las capacidades de sobrecarga temporal de 15 y 30 minutos para la operación en condiciones de emergencia. La empresa propietaria de la línea deberá presentar la memoria de cálculo correspondiente.

- 3) Uno de los cables de guarda será con fibras ópticas - OPGW (mínimo de 24 fibras monomodo), que permita la comunicación entre subestaciones y la protección diferencial de la línea.
- 4) La instalación de reactores de línea y su ubicación deberán permitir la energización de la línea desde ambos extremos (excepto cuando en uno de ellos la potencia de cortocircuito sea insuficiente) y ser determinados en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años. Estos equipos deberán ser dimensionados con un grado de compensación que tenga en cuenta los niveles de tensión admisibles en instalaciones adyacentes del área de influencia.
- 5) Las líneas con tensiones iguales o mayores a 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. En base a estudios eléctricos será determinada la necesidad de instalar reactores de línea y reactor de neutro, en cuyo caso los reactores de línea deberán ser monofásicos con una unidad de reserva.

En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional, siempre que tengan las



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

mismas características técnicas.

- 6) Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca. Para el caso de tramos de línea que pasan por zonas de alto nivel isoceraúnico mayor a 120 días-tormentas/año, deben tener valores de resistencia de pie de torre menor o igual a 15 Ohmios.
- 7) Las líneas de transmisión en condiciones normales de operación deben garantizar un desbalance de tensiones que no supere los siguientes límites:
 - a) Inferior al 1% para líneas de tensión nominal superior a 230 kV.
 - b) Inferior al 1.5% para líneas de tensión nominales iguales o menores a 230 kV. De no cumplir los límites señalados, las líneas deben contar con ciclos de transposiciones.
- 8) Para extensiones radiales del SIN en tensiones superiores o iguales a 69 kV, o Proyectos de interconexión del SIN con áreas deficitarias de potencia, se deberá demostrar la operación del área de influencia del Proyecto dentro de los márgenes establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo para el primer y cuarto año de operación del Proyecto.
- 9) Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.

5.7.2. Especificaciones de diseño de los transformadores y reactores

- 1) Los Transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben tener regulación bajo carga con un margen mínimo de +/-10%, en pasos no mayores a 1.0%.

Cuando se tengan que instalar transformadores en paralelo a otros existentes, los conmutadores de posiciones no requieren cumplir con la recomendación del párrafo anterior y deberán ser similares a los existentes.

- 2) Los transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben contar con servicios auxiliares de emergencia para hacer posible el cambio de taps en condiciones de colapso.
- 3) Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.

Para capacidades menores a 100 MVA, los transformadores podrán ser monofásicos o trifásicos.

En función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia, todos los transformadores (trifásicos o monofásicos) deberán contar con una unidad de reserva.

Los bancos de transformadores o reactores compuestos por unidades monofásicas, deberán contar con medios de intercambiabilidad rápida de reemplazo por la unidad de reserva, en alta y baja tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades.

- 4) Para el caso de transformadores adyacentes, se deberán construir muros cortafuego a fin de proteger las unidades entre sí, en caso de falla de una de ellas.
- 5) Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse. Los transformadores con capacidades iguales o superiores a 75 MVA y reactores maniobrables, deberán tener interruptores con un sistema de mando sincronizado para la energización del transformador y desenergización de los reactores.

5.7.3. Especificaciones de diseño para el aislamiento externo de equipos de subestaciones

- 1) El aislamiento de los equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida, transformadores de potencia y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar donde serán instalados.
- 2) Los niveles de aislamiento para nuevas subestaciones o nuevos niveles de tensión en subestaciones existentes deberán ser determinados en base a un estudio de coordinación de aislamiento.
- 3) Los equipamientos nuevos a ser instalados en subestaciones existentes deberán tener niveles de aislamiento iguales o superiores a los valores referenciales publicados en el sitio web del CNDC. Se podrá presentar un estudio de coordinación de aislamiento que respalde otros valores inferiores.
- 4) Los estudios de coordinación de aislamiento deberán ser realizados según lo establecido en la Norma IEC 60071.
- 5) Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

//...

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

Tensión Nominal (kV)	Aislamiento Bobinas (kVp)
230	950
115	550
69	325

Tabla 26: Niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores.

Para transformadores y reactores en 500 kV, el nivel de aislación interno deberá ser determinado con un estudio de coordinación de aislamiento.

5.7.4. Especificaciones de diseño para control, protección y telecomunicaciones

- 1) Para líneas de transmisión, se deberá contar con un sistema de teleprotección que garantice un disparo selectivo, confiable y en tiempos cortos en toda la longitud de la línea protegida. Este sistema de teleprotección debe estar basado en fibra óptica tipo OPGW de acuerdo con las "Especificaciones de diseño de las líneas de transmisión en corriente alterna" de esta Norma Operativa.

En casos en que se requiera redundancia para un canal de teleprotección, el CNDC junto con el agente acordará la solución a adoptar.

- 2) Para líneas de transmisión, se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal y secundario en simultaneo y no excluyentes, que garantice una operación confiable del sistema de telecontrol y que permita la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones y el centro de control; basado en fibra óptica, onda portadora, satelital y/u otro medio de comunicación confiable que garantice confiabilidad para el envío/recepción de señales.

- 3) Los requerimientos de protecciones deben apegarse a lo establecido en la Norma Operativa N° 17 Protecciones

- 4) En todas las bahías de subestaciones de alta tensión, se deberán instalar registradores de eventos digitales (osciloperturbógrafos), con las siguientes características técnicas:

- a) Entradas analógicas/digitales para los circuitos importantes y la barra
- b) Entradas de corriente y voltaje con precisión de 0.1% de plena escala
- c) Tasa de registro:

Transitorio:
Disturbio:

Hasta 256 muestras por ciclo
1 muestra por ciclo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Permanente: 1 muestra por segundo

- d) Arranque automático de registros
- e) Medios de comunicación: Red satelital TCP-IP o disponible
- f) Capacidad de almacenamiento de eventos, por dos semanas

5.7.5. Especificaciones de diseño para los servicios auxiliares

- 1) Los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna en subestaciones, deberán contar como mínimo con lo siguiente:
 - a) Una fuente de alimentación principal, proveniente del terciario de los transformadores de potencia o de una red de distribución externa, y
 - b) Una fuente de alimentación de respaldo mediante un generador de emergencia.
- 2) Los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones, estarán compuestos como mínimo con un banco de baterías con dos cargadores (rectificadores) de baterías, donde los dos cargadores operarán bajo un esquema redundante.

6. DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

6.1. Equipo de medición

La instalación de equipos de Medición Comercial deberá cumplir las especificaciones señaladas en la Norma Operativa N°8, cuando corresponda.

6.2. Requisitos generales de frecuencia

Las instalaciones de Consumidores no Regulados y las redes de distribución deberán ser capaces de soportar los rangos de frecuencia y los períodos de tiempo especificados en la siguiente Tabla 27.

Gama de frecuencias (Hz)	Período de tiempo de funcionamiento
47.5 Hz – 49 Hz	30 minutos
49 Hz – 51 Hz	Ilimitado
51 Hz – 52 Hz	30 minutos

Tabla 27: Períodos de tiempo mínimos durante los que una instalación de Consumidor No Regulado y de distribución deben ser capaz de funcionar a diferentes valores de frecuencia, desviándose del valor nominal, sin desconectarse de la red.

6.3. Requisitos generales de tensión

Las instalaciones de Consumidores no Regulados y las redes de distribución conectadas en Alta Tensión deberán ser capaces de seguir conectadas a la red y

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

de funcionar en los rangos de tensión especificados en el punto de conexión en la siguiente Tabla 28.

Tensión nominal (Vn)	Rango de tensión	Rango de tensión (p.u.)	Período de tiempo de funcionamiento
500 kV	425 kV – 450 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	450 kV – 525 kV	0.9 – 1.05	Ilimitado
	525 kV – 550 kV	1.05 – 1.1	30 minutos
230 kV	195.5 kV – 207 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	207 kV – 245 kV	0.9 – 1.065	Ilimitado
	245 kV – 253 kV	1.065 – 1.1	30 minutos
132 kV	112.2 kV – 118.8kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	118.8 kV – 145 kV	0.9 – 1.098	Ilimitado
	145 kV – 145kV	1.098 – 1.12	30 minutos
115 kV	97.75 kV – 103.5 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	103.5 kV – 123 kV	0.9 – 1.07	Ilimitado
	123 kV – 126.5 kV	1.07 – 1.10	30 minutos
69 kV	58.65 kV – 62 kV	0.85 – 0.9	60 minutos
	62 kV – 72.5 kV	0.9 – 1.05	Ilimitado
	72.5 kV – 74 kV	1.05 – 1.07	30 minutos

Tabla 28: Períodos de tiempo mínimos durante los que una instalación de Consumidor No Regulado y una instalación de distribución deberán ser capaz de funcionar para tensiones que se desvíen del valor nominal en el punto de conexión sin desconectarse de la red.

6.4. Requisitos de cortocircuito

- Según la capacidad nominal de resistencia a cortocircuitos de los elementos del SIN, el CNDC deberá especificar la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión que la instalación de Consumidor No Regulado o la red de distribución deberá ser capaz de resistir.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

- 2) Si durante la vida útil de las instalaciones del Consumidor No Regulado o del distribuidor, la potencia de cortocircuito supera el valor máximo adoptado cuando se dimensionaron, el causante del exceso será encargado de los trabajos necesarios para adecuarlas.

6.5. Requisitos de potencia reactiva

Las instalaciones de Consumidores no Regulados y las redes de distribución deberán ser capaces de funcionar en régimen permanente en su punto de conexión dentro de los límites de factor de potencia especificadas en la Tabla 29:

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

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

Tabla 29: Límites de Factor de potencia aplicados en el punto de conexión por Distribuidores y Consumidores no Regulados:

- Se aplican estos rangos de factor de potencia salvo en situaciones en que el CNDC compruebe, mediante un análisis conjunto con el distribuidor o el consumidor no regulado, la existencia de beneficios técnicos de otra solución para la red.
- El requisito relativo a los valores del rango de potencia reactiva deberá cumplirse en el punto de conexión.

6.6. Requisitos de protección

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

6.7. Intercambio de información

Las instalaciones de Consumidores no Regulados y distribuidores estarán equipadas según los requerimientos en el Anexo 1 de la presente Norma Operativa a fin de intercambiar información con el CNDC.

6.8. Desconexión y reconexión de la demanda

- Todas las instalaciones de Consumidores no Regulados y distribuidores deberán cumplir los siguientes requisitos relacionados con las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima frecuencia:
 - Cada distribuidor o consumidor no regulado ofrecerá las capacidades necesarias para habilitar la desconexión automática por mínima frecuencia



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

de una proporción especificada de su demanda, de acuerdo a las características definidas en la norma Operativa N°36 (supervisión de la conformidad para instalaciones existentes).

- b) Las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima frecuencia (EDAC) podrán desconectar demanda en distintas fases dentro de un rango de frecuencias operacionales.
 - c) Las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima frecuencia serán en conformidad con los siguientes requisitos:
 - i) rango de frecuencia: al menos entre 47-50 Hz, ajustable en incrementos de 0.05 Hz;
 - ii) tiempo de funcionamiento: no más de 150 ms después de activar la consigna de frecuencia;
 - iii) bloqueo de tensión: el bloqueo de la capacidad funcional deberá ser posible si la tensión se encuentra dentro del rango entre el 30 y el 90 % de la tensión nominal de referencia;
 - iv) Indicación del sentido del flujo de potencia activa en el punto de desconexión;
- 2) En cuanto a las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima tensión, se aplicarán los requisitos siguientes:
- a) El CNDC podrá especificar, en coordinación con los Consumidores no Regulados y los distribuidores, capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima tensión;
 - b) El deslastre de cargas por mínima tensión deberá efectuarse mediante un relé.
 - c) Las capacidades funcionales de deslastre de cargas por mínima tensión presentarán las siguientes características:
 - i. monitoreo de la tensión a través de la medición de la tensión fase-fase;
 - ii. bloqueo del funcionamiento de los relés basado en el sentido del flujo de potencia activa o de potencia reactiva

