



RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

TRÁMITE: Modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de acuerdo al Anexo que forma parte la presente Resolución.

VISTOS:

La Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013; la nota con Registro N° 8143 de 23 de junio de 2017; la nota con Registro N° 8284 de 27 de junio de 2017; el Informe AE-DOCP2 N° 2504/2017 de 18 de agosto de 2017; todo lo que ver convino, se tuvo presente, y

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión", propuesta por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8143 de 23 de junio de 2017, el CNDC remitió la copia de la Resolución CNDC 379/2017-14 emitida por el Comité de Representantes al CNDC en su Sesión Ordinaria N° 379 de 20 de junio de 2017, misma que aprueba el Informe del grupo de trabajo de Revisión de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

Que mediante nota recepcionada en la AE con Registro N° 8284 de 27 de junio de 2017, el CNDC remitió copia de la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores", para revisión y aprobación de la AE.

Que el Informe AE-DOCP2 N° 2504/2017 de 18 de agosto de 2017, recomienda aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores", considerando el análisis efectuado en el mismo, para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

CONSIDERANDO: (Marco Legal)

Que el artículo 18 de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga, como responsable de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

Que el artículo 1 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, define:



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

“Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento”.

Que el inciso h) del artículo 3 del ROME, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, establece que además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, 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: *“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 Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.*
- b) *La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos”.*

Que de acuerdo al artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, las competencias de la AE, además de las establecidas en las normas legales sectoriales vigentes, en todo lo que no contravenga a la CPE y al presente Decreto Supremo, son las siguientes:

- b) *Regular, controlar, supervisar, fiscalizar y vigilar la prestación de los servicios y actividades por parte de las entidades y operadores bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales.*
- c) *Implementar los aspectos relativos a la regulación; control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la CPE.”*
- m) *Requerir a las personas naturales o jurídicas y otros entes relacionados al sector de electricidad, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de los sectores.*
- n) *Otras atribuciones que le señalen normas aplicables de igual o mayor jerarquía.”*

Que mediante Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) aprobó la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AE, mediante Informe AE-DOCP2 N° 2504/2017 de 18 de agosto

2017, estableció lo siguiente:

(...) 3. ANÁLISIS DE LA MODIFICACIÓN DE LA NORMA OPERATIVA N° 30

Mediante Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, se aprobó la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

El documento propuesto por el CNDC mediante la nota CNDC 1304-17, con registro N° 8244, modifica y complementa la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

En la Sesión N° 379, el Comité de Representantes al CNDC aprobó la Resolución CNDC 379/2017-14 de 20 de junio de 2017 con las modificaciones de la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión".

Con relación a las modificaciones de la Norma Operativa N° 30, la misma presenta cambios, complementaciones que son analizadas en los siguientes puntos:

3.1 Modificación del Título de la Norma Operativa N° 30

TABLA 1. – TITULO

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
REQUISITOS TECNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES

Respecto a la modificación del Título "REQUISITOS TECNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la complementación de la misma

3.2 Modificación del punto 1 "Objetivo" de la Norma Operativa N° 30

TABLA 2. – Punto 1

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>1. OBJETIVO</p> <p>Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de generación y transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional (...)</p>	<p>1.OBJETIVO</p> <p>Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de generación, transmisión <u>y grandes consumidores</u> que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional (...)</p>

Respecto a la modificación del punto 1 "Objetivo" propuesto, esta Autoridad no tiene observaciones y considera pertinente la complementación de la misma, la cual considera a futuros consumidores de Grandes Demandas que se

conectarán al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

3.3 Modificación del punto 2 “Antecedentes” de la Norma Operativa N° 30

TABLA 3. – Punto 2

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>2. ANTECEDENTES</p> <p>Los proyectos de generación <u>y</u> transmisión que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados (...)</p>	<p>2. ANTECEDENTES</p> <p>Los proyectos de generación, transmisión <u>y</u> grandes consumidores que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados (...)</p>

Respecto a la modificación del punto 2 “Antecedentes” propuesto, esta Autoridad considera pertinente la complementación de la misma con los siguientes cambios en el texto de este punto:

“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 podrán ser propuestas a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para la Licencia de Operación correspondiente.

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 requerimiento técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema y que se establecen en esta Norma, pueden ser propuestos a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para la obtención de la Licencia de Operación correspondiente”.