6.9. Requisitos de calidad de la electricidad

- 1) Los Consumidores no Regulados y los distribuidores garantizarán que su conexión a la red no genere un nivel determinado de distorsión o fluctuación de la tensión de suministro de la red, en el punto de conexión.
 - a) **Parpadeo:** El nivel de emisión de parpadeo de corto plazo (Pst) y de parpadeo de largo plazo (Plt) de una instalación de demanda o una instalación de distribución se calcula de acuerdo con las disposiciones de las



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Normas Internacionales IEC 61000-4-15 y IEC 61000-4-30, en el punto de conexión.

- b) **Desequilibrio de la tensión:** La tasa de desequilibrio de tensión producida por la instalación de demanda de un consumidor no regulado o la instalación de distribución en el punto de conexión, no debe superar lo establecido en la norma técnica IEC 61000-3-13.
- c) **Armónicos:** Los requisitos para los armónicos son los que figuran en la norma IEEE-519 de 2014. Se expresan a través de un THD y un TDD, este último calculado en función de la corriente máxima de cortocircuito (ICR) en el punto común de conexión (PCC). Al punto común de conexión (PCC), la instalación del gran consumidor deberá limitar sus corrientes armónicas, según lo indicado en las Tablas 30, 31 y 32:

<i>Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L</i>						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.50	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tabla 30: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal de 120 V hasta 69kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

<i>Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L</i>						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
$20 < 50$	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
$50 < 100$	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
$100 < 1000$	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

Tabla 31: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 69 kV hasta 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

Límites para contenido armónico de corrientes según el rango individual h del armónico (armónicos impares) en porcentaje de I_L						
I_{sc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 25	1.0	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
25 < 50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 32: Límites para contenido armónico de corrientes (IEEE 519) en redes de tensión nominal mayor de 161 kV (límites definidos para los componentes de corriente de frecuencias múltiplos enteros impares de la frecuencia fundamental).

- d) **Variaciones de tensión:** La amplitud de cualquier variación de tensión no debe exceder en el punto de conexión lo establecido en norma técnica IEC 61000-3-7.
- e) Se puede aceptar superar los límites de distorsiones indicadas en las letras a) a d) del presente apartado, si se cumplen las condiciones siguientes:
- instalaciones de demanda perturbadoras están ya conectada al SIN, y/o la instalación del Consumidor No Regulado es inherentemente perturbadora.
 - los excesos de distorsiones no impiden al CNDC de cumplir con sus requisitos de Calidad de la onda de tensión acorde a las disposiciones de la Norma IEEE 519-2014, en los puntos de conexión de los otros Consumidores no Regulados y Distribuidores y no afectan la operación del SIN.

6.10. Modelos de simulación

- En el caso de que las instalaciones de demanda y las redes de distribución incluyan motores de potencia mayores a 1 MW, elementos conectados a la red de forma no síncrona o mediante electrónica de potencia, el CNDC podrá exigir modelos de simulación o información equivalente que revelen el comportamiento de la instalación de demanda de Consumidores no Regulados o de la red de distribución, o ambas, en los regímenes permanente y dinámico.
- El CNDC especificará el contenido y el formato de tales modelos de simulación o de la información equivalente. El contenido y el formato incluirán:
 - Régimen permanente y dinámico.
 - Simulaciones de transitorios electromagnéticos en el punto de conexión.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

c) Estructura y diagramas de bloques.

6.11. Instrumentación

- 1) En cuanto a la instrumentación, las instalaciones de demanda de Consumidores no Regulados y las redes de distribución deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia en el punto de conexión, que permitan el registro de fallas.
- 2) Los Consumidores no Regulados y los Distribuidores deberán Instalar equipos de medición de armónicas, parpadeo y desequilibrio de la tensión en el punto de conexión, cuando las cargas tengan características que puedan afectar la calidad de la energía del SIN.

6.12. Servicios de repuesta de demanda

Con objeto de abordar cambios importantes como la evolución del sistema, que podría ser la penetración de fuentes de energía renovables, redes inteligentes y generación distribuida, el CNDC podrá proponer la aplicación de servicios de repuesta de demanda, coordinando cambios en los niveles de demanda para adecuar la operación del sistema. Estos servicios se distinguirán conforme a las siguientes categorías:

- 1) Gestión de demanda:
 - a) Control de potencia activa por respuesta de demanda;
 - b) Control de potencia reactiva por respuesta de demanda;
 - c) Gestión de restricción en el SIN por respuesta de demanda;
- 2) Control autónomo:
 - a) Control de la frecuencia de la red por respuesta de demanda;
 - b) Control muy rápido de potencia activa por respuesta de demanda.

7. GESTIÓN DE LOS NEUTROS

Para controlar las corrientes de cortocircuito en las redes, los transformadores y autotransformadores que integran la red de transmisión de tensión nominal igual o superior a 115 kV, deberán tener un modo de conexión a tierra del punto neutro de la red (lado de la red de transmisión) que garantice en la red de transmisión que:

- 1) La corriente de cortocircuito resultante de una falla monofásica debe ser siempre más pequeña que la corriente de cortocircuito resultante de una falla trifásica ($1 < Z_0/Z_d$).
- 2) Para las redes malladas y líneas equipadas con sistema de protección incluyendo secuencias de conmutación monofásica, las sobretensiones en las

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

fases sanas resultante de una falla monofásica no deben superar 125% del voltaje nominal de la red ($Z_0/Z_d < 3$).

Para garantizar el cumplimiento de la regla " $1 < Z_0 / Z_d < 3$ ":

- 1) Se pueden instalar reactores o resistencias de punto neutro en el terminal neutro de los arrollamientos en estrella de los transformadores (lado de la red de transmisión).
- 2) Se pueden instalar reactores o resistencias de punto neutro en el borne neutro de los autotransformadores.
- 3) Las bobinas de punto neutro o los transformadores pueden instalarse en la conexión del arrollamiento en triángulo de los transformadores.
- 4) En las barras de la subestación se pueden instalar bobinas de punto neutro o transformadores

El Agente responsable del aumento de la corriente de cortocircuito que cause el incumplimiento de la regla " $1 < Z_0 / Z_d < 3$ ", deberá realizar la instalación de reactores, resistencias o bobinas de punto neutro. Se exigirá el cumplimiento de la indicada regla en subestaciones nuevas a partir de la vigencia de la presente norma.

8. EXCEPCIONES

8.1. Solicitud de excepciones

- 1) Para las Unidades de Generación tipo A, se podrá solicitar exenciones de los requisitos de la presente Norma como parte de la clasificación de su unidad como tecnología emergente. En particular, las Unidades de Generación que pueden clasificarse como una tecnología emergente son:
 - sistemas de micro-cogeneración.
 - plantas de energía pico hidroeléctrica (con una potencia inferior a 20 kW).
 - microcentrales hidroeléctricas (con una potencia inferior a 500 kW).
 - centrales híbridas de energía solar (fotovoltaica y térmica).

La solicitud de excepción se presentará al CNDC y deberá incluir lo siguiente:

- a) La identificación del solicitante.
 - b) Una descripción de las instalaciones para las que se solicita la excepción.
 - c) Una motivación detallada, con los documentos justificantes pertinentes.
- 2) Para las nuevas tecnologías, se podrá solicitar excepciones al CNDC, para lo cual, deberán presentar lo siguiente:
 - d) La identificación del solicitante.
 - e) Una descripción de las instalaciones para las que se solicita la excepción.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

f) Una motivación detallada, con los documentos justificantes pertinentes.

8.2. Procedimiento de solicitud de excepciones

- 1) Las solicitudes de excepción podrán estar incluidas dentro de la propuesta técnica de esta Norma o presentadas de manera independientes a la propuesta.
- 2) En un plazo de dos semanas desde la recepción de una solicitud de excepción, el CNDC deberá confirmar si la solicitud está completa. Si el CNDC considera que la solicitud está incompleta, se deberá enviar la información adicional solicitada en el plazo de un mes desde la recepción de la solicitud de información adicional. En caso de no proporcionar la información solicitada dentro del plazo, la solicitud de excepción se considerará retirada.
- 3) En el plazo de un (01) mes desde la recepción de una solicitud de excepción, el CNDC deberá manifestarse con la aprobación o rechazo a la solicitud presentada.

8.3. Registro de excepciones respecto de los requisitos de la presente norma

- 1) El CNDC deberá mantener un registro de todas las excepciones que haya concedido o rechazado.
- 2) El registro deberá contener, en particular:
 - a) El requisito o requisitos respecto de los que se concede o deniega una excepción.
 - b) El contenido de la excepción.
 - c) Los motivos para conceder o denegar la excepción.
 - d) Las consecuencias derivadas de la concesión de la excepción.

9. VIGENCIA

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Resolución emitida por la AETN.

10. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la AETN.

//...

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

ANEXO 1

INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Para la operación en tiempo real, para nuevas instalaciones de transmisión, generación, distribución o de Consumidores no Regulados, se deben instalar equipos y los medios necesarios para registrar y enviar datos de su operación en tiempo real, al sistema SCADA utilizado por el CNDC en formatos y protocolos compatibles, al centro de control principal y al de respaldo.

Para el caso de unidades generadoras o grupo de unidades, con capacidad igual o superior a 3 MW, podrán agrupar las señales de estas unidades para su envío al sistema SCADA.

Los consumos con capacidad igual o superior a 5 MVA deben enviar las señales al sistema SCADA.

Los generadores o consumidores, con capacidad o demanda menor a los mínimos definidos, deben enviar datos de su producción o consumo en forma horaria, mediante teléfono dedicado.

Los datos a ser enviados en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC son los siguientes:

1. Tipos de señales

Para las tareas de supervisión en tiempo real y despacho de carga, se requieren dos tipos de señales: de medida y de estado.

1.1. Señales Analógicas o de Medida

Estas señales dan información sobre la potencia activa y reactiva, tensión, frecuencia y otros parámetros de medida. Su objeto es dar información sobre niveles de producción y demanda en tiempo real.

1.2. Señales Discretas o de Estado

Estas señales dan información sobre el estado de los interruptores, seccionadores, posición de Taps de transformadores y otros equipos de maniobra. Su objeto principal es informar la conexión o desconexión de los equipos, en tareas de coordinación de trabajos de mantenimientos, cortes programados y procesos de restitución del sistema.

Las señales de estado para la secuencia de eventos deben incluir su propio registro de tiempo y la transmisión de mensajes con estampa de tiempo deben tener una resolución en milisegundos.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

2. Detalle de Señales enviados al CNDC

Para cada una de las instalaciones se debe enviar al CNDC las siguientes señales para el SCADA del CNDC:

a) Líneas en 500 kV, 230 kV, 115 kV, 132 kV y 69 kV

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por bahía
Potencia reactiva	Q	Medida	Por bahía
Voltaje	V	Medida	Por bahía
Seccionador aislamiento de barras	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de línea	SL/AL	Estado	Por equipo
Seccionador de Bypass	BP	Estado	Por equipo
Seccionador de Tierra	ST	Estado	Por equipo

b) Barra Simple o Principal

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Voltaje	V	Medida	De Barra
Frecuencia	Hz	Medida	De Barra

c) Barra Principal con Barra de Transferencia

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor de Transferencia	IN	Estado	Por equipo
Seccionador de barra	SB	Estado	Por equipo
Seccionador de Transferencia	SAC	Estado	Por equipo

d) Doble Barra

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor de acople	IN	Estado	Por equipo
Seccionador de barra 1	SB1	Estado	Por equipo
Seccionador de barra 2	SB2	Estado	Por equipo
Voltaje en Barra 1 y 2	V	Medida	Por barra
Potencia activa	P	Medida	Por bahía
Potencia reactiva	Q	Medida	Por bahía
Frecuencia	Hz	Medida	Por barra