3.4 Modificación del punto 3 “Definiciones” de la Norma Operativa N° 30

TABLA 4.– Punto 3

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
-------------------------------	------------------------------------



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>3. DEFINICIONES</p> <p>(...)</p> <p>Hueco de Tensión: Se produce cuando en un punto de la red eléctrica la tensión de una o más fases caen repentinamente por debajo de un límite establecido y se recupera al cabo de un tiempo determinado, siendo originado por fallas de cortocircuitos o de otra naturaleza.</p> <p>(...)</p>	<p>3. DEFINICIONES</p> <p>(...)</p> <p>Hueco de Tensión: <u>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.</u></p> <p>(...)</p> <p>Grandes Consumidores: <u>Consumidor industrial (minería, siderúrgica, cementera, etc.) que requiera conectar a la red de alta tensión del SIN, una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA o que por sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro.</u></p>

Respecto a la modificación del punto 3 "Definiciones" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la incorporación a la norma Operativa N° 30 las definiciones de Alta Tensión, Suministro en Alta Tensión y Grandes Demandas; Asimismo, la modificación de la definición: "Grandes Consumidores", de acuerdo al Reglamento de Servicio público de Suministro de Electricidad (RSPSE) aprobado mediante el Decreto Supremo N° 26302 del 1° de septiembre de 2001 y la Resolución SSDE N° 162/2001 de 31 de octubre de 2001, con la siguiente texto:

1. DEFINICIONES

(...)

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.

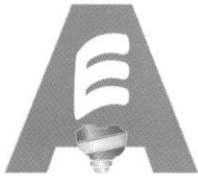
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Es el Mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN.

Alta Tensión: Nivel de tensión igual o superior a 69 kV (sesenta nueve kilo Voltios).

Suministro en Alta Tensión: Se considera suministro en Alta Tensión cuando el consumidor está conectado con su acometida directamente a la red de Alta Tensión del SIN.

Grandes Demandas: Consumidores conectados en Baja, Media o Alta Tensión, cuya potencia máxima, es superior a 50 kW.

Grandes Consumidores: Son Consumidores (de las actividades industrial, general u otros, como ser minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se



encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas; los cuales requieren conectarse a la red de Alta Tensión del SIN, con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA o que por el punto de suministro y sus características técnicas pueden afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro.

3.5 Modificación del punto 4 "Responsabilidades" de la Norma Operativa N° 30

TABLA 5. – Punto 4

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>4. RESPONSABILIDADES</p> <p>4.1. Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar proyectos de generación, 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.</p> <p><i>Así mismo, deben informar oportunamente al Comité 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.</i></p> <p>4.2. El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de proyectos, revisará los proyectos de los interesados para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitirá el informe correspondiente a la AE para fines de otorgar la licencia respectiva.</p>	<p>4. RESPONSABILIDADES</p> <p>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.</p> <p>4.2. <u>Los Grandes Consumidores o las empresas de distribución a cuya red se conecten, deben demostrar al CNDC que las instalaciones tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del proyecto.</u></p> <p><u>Los Responsables de las nuevas instalaciones, deben informar oportunamente al Comité 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.</u></p> <p>4.3. El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de proyectos, revisará los proyectos de los interesados para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitirá el informe correspondiente a la AE para fines de otorgar la licencia respectiva.</p>

Respecto a la modificación del punto 4 "Responsabilidades" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la modificación de la misma de acuerdo al siguiente texto:

"4 RESPONSABILIDADES

(...)

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

4.4 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 AE para fines de otorgar la licencia respectiva.

3.6 Modificación del punto 5 "Alcance" de la Norma Operativa N° 30

TABLA 6. – Punto 5

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>5. ALCANCE</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>5. ALCANCE</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

Respecto a la modificación del punto 5 "Alcance" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la complementación de la misma con el siguiente texto:

"5. ALCANCE

(...)

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.

3.7 Modificación del punto 6 "Características Técnicas Mínimas" de la Norma Operativa N° 30

TABLA 7.– Punto 6

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
-------------------------------	------------------------------------



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

Norma Operativa N° 30 Vigente

Propuesta de Modificación del CNDC

6. CARACTERISTICAS TECNICAS MINIMAS

6.1. INSTALACIONES DE GENERACION

6.1.1. En centrales termoeléctricas, una de cada tres unidades a gas debe contar con facilidades de arranque negro.

(...)