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

e) Transformador, nivel de alto y bajo voltaje (500 kV, 230 kV, 115 kV y 69 kV)

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por bahía
Potencia reactiva	Q	Medida	Por bahía
Seccionador barras	SB	Estado	Por equipo
Seccionador de bypass	BP	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de máquina	AM	Estado	Por equipo
Posición de Tap	NT	Indicador	Por equipo

Transformadores de unidades generadoras

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por bahía
Potencia reactiva	Q	Medida	Por bahía
Voltaje	V	Medida	Por bahía
Seccionador aislamiento de Barra	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de máquina	AM	Estado	Por equipo
Posición de Tap (1)	NT	Indicador	Por equipo

Nota (1) La Posición del Tap debe ser incluida en la información que envía al Administrador del SCADA para la configuración de la nueva instalación, presentada como texto.

f) Instalaciones de Generación de tipo B

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por bahía
Potencia reactiva	Q	Medida	Por bahía
Voltaje en Bornes	V	Medida	Por bahía
Temperatura entrada al compresor (2)	T	Medida	Por unidad
Velocidad del viento (3)	v	Medida	Por unidad

Nota: (2) instalaciones termoelectricas, (3) instalaciones eolicas

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

g) Instalaciones de Generación de tipo C

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa en Bornes	P	Medida	Por unidad
Potencia reactiva en Bornes		Medida	Por unidad
Voltaje en Bornes	V	Medida	Por unidad
Temperatura entrada al compresor (2)	T	Medida	Por unidad
Velocidad del viento (3)	v	Medida	Por unidad
Potencia activa suministrada a sistemas auxiliares (4)	Psa	Medida	Por unidad
Potencia reactiva suministrada a sistemas auxiliares (4)	Qsa	Medida	Por unidad
Frecuencia en el punto de conexión	f	Medida	Por punto de conexión
MRPF activado	MRPF	Estado	Por unidad
Banda muerta	BM	Medida	Por unidad
Estatismo	S	Medida	Por unidad

Nota: (2) instalaciones termoelectricas, (3) instalaciones eolicas, (4) en caso de contar con medición general P y Q para el suministro de energía de la planta.

h) Instalaciones de Generación de tipo C con potencias iguales o mayores a 10 MW que tienen la capacidad de cambiar a operación sobre consumos propios (mandatorio si tienen un tiempo de resincronización mínimo superior a 15 minutos).

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa en Bornes	P	Medida	Por unidad
Potencia reactiva en Bornes	Q	Medida	Por unidad
Voltaje en Bornes	V	Medida	Por unidad
Temperatura entrada al compresor (2)	T	Medida	Por unidad
Velocidad del viento (3)	v	Medida	Por unidad
Potencia activa suministrada a sistemas auxiliares (4)	Psa	Medida	Por unidad
Potencia reactiva suministrada a sistemas auxiliares (4)	Qsa	Medida	Por unidad
Frecuencia en el punto de conexión	F	Medida	Por punto de conexión
MRPF activado	MRPF	Estado	Por unidad
Banda muerta	BM	Medida	Por unidad
Estatismo	S	Medida	Por unidad

Nota: (2) instalaciones termoelectricas, (3) instalaciones eolicas, (4) en caso de contar con medición general P y Q para el suministro de energía de la planta.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024**

i) Sistemas de HVDC

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
a) señales operacionales			
Interruptor u otro aparato de definición de topología	IN	Estado	Por unidad convertidora
Potencia activa (lado CA)	Pca	Medida	Por unidad convertidora
Potencia reactiva (lado CA)	Qca	Medida	Por unidad convertidora
Potencia (lado CC)	Pcc	Medida	Por unidad convertidora
Corriente (lado CA)	Ica	Medida	Por unidad convertidora
Tensión (lado CA)	Vca	Medida	Por unidad convertidora
Corriente (lado CC)	Icc	Medida	Por unidad convertidora
Tensión (lado CC)	Vcc	Medida	Por unidad convertidora
Arranque del Sistema de HVDC	Start	Estado	Por unidad convertidora
Funcionamiento de la unidad convertidora en un sistema de HVDC de tipo multipolo		Estado	Por unidad convertidora
Rango de potencia activa en el modo MRPF		Medida	Por unidad convertidora
Rango de potencia activa en el modo MRPF-L		Medida	Por unidad convertidora
Rango de potencia activa en el modo MRPF-U		Medida	Por unidad convertidora
b) señales de alarma			
Modo de emergencia bloqueo de emergencia activado		Estado	Por sistema
Modo de emergencia bloqueo de rampa activado		Estado	Por sistema
Modo de emergencia inversión rápida de potencia activa activado		Estado	Por sistema

j) Sistemas de baterías

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa (al punto de conexión)	P	Medida	Por unidad
Voltaje (al punto de conexión)	V	Medida	Por unidad
Estado de carga	%	Medida	Por unidad
Activación del disparo del por falla interna o activación del sistema de protección de la red de transmisión		Estado	Por unidad

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

k) Sistemas de baterías con modo de regulación potencia-frecuencia MRPF

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa (al punto de conexión)	P	Medida	Por unidad
Voltaje (al punto de conexión)	V	Medida	Por unidad
Estado de carga	%	Medida	Por unidad
Activación del disparo por falla interna o activación del sistema de protección de la red de transmisión		Estado	Por unidad
MRPF "activado"		Estado	Por unidad
Banda muerta		Medida	Por unidad
Estatismo		Medida	Por unidad

l) Compensadores estáticos de VAR

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia reactiva (al punto de conexión)	Q	Medida	Por unidad
Modo de control de la potencia reactiva activado		Estado	Por unidad
Voltaje (al punto de conexión)	V	Medida	Por unidad
Potencia reactiva en el punto de conexión (consumo auxiliar)	Qsa	Medida	Por unidad
Activación del disparo por falla interna o activación del sistema de protección de la red de transmisión	Trip	Estado	Por unidad

3. Detalle de Señales recibidas del CNDC

1) Instalaciones de generación de tipo B y C

- instrucción para reducir la salida de potencia activa de la generación, si el CNDC lo solicita.

2) Instalaciones de generación síncrona de tipo C

- información necesaria para la correcta operación del AGC (será especificado en una versión ulterior de la norma)

3) Sistemas de HVDC

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
a) señales operacionales			
Orden de arranque		Estado	Por sistema
valor de consigna de potencia activa		Medida	Por unidad convertidora
valor de consigna de potencia reactiva, tensión o similares		Medida	Por unidad convertidora
Modo de control de potencia reactiva		Estado	Por unidad convertidora
Orden de activación del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPF		Estado	Por unidad convertidora
Orden de activación del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPFL-O		Estado	Por unidad convertidora
Orden de activación del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPFL-U		Estado	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPF al alza		Medida	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPF a la baja		Medida	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPFL-O		Medida	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: rango de potencia activa MRPFL-U		Medida	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: estatismo al alza		Medida	Por unidad convertidora
ajustes del modo de regulación potencia-frecuencia: estatismo a la baja		Medida	Por unidad convertidora
Orden de activación del modo de control de la amortiguación de las oscilaciones de potencia		Estado	Por unidad convertidora
Orden de activación de la emulación de inercia		Estado	Por unidad convertidora
b) señales de alarma			
Orden de bloqueo de emergencia		Estado	Por sistema
Orden de bloqueo de rampas		Estado	Por sistema
Orden de bloqueo del sentido del flujo de potencia activa		Estado	Por sistema
Orden de inversión rápida de potencia activa		Estado	Por sistema

4. Protocolo de comunicaciones

Las instalaciones nuevas que ingresen al SIN deben disponer de Protocolo de comunicaciones ICCP para el intercambio de datos entre Centros de Control; y debe solicitar al CNDC, por lo menos con anticipación de un mes, los requerimientos de implementación del Protocolo ICCP.

En caso de grandes consumos, las señales incorporarán datos de los alimentadores asociados a motores grandes (potencia nominal mayor o igual a 3 MW) y elementos de compensación, los que serán definidos en coordinación con el CNDC.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

ANEXO 2

DEFINICIONES

1. **Alta Tensión:** Son los niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV y menores o iguales a 230 kV.
2. **Área síncrona:** Un área cubierta por operadores interconectados de forma síncrona.
3. **Armónicos:** Son las ondas sinusoidales de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de 50 Hz, originadas principalmente por las características no lineales de los equipos o cargas de un sistema eléctrico.
4. **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.
5. **Banda muerta de respuesta a la frecuencia:** Es un rango de frecuencia dentro el cual el control de frecuencia es inhibido. Este rango es definido según las características del sistema eléctrico de potencia.
6. **Capacidad de Arranque Autónomo o Arranque Negro:** Es la capacidad de recuperación de una Unidad de Generación de electricidad desde su desconexión total a través de una fuente de energía auxiliar específica sin suministro de energía eléctrica externo a la instalación de generación de electricidad.
7. **Capacidad máxima (Pmax):** Potencia activa máxima que puede producir una Unidad de Generación de electricidad de forma continua bajo condiciones ambientales en el sitio de instalación.
8. **Capacidad para soportar huecos de tensión:** Capacidad de las Unidades de Generación para permanecer conectadas a la red durante huecos de tensión.
9. **Capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC (Pmax):** potencia activa continua máxima que un sistema HVDC puede intercambiar con la red en cada punto de conexión.
10. **Capacidad mínima de transporte de potencia activa de HVDC (Pmin):** potencia activa continua mínima que un sistema HVDC puede intercambiar con la red en cada punto de conexión.
11. **Centro de Control de los Agentes (CCA):** Unidad operativa encargada de la supervisión y control de la operación de la red eléctrica del Agente.
12. **Centro de Despacho de Carga (CDC):** Unidad operativa del CNDC, que integra todos los equipos y sistemas necesarios para la coordinación de la operación,



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

supervisión y control en tiempo real del SIN y los intercambios internacionales de electricidad.

13. **Compensador Estático de VAR:** Es uno de los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) más importantes, el cual puede ser utilizado para el control del voltaje y mejorar la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia.
14. **Control Automático de Generación (AGC):** Sistema que permite el control automático de generación de energía eléctrica para la regulación secundaria de la frecuencia del SIN y si fuera necesario el control del intercambio de energía de las interconexiones internacionales.
15. **Control frecuencia-potencia:** Capacidad de una Unidad de Generación para ajustar su potencia activa según una desviación medida de la frecuencia del sistema respecto al valor de consigna, que permite contribuir a mantener la frecuencia del sistema estable y dentro de las condiciones especificadas para su operación.
16. **Control de la Tensión:** Medidas de control manuales o automáticas en: nodos de generación, nodos terminales de las líneas de CA, transformadores u otros medios, cuyo objetivo es mantener constante el nivel de tensión fijado.
17. **Corriente de falla:** Flujo anormal de corriente eléctrica en un circuito, causado usualmente por una falla de equipo o corto circuito.
18. **Corriente de falla rápida:** Corriente inicial inyectada por un módulo de parque eléctrico o un sistema HVDC durante una variación de tensión provocada por una falla eléctrica.
19. **Corriente máxima de un sistema HVDC:** Es la corriente de fase más alta asociada a un punto de funcionamiento dentro del perfil U-Q/Pmax de una estación convertidora de HVDC a la capacidad máxima de transporte de potencia activa de HVDC.
20. **Deslaste o desconexión de cargas por mínima frecuencia:** Acción por la que la demanda se desconecta durante una incidencia de baja frecuencia para recuperar el equilibrio entre la demanda y la generación, y para restablecer la frecuencia de la red a límites aceptables.
21. **Deslaste o desconexión de cargas por mínima tensión:** Acción de restablecimiento en que la demanda se desconecta durante una incidencia de baja tensión para restablecer la tensión a límites aceptables.
22. **Diagrama V-Q/Pmax:** Diagrama que representa la capacidad de potencia reactiva de una Unidad de Generación de electricidad en función de la variación de tensión en el punto de conexión.
23. **Distorsión armónica total o THD:** Es la relación de la raíz cuadrada de los armónicos contenidos al valor efectivo de la cantidad fundamental, considerando



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

los componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente los interarmónicos, expresado en porcentaje de la fundamental, según lo establecido en la Norma Internacional IEEE 519-2014.