6.1.9. 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:

- Arranque automático por frecuencia fuera del rango $49.75 \text{ Hz} \leq F \leq 50.25 \text{ Hz}$.
- Registro mínimo de una muestra por ciclo.
- Almacenamiento de los eventos, un segundo Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.

(...)

6.2. LINEAS DE TRANSMISION

6.2.1. Las capacidades térmicas 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 al límite térmico de los conductores de fase de 75 °C. Las líneas de transmisión deberán tener capacidad de sobrecarga temporal de 15 y 30 minutos para operación en condiciones de emergencia.

6.2.2. 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.

6.2.3. Las líneas en 230 kV, con longitudes mayores a 90 Km deberán contar con reactores de compensación por un porcentaje entre 50 y 85%. La diferencia entre la generación de reactivo de la línea, en vacío y el reactivo absorbido por el o los reactores de compensación no deberá ser superior a 13.5 MVar.

6.2.4. La ubicación del reactor o los reactores deberá permitir la energización de la línea desde ambos extremos y estar determinada en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años y teniendo en cuenta la regulación de voltaje en los puntos adyacentes a los extremos de la línea.

6.2.5. Las líneas en 230 kV deberán poder operar con reconexión monofásica. Para asegurar el recierre en líneas de 230 kV de longitudes mayores a 100 km se deberá conectar en uno o más puntos en derivación a la línea, reactores monofásicos con una unidad de reserva y reactor de neutro.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS

6.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

6.1.1. 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.

(...)

6.1.9. 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:

- Arranque automático por frecuencia fuera del rango: $49.75 \text{ y } 50.25 \text{ Hz}$.
- Registro mínimo de una muestra por ciclo.
- Almacenamiento de los eventos, 30 segundos Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.

(...)

6.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

6.2.1. Las capacidades térmicas 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 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.

6.2.2. 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.

6.2.3. 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.

6.2.4. 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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

Norma Operativa N° 30 Vigente

En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional, siempre **y cuando se** tengan las mismas características técnicas.

6.2.6. 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.

6.2.7. Las líneas con longitudes mayores a 150 km deben contar con transposiciones para equilibrar las impedancias de fase.

6.2.8. 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.

(...)

Propuesta de Modificación del CNDC

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

6.2.5. 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.

6.2.6. 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.

6.2.7. 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.

(...)

6.4. GRANDES CONSUMIDORES

6.4.1. Deberá informar el consumo de energía y potencia, previstos para el primer y cuarto año de operación en periodos mensuales.

6.4.2. Deberá informar las características de las curvas de carga típicas.

6.4.3. Deberá informar la potencia de cortocircuito requerida en el punto de conexión.

6.4.4. Deberá Instalar equipos de medición de armónicas y flicker en el punto de conexión.

6.4.5. Deberá prever la instalación de equipamientos y automatismos suficiente para participar en el EDAC de acuerdo a los niveles establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

6.4.6. El factor de potencia de la carga deberá cumplir lo señalado en las Condiciones de desempeño Mínimo del SIN para cada bloque de demanda.

6.4.7. Deberá garantizar que el desbalance de fases introducido por la carga cumpla con los requerimientos de la Norma IEC 61000.

6.4.8. Deberá informar características generales de la carga a instalarse (tipo de motores, tecnología de hornos de fundición, etc.)

6.4.9. Deberá informar que equipos de compensación





Norma Operativa N° 30 Vigente

Propuesta de Modificación del CNDC

6.4. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

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.

Los niveles de aislamiento de nuevos equipos a ser instalados en subestaciones existentes, deberán ser iguales o superiores a los niveles de aislamiento de los equipos existentes, los cuales se presentan a continuación.