24. **Distorsión total de la demanda o TDD:** Es la relación de la raíz cuadrada del contenido armónico, considerando los componentes armónicos hasta el orden 50 y excluyendo específicamente los interarmónicos, expresada como un porcentaje de la corriente máxima de demanda, según lo establecido en la Norma Internacional IEEE 519-2014.
25. **Extra Alta Tensión:** Son los niveles de tensión mayores a 230 kV.
26. **Emulación de inercia:** La característica proporcionada por una unidad de parque eléctrico o sistema HVDC para sustituir el efecto de Inercia de una Unidad de Generación de electricidad síncrona hasta un determinado nivel de respuesta.
27. **Equipo de Medición:** Se entiende por equipo de medición al conjunto formado por transformadores de tensión (PT's) y de corriente (CT's), medidores de energía, equipos registradores, indicadores de parámetros eléctricos y equipos auxiliares de conexión/desconexión para ensayos en los circuitos de tensión (PT's) y de corriente (CT's).
28. **Esquema de Alivio de Carga (EDAC):** Esquema de desconexión automática de carga por accionamiento de relés de baja frecuencia.
29. **Estabilidad de la frecuencia:** Es la capacidad del SIN para mantener estable la frecuencia después de haber sido perturbada por un desequilibrio significativo entre la generación y la demanda.
30. **Estabilidad de tensión:** Es la capacidad del SIN para mantener estables las tensiones en todos los nodos, bajo condiciones normales de operación y después de ser sometido a una perturbación o falla.
31. **Estabilidad en régimen permanente:** La capacidad de una red o una Unidad de Generación de electricidad síncrona de encontrar un nuevo punto de equilibrio y mantener un funcionamiento estable tras una perturbación.
32. **Estatismo:** La relación entre la variación del valor de la frecuencia de régimen permanente y la variación resultante de régimen permanente en la salida de potencia activa, expresada en términos de porcentaje. La variación de frecuencia se expresa como la relación entre ésta y la frecuencia nominal, y la variación de la potencia activa se expresa como la relación entre ésta y la capacidad máxima.
33. **Estación convertidora de HVDC:** Parte de un sistema HVDC que consta de una o más unidades convertidoras que convierte la corriente alterna a corriente continua o viceversa, instaladas en una sola ubicación junto con reactores, filtros, dispositivos para energía reactiva, equipos de control, supervisión, protección,



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

medición y auxiliares.

34. **Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS):** Es parte de un sistema de control que incrementa el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor de la unidad generadora mediante acción en el sistema de excitación, produciendo un torque eléctrico en fase con el desvío de velocidad del rotor.
35. **Factor de potencia:** Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.
36. **Falla:** Todo evento fortuito que tiene como resultado la indisponibilidad temporal o permanente de uno o más elementos del sistema.
37. **Falla correctamente despejada:** Una falla despejada satisfactoriamente por las protecciones, de conformidad con los criterios de planificación y operación del SIN.
38. **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.
39. **Generación convencional:** Unidad o instalación de generación que produce electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, y que empleen las siguientes fuentes primarias y/o tecnologías: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.
40. **Grandes Consumidores:** Son consumidores (de las actividades industrial, minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA, los cuales requieren conectarse a la red de Media o Alta Tensión del SIN, y que por el punto de suministro y sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro. Los Grandes consumidores pueden ser Consumidores no Regulados o consumidores regulados.
41. **Hueco de Tensión:** Variación de la magnitud r.m.s. (valor eficaz) de la tensión entre el 10% y 90% del valor de la tensión nominal con una duración entre medio ciclo a un minuto.
42. **Inercia:** La propiedad de un cuerpo rígido giratorio, como el rotor de un generador, por la que mantiene su estado de movimiento giratorio uniforme y momento angular a menos que se aplique un par de fuerza externo.
43. **Insensibilidad de respuesta a la frecuencia:** La característica inherente del sistema de control especificada como la magnitud de la variación de frecuencia o la señal de entrada mínima más allá de la cual se produce de manera cierta una variación en la potencia de salida o la señal de salida.
44. **Instalación de generación de electricidad:** Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de energía eléctrica y que se compone de una o más



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

Unidades de Generación de electricidad contiguas conectadas a una red en uno o más puntos de conexión.

45. **Isla eléctrica:** Operación de un área o parte del SIN en forma autónoma e independiente del resto del SIN, que cuenta con una o varias Unidades de Generación con capacidad de control de la frecuencia y tensión.
46. **Limitador de sobreexcitación:** Condición de control del regulador automático de tensión (AVR) que evita que el rotor de un generador se sobrecargue al detener a la corriente de excitación en un valor inductivo preestablecido.
47. **Limitador de subexcitación:** Condición de control del regulador automático de tensión (AVR) que evita que el generador pierda el sincronismo al detener a la corriente de excitación en un valor capacitivo preestablecido.
48. **Mínimo Técnico de Potencia Activa:** Nivel mínimo de potencia activa en el que la Unidad de Generación de electricidad puede operar en régimen permanente.
49. **Modo de operación como compensador síncrono:** Funcionamiento de un generador sin motor primario para regular la tensión de forma dinámica mediante la producción o absorción de potencia reactiva.
50. **Modo de regulación potencia-frecuencia (MRPF):** Modo de operación de una Unidad de Generación en el que la salida de potencia activa cambia en respuesta a una variación en la frecuencia del sistema, de forma que aporte a la recuperación de la frecuencia de consigna.
51. **Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O):** Modo de operación de una Unidad de Generación de electricidad que reduce su potencia activa en respuesta a un incremento en la frecuencia del sistema por encima de un valor determinado.
52. **Modo de regulación potencia-frecuencia limitado-subfrecuencia (MRPFL-U):** Modo de operación de una Unidad de Generación de electricidad que incrementa su potencia activa en respuesta a una disminución en la frecuencia del sistema por debajo de un valor determinado.
53. **Nivel mínimo de regulación de potencia activa:** Es la potencia activa mínima hasta la cual la Unidad de Generación de electricidad puede controlar la potencia activa.
54. **Operación sobre consumos propios:** La operación que garantiza que las instalaciones de generación de electricidad puedan seguir suministrando sus cargas internas en caso de fallas en la red que provoquen que las Unidades de Generación de electricidad se desconecten de la red y se trasladen a sus suministros auxiliares.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

55. **Parámetro corto plazo (Pst):** Se obtiene un valor por cada período de diez (10) minutos.
56. **Parámetro largo plazo (Plt):** Se obtiene un valor por cada período de dos (02) horas.
57. **Parpadeo:** Es una impresión de inestabilidad de la sensación visual, también llamada "flicker", inducida por un estímulo luminoso cuya luminancia o distribución espectral fluctúa con el tiempo. Los criterios de calidad de la tensión relacionados con el parpadeo se expresan generalmente en términos de Pst y/o Plt, derivándose típicamente Plt de grupos de 12 valores Pst consecutivos.
58. **Perturbación:** Una situación de la red en la que no se cumplen los requisitos de calidad definidos en esta Norma Operativa o en la que las Unidades de Generación no cumplen con los requisitos de calidad de electricidad.
59. **Pruebas técnicas:** Pruebas que se realizan a una instalación 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 instalación o Unidad de Generación.
60. **Punto de conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos Agentes del mercado eléctrico, la cual separa la propiedad de los activos.
61. **Punto común de conexión (PCC):** Es el punto del sistema eléctrico donde la empresa de generación o gran consumidor se conecta con la red de transmisión o de distribución, el cual puede ser accesible para conexión de otros usuarios de la red. Por convención, los requisitos de calidad deben medirse en dicho punto.
62. **Punto de interfaz HVDC:** Punto en el que un equipo HVDC está conectado a una red de CA y en el que pueden ser prescritas especificaciones técnicas que afecten a las prestaciones del equipo.
63. **Relación de cortocircuito (SCR):** En un punto determinado, la relación de la corriente de cortocircuito disponible, en amperios, con la corriente de carga, en amperios.
64. **Regulador automático de tensión (AVR):** El equipo automático de actuación continua que controla la tensión en terminales de una Unidad de Generación de electricidad síncrona, mediante la comparación de la tensión en terminales y un valor de referencia, así como mediante el control de la respuesta del sistema de control de la excitación.
65. **Sistema de Baterías o BESS:** Sistema de almacenamiento que convierte energía eléctrica en energía química. La energía almacenada es luego utilizada en el sistema eléctrico para proporcionar servicios al operador del sistema, como ajuste del balance entre la demanda y la generación o regulación de la frecuencia.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

66. **Sistema de control de la excitación:** Un sistema de control realimentado que incluye el funcionamiento de la máquina síncrona y su sistema de excitación.
67. **STATCOM (del inglés "static synchronous compensator"):** Generador estático síncrono operado como un compensador estático de VAR's, en conexión paralelo en el cual la corriente de salida ya sea capacitiva o inductiva, puede ser controlada de forma independiente del voltaje del sistema.
68. **Sistema de Monitoreo de red de Área Amplia (WAMS):** Es un sistema de monitoreo que colecta datos de un conjunto de unidades de medición de sincrofasores (PMU) ubicadas en la red eléctrica. Este sistema permite el monitoreo de las diferencias de ángulo de fase entre diferentes regiones de la red eléctrica que es una medida de estrés del sistema de transmisión.
69. **Suministro en Alta Tensión:** Se considera suministro en alta tensión cuando el consumidor está conectado directamente a la red de Alta Tensión del SIN.
70. **Tensión nominal (Un):** Es la diferencia de potencial línea-línea específica para el cual se diseña un equipo o instalación.
71. **Título habilitante:** Es la autorización o derecho otorgado por la AETN, para la prestación o realización de actividades en el sector de electricidad.
72. **Unidad de Generación de electricidad:** Es el conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la energía proveniente de una fuente primaria, en energía eléctrica. Puede ser una Unidad de Generación de electricidad síncrona o una unidad de parque eléctrico.
73. **Unidad de Generación de electricidad síncrona:** Conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la energía proveniente de una fuente primaria en energía eléctrica de forma tal que la velocidad de rotación del eje del generador y la frecuencia de la tensión de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.
74. **Unidad de parque eléctrico:** Una unidad o un conjunto de Unidades de Generación Renovable No Convencional que genera electricidad, mismo que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectada mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de distribución.
75. **Valor de consigna:** Es el valor objetivo de cualquier parámetro eléctrico, utilizado normalmente en esquemas de operación y control.
76. **Sistema HVDC:** Sistema de energía eléctrica que transporta energía en forma de corriente continua (CC) de alta tensión entre dos o más barras de corriente alterna (CA) y comprende al menos dos estaciones convertidoras de HVDC con líneas o cables de transporte de CC entre las estaciones convertidoras de HVDC.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 509/2024
TRÁMITE N° 2024-58439-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de agosto de 2024

77. **Unidad convertidora de HVDC:** Unidad que incluye uno o más puentes convertidores, junto con uno o más transformadores convertidores, reactores, equipos de control de unidad convertidora, dispositivos esenciales de conmutación y protección, y auxiliares, en su caso, empleados para la conversión.