NIVELES DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES EXISTENTES		
230 kV	115 kV	69 kV
BIL de 1050 kVp Guaracani, Carrasco, Uruibí, San Julián, Sucre, San José, Tarija	BIL de 550 kVp San José, Arbolera, Trinidad, Tarija	BIL de 325 kVp Guaracani, Uruibí, Sucre
BIL de 1175 kVp Valle Hermoso	BIL de 550 kVp Valle Hermoso, Aricaque, Sacaba	BIL de 550 kVp Vinto, Potosí, Puntumá, Atocha
BIL de 1300 kVp Vinto, Mestizaje, Puntumá	BIL de 750 kVp Vinto, Mestizaje, Potosí, Puntumá	
BIL de 1425 kVp Cumbra		

6.4.1. En subestaciones, se deberá presentar los cálculos utilizados para la coordinación del aislamiento y los niveles de aislamiento adoptados.

6.4.2. Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

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

6.5. CONTROL PROTECCION Y TELECOMUNICACIONES

(...)

6.5.2. En 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:

de potencia reactiva, filtros de armónicas u otros serán implementados en el proyecto.

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

6.4.11. Las instalaciones deberán enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

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

6.5. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

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.

6.5.1. 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.

6.5.2. 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. El Propietario de la nueva instalación podrá presentar un estudio de coordinación de aislamiento que respalde otros valores inferiores.

6.5.3. Los estudios de coordinación de aislamiento, deberán ser realizados según lo establecido en la Norma IEC 60071.

6.5.4. Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

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

6.6. CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES

(...)

6.6.2. En subestaciones de alta tensión, se deberán instalar registradores de eventos digitales (osciloperturbógrafos), con las siguientes características técnicas:

- a) Entradas analógicas/digitales para los circuitos



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

<i>Norma Operativa N° 30 Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
Transitorio Hasta 384 muestras por ciclo (19.2 kHz)	importantes y la barra
Disturbio 2 muestras por ciclo (100 Hz)	b) Entradas de corriente y voltaje con precisión de 0.1% de plena escala
Permanente $\frac{1}{2} \times F_n$ (25 Hz)	c) Tasa de registro:
d) Arranque automático de registros	Transitorio: Hasta 256 muestras por ciclo (12.8 Hz)
(...)	Disturbio: 2 muestras por ciclo (100 Hz)
6.6. SERVICIOS AUXILIARES	Permanente: $\frac{1}{2} \times F_n$ (25 Hz)
(...)	d) Arranque automático de registros
	(...)
	6.7. SERVICIOS AUXILIARES
	(...)

Respecto a la modificación del punto 6 "Características Técnicas Mínimas" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la modificación de la Norma Operativa N° 30, de acuerdo al siguiente texto:

6.4. GRANDES CONSUMIDORES

Deberán informar al agente Distribuidor o Transmisor lo siguiente:

6.4.1. El consumo de energía y potencia, previstos para el primer y cuarto año de operación en períodos mensuales.

6.4.2. Las características de las curvas de carga típicas.

6.4.3. La potencia de cortocircuito requerida en el punto de conexión.

6.4.4. Las características generales de la carga a instalarse (tipo de motores, tecnología de hornos de fundición, etc.)

6.4.5. Que equipos de compensación de potencia reactiva, filtros de armónicas u otros serán implementados en el proyecto.

Así también:

6.4.6. Deberá Instalar equipos de medición de armónicas y flicker en el punto de conexión.

6.4.7. Deberá prever la instalación de equipamientos y automatismos suficiente para participar en el EDAC de acuerdo a los niveles establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

6.4.8. El factor de potencia de la carga deberá cumplir lo señalado en las Condiciones de desempeño Mínimo del SIN para cada bloque de demanda.

6.4.9. Deberá garantizar que el desbalance de fases introducido por la carga cumpla con los requerimientos de la Norma IEC 61000.

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

6.4.11. Las instalaciones deberán enviar señales al sistema SCADA operado por

el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

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

3.8 Modificación del punto 7 “Procedimiento Para La Revisión De Proyectos” de la Norma Operativa N° 30

TABLA 8. – Punto 7

Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS</p> <p>7.1. Los proyectos deben ser presentados al CNDC con copia a la AE, con el siguiente detalle:</p> <p>a) Características técnicas generales. b) Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. c) Plazos y condiciones para su ejecución. d) Estado actual del proyecto. e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto) • Cálculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto). • Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia. 	<p>7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS</p> <p>7.1. Los proyectos deben ser presentados al CNDC con copia a la AE, con el siguiente detalle:</p> <p>a) Características técnicas generales. b) Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. c) Plazos y condiciones para su ejecución. d) Estado actual del proyecto. e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:</p> <p><u>e.1) Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto)</u> <u>e.2) Cálculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto y bajo).</u> <u>e.3) Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia, para el primer año de operación.</u> <u>e.4) Realizar estudios de transitorios electromagnéticos para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, que permitan verificar las características técnicas informadas en el numeral 6.</u> <u>e.5) Realizar estudios de estabilidad transitoria para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, para los escenarios críticos identificados en los análisis de contingencias del primer año de operación.</u></p> <p><u>Para instalaciones de Grandes Consumidores deberán presentar adicionalmente:</u></p> <p><u>e.6) El cálculo de la potencia de corto circuito trifásica en la barra de conexión al SIN para los escenarios operativos del primer y cuarto año (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso).</u> <u>e.7) Estudios de estabilidad para determinar los efectos en el SIN de su desconexión intempestiva (total o parcial) de la carga del proyecto.</u> <u>e.8) Estudios de flicker y generación de armónicas, verificando el cumplimiento de los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.</u></p>



Norma Operativa N° 30 Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.</p> <p>7.2. El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.</p> <p>7.3. La aprobación del CNDC habilita a la Empresa propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.</p>	<p><u>En base a los resultados de los estudios anteriores, el Propietario deberá incorporar los equipamientos necesarios que permitan asegurar el cumplimiento de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.</u></p> <p>f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.</p> <p>7.2. El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.</p> <p>7.3. La aprobación del CNDC habilita a la Empresa propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.</p>

Respecto a la modificación del punto 7 "Procedimiento para la revisión de proyectos" propuesto, esta Autoridad considera pertinente la complementación de la misma con el siguiente texto.

"7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS

7.1. Los proyectos de Generación y Transmisión deben ser presentados al CNDC con copia a la AE; Asimismo, los proyectos de Grandes Consumidores deben de ser presentados al agente Distribuidor o Transmisor para su verificación, y posteriormente al CNDC para su revisión, con el siguiente detalle:

(..)

e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:

e.1) Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto)

(...)

e.5) Realizar estudios de estabilidad transitoria para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, para los escenarios críticos identificados en los análisis de contingencias del primer año de operación.

Adicionalmente, el proyecto de Grandes Consumidores, deberán presentar lo siguiente:





e.6) El cálculo de la potencia de corto circuito trifásica en la barra de conexión al SIN para los escenarios operativos del primer y cuarto año (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso).

(...)

En base a los resultados de los estudios anteriores, el Propietario deberá incorporar los equipamientos necesarios que permitan asegurar el cumplimiento de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.

7.2. El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de **Electricidad en el caso de Generación y Transmisión, o para el Distribuidor cuando se trate de Grandes Consumidores, como respaldo del cumplimiento de la norma y la conexión de la carga solicitada.**

7.3. La aprobación del CNDC, habilita a la Empresa **Generadora o Transmisora** propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.”

Por lo tanto, la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión”, aprobado mediante la Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, requiere cambios, complementaciones y/o modificaciones, las cuales han sido consideradas en este análisis.

4. CONCLUSION

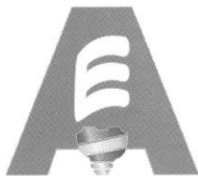
Por lo expuesto en el presente informe, se concluye lo siguiente:

4.1 Habiéndose realizado la revisión y el análisis del proyecto de modificación de la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores”, se ha verificado que se han establecido cambios, complementaciones y modificaciones de forma y de fondo respecto a la actual Norma Operativa N° 30, aprobada mediante la Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013.

5. RECOMENDACIONES

Por lo expuesto en el análisis y las conclusiones del presente informe, se recomienda lo siguiente:

5.1 Aprobar mediante Resolución Administrativa, la Norma Operativa N° 30 “Requisitos técnicos mínimos para proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores”, que forma parte como Anexo del presente Informe,



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

los mismos que fueron puestos a consideración de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-1304-17 el 27 de junio de 2017 y que fue analizada y complementada para su aprobación.

- 5.2** Dejar sin efecto la Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, que aprobó la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de Generación y Transmisión".
- 5.3** Una vez aprobada mediante Resolución Administrativa las modificaciones de la Norma Operativa N° 30, remitir una copia al Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 marzo de 2001 y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008 (...).

Que la presente Resolución es de carácter técnico, se basa y fundamenta en el análisis realizado en el Informe AE-DOCP2 N° 2504/2017 de 18 de agosto de 2017, en consecuencia, se hace aceptación al análisis realizado en el citado Informe a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto, en mérito a las consideraciones y recomendaciones del Informe AE-DOCP2 N° 2504/2017 de 18 de agosto de 2017, se concluye que corresponde aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 30 "Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las entonces 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.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 02 de febrero de 2012.



20



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 422/2017
TRÁMITE N° 2013-6845-53-0-0-0-DOCP2
CIAE N° 0104-0000-0000-0001
La Paz, 23 de agosto de 2017

Que mediante Resolución AE Interna N° 030/2012 de 05 de abril de 2012, se designó al servidor público Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, como Director Legal de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir del 09 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Modificación a la Norma Operativa N° 30 "*Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación, transmisión y grandes consumidores*", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de conformidad al Anexo de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 572/2013 de 23 de octubre de 2013, que aprobó la Norma Operativa N° 30 "*Requisitos técnicos mínimos para proyectos de generación y transmisión*" y sus respectivos Anexos a partir de la notificación con el presente acto administrativo.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Energías.

CUARTA.- Disponer la publicación de la presente Resolución 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 de Procedimiento Administrativo.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:

Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL

LMU



NORMA OPERATIVA N° 30

**REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN,
TRANSMISIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES**

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.

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 podrán ser propuestas a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) para la Licencia de Operación correspondiente.

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 y Control Social de Electricidad (AE) para la obtención de la Licencia de Operación correspondiente.

3. DEFINICIONES

Sistema Eléctrico: Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el Sistema Eléctrico Interconectado que abastece de electricidad a los Departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni, Tarija y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.

Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS): Es el equipo que permite realizar control y amortiguamiento del sistema eléctrico, frente a oscilaciones de potencia en el SIN.

Arranque negro: Característica del diseño interno de una unidad de generación, que incluye equipamiento necesario para permitir el arranque de la unidad por sus propios

medios, es decir sin energía externa a la central.

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.

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Es el Mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN.

Alta Tensión: Nivel de tensión igual o superior a 69 kV (sesenta y nueve kilo voltios).

Suministro en Alta Tensión: Se considera suministro en alta tensión cuando el consumidor está conectado directamente a la red de Alta Tensión del SIN.

Grandes Demandas: Consumidores conectados en Baja, Media o Alta Tensión, cuya potencia máxima, es superior a 50 kW.

Grandes Consumidores: Son Consumidores (de las actividades industrial, general u otros, como ser minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas; los cuales requieren conectarse a la red de Alta Tensión del SIN, con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA o que por el punto de suministro y sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro.

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.

- 4.3. 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 AE para fines de otorgar la licencia respectiva.

5. ALCANCE

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.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS

6.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

- 6.1.1. 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.
- 6.1.2. En centrales hidroeléctricas, todas las unidades con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con arranque negro.
- 6.1.3. Todas las unidades generadoras con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con equipos estabilizadores PSS.
- 6.1.4. 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.
- 6.1.5. 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.
- 6.1.6. Las características de los reguladores de voltaje y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- 6.1.7. El factor de potencia de los generadores, no deberá ser superior a 0.85.
- 6.1.8. 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.

6.1.9. 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-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.

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

6.1.11. 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.

6.1.12. 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".

6.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

6.2.1. Las capacidades térmicas 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 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.

6.2.2. 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.

6.2.3. 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.

6.2.4. 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 mismas características técnicas.

- 6.2.5.** 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.
- 6.2.6.** 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.
- 6.2.7.** 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.
- 6.2.8.** Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 6.2.9.** Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.2.10.** Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

6.3. TRANSFORMADORES Y REACTORES

- 6.3.1.** 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.

- 6.3.2.** 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.
- 6.3.3.** 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 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 y los transformadores trifásicos, 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.

- 6.3.4. 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.
- 6.3.5. 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.
- 6.3.6. Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.3.7. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

6.4. GRANDES CONSUMIDORES

Deberán informar al Agente (Distribuidor o Transmisor) y al CNDC lo siguiente:

- 6.4.1. El consumo de energía y potencia, previstos para el primer y cuarto año de operación en períodos mensuales.
- 6.4.2. Las características de las curvas de carga típicas.
- 6.4.3. La potencia de cortocircuito requerida en el punto de conexión.
- 6.4.4. Las características generales de la carga a instalarse (tipo de motores, tecnología de hornos de fundición, etc.)
- 6.4.5. Que equipos de compensación de potencia reactiva, filtros de armónicas u otros serán implementados en el proyecto.

Así También:

- 6.4.6. Deberá Instalar equipos de medición de armónicas y flicker en el punto de conexión.

- 6.4.7. Deberá prever la instalación de equipamientos y automatismos suficiente para participar en el EDAC de acuerdo a los niveles establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.
- 6.4.8. El factor de potencia de la carga deberá cumplir lo señalado en las Condiciones de desempeño Mínimo del SIN para cada bloque de demanda.
- 6.4.9. Deberá garantizar que el desbalance de fases introducido por la carga cumpla con los requerimientos de la Norma IEC 61000.
- 6.4.10. La instalación de equipos de Medición Comercial deberán cumplir las especificaciones señaladas en la Norma Operativa N° 8, cuando corresponda.
- 6.4.11. Las instalaciones deberán enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.
- 6.4.12. Las características de los sistemas de protección deberán tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.

6.5. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

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.

- 6.5.1. 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.
- 6.5.2. 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. El Propietario de la nueva instalación podrá presentar un estudio de coordinación de aislamiento que respalde otros valores inferiores.
- 6.5.3. Los estudios de coordinación de aislamiento, deberán ser realizados según lo establecido en la Norma IEC 60071.
- 6.5.4. Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

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

6.6. CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES

- 6.6.1.** 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 protecciones y que permita la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones; basado en fibra óptica, onda portadora y/o satelital.
- 6.6.2.** En 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: Hasta 256 muestras por ciclo (12.8 Hz)
 - Disturbio: 2 muestras por ciclo (100 Hz)
 - Permanente: $\frac{1}{2} \times F_n$ (25 Hz)
 - d) Arranque automático de registros
 - e) Medios de comunicación: Red satelital TCP-IP o disponible
 - f) Capacidad de almacenamiento de eventos, por dos semanas
- 6.6.3.** Las características de los sistemas de protección de líneas, transformadores y reactores, deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 6.6.4.** Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

6.7. SERVICIOS AUXILIARES

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

7. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS

- 7.1.** Los proyectos de Generación y Transmisión deben ser presentados al CNDC con copia a la AE. Asimismo, para el caso de proyectos de Grandes Consumidores deben de ser presentados al agente Distribuidor o Transmisor para su verificación y posteriormente al CNDC para su revisión, con el siguiente detalle:

- a) Características técnicas generales.
- b) Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma.
- c) Plazos y condiciones para su ejecución.
- d) Estado actual del proyecto.
- e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN:


- e.1) Flujos de potencia, primer año de operación (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso) y cuarto año de operación (bloque alto)
- e.2) Cálculo de cortocircuito, para el primer y cuarto año de operación del proyecto (bloque alto y bajo).
- e.3) Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia, para el primer año de operación.
- e.4) Realizar estudios de transitorios electromagnéticos para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, que permitan verificar las características técnicas informadas en el numeral 6.
- e.5) Realizar estudios de estabilidad transitoria para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, para los escenarios críticos identificados en los análisis de contingencias del primer año de operación.

Adicionalmente, los proyectos de Grandes Consumidores deberán presentar lo siguiente:

- e.6) El cálculo de la potencia de corto circuito trifásica en la barra de conexión al SIN para los escenarios operativos del primer y cuarto año (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso).
- e.7) Estudios de estabilidad para determinar los efectos en el SIN de su desconexión intempestiva (total o parcial) de la carga del proyecto.
- e.8) Estudios de flicker y generación de armónicas, verificando el cumplimiento de los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.

En base a los resultados de los estudios anteriores, el Propietario deberá incorporar los equipamientos necesarios que permitan asegurar el cumplimiento de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

- f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.

 **7.2.** El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma en especial. Este informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.



7.3. La aprobación del CNDC, habilita a la Empresa Generadora o Transmisora propietaria del proyecto a realizar sus gestiones ante los organismos del Estado para la ejecución del mismo.

8. VIGENCIA

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

9. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.