

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

RESOLUCIÓN SSDE N° 127/2001
La Paz, 10 de agosto de 2001

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC-LP 085/2001 de 29 de mayo de 2001, solicitó a la Superintendencia de Electricidad aprobar las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) basado en el "Estudio de Confiabilidad y Costos Asociados del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia" efectuado por el Consorcio Mercados Energéticos S.A. y Power Technologies Inc.

Que la Superintendencia de Electricidad, mediante carta SE 2193 - MY 237/2001 de 9 de julio de 2001, solicitó al CNDC, previa a la aprobación correspondiente, se realicen algunas aclaraciones y fundamentaciones a los nuevos Parámetros de Desempeño Mínimo del SIN emergentes del estudio de "Confiabilidad y Costos Asociados del SIN".

Que el CNDC mediante nota CNDC-LP 125/2001 de 20 de julio de 2001, absolvió las aclaraciones y fundamentaciones solicitadas por la Superintendencia de Electricidad a su propuesta inicial.

Que el artículo 15 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado por Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, dispone que "La Superintendencia, a propuesta del Comité, establecerá los parámetros que describan el desempeño mínimo del Sistema Interconectado Nacional, tanto en condiciones normales como en condiciones de emergencia, discriminando los requerimientos del sistema en su conjunto y los requerimientos para regiones particulares...".

La Superintendencia de Electricidad en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad y su Reglamentación,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO.- Apruébanse las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), detalladas en Anexo de la presente Resolución, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2001.

ARTÍCULO SEGUNDO.- Otórgase un plazo de nueve (9) meses a todos los Agentes Generadores del SIN para que adecuen sus equipos para alcanzar los límites establecidos en los numerales 3.2 al 3.4 del Anexo de la presente Resolución.

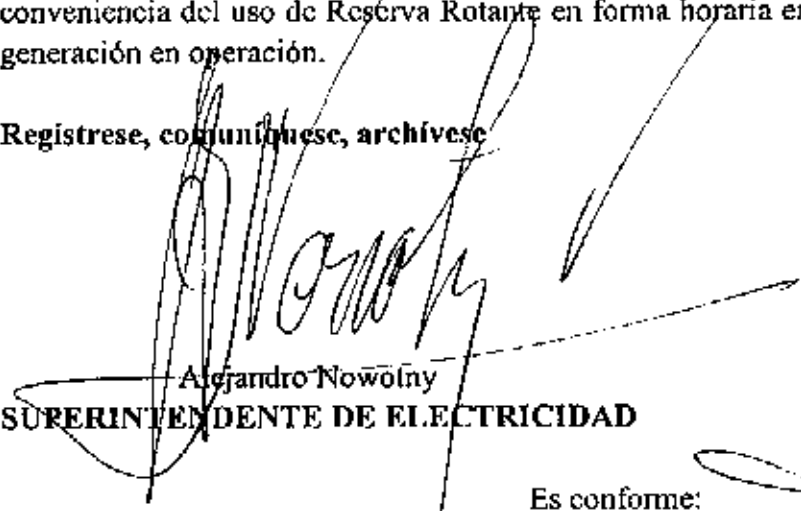
ARTÍCULO TERCERO.- Otórgase un plazo de noventa (90) días calendario a todos los Agentes propietarios de instalaciones de líneas de transmisión y transformadores, para que suministren al CNDC la información de potencias máximas transportadas por sus líneas de transmisión, transformadores e instalaciones cuando corresponda, según las condiciones establecida en los numerales 2.1.1 al 2.1.3 del Anexo de la presente Resolución.

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

RESOLUCIÓN SSDE N° 127/2001
La Paz, 10 de agosto de 2001

ARTÍCULO CUARTO.- Instrúyese al CNDC, realizar un estudio en el plazo de noventa (90) días calendario, que determine la conveniencia del uso de Reserva Rotante por áreas y la conveniencia del uso de Reserva Rotante en forma horaria en función de la mayor unidad de generación en operación.

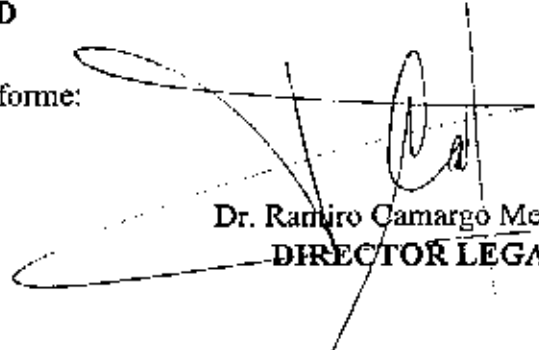
Regístrese, comuníquese, archívese



Alejandro Nowolny

SUPERINTENDENTE DE ELECTRICIDAD

Es conforme:



Dr. Ramiro Camargo Menges
DIRECTOR LEGAL

CONDICIONES DE DESEMPEÑO MINIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

1. CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra operado bajo los siguientes dos conjuntos de restricciones:

- a) Restricciones de carga.
- b) Restricciones de operación.

7

Las restricciones de carga imponen y establecen la necesidad que la demanda deba ser totalmente cubierta por la oferta.

Las restricciones de operación imponen límites de operación mínimos o máximos en variables asociadas con componentes del sistema, como ser: límites de cargabilidad de equipos, límites mínimos y máximos de tensión, límites de reserva rotante del sistema, límites de variación de frecuencia, etc.

1.1 Estado Normal de Operación

El Sistema se encuentra en estado normal de operación cuando son satisfechas las restricciones tanto de carga como de operación, a cada momento y en cada área del sistema, a pesar de los continuos cambios de la demanda del mismo.

1.2 Estado de Emergencia

El Sistema se encuentra en estado de emergencia cuando no se cumplen las restricciones de operación del sistema.

El Estado de Emergencia por contingencias se divide en:

- i) Condiciones Inmediatamente Posteriores a la Contingencia que es el estado del sistema típicamente en los 15 a 30 minutos siguientes a la contingencia, tiempo en el cual se habrán realizado las acciones correctivas necesarias para evitar se produzcan salidas de otros componentes del sistema.
- ii) Condiciones de Post-Contingencia que es el estado del sistema luego del periodo anterior.

1.3 Estado Restaurativo

El Sistema se encuentra en estado restaurativo cuando se cumplen las restricciones de operación, pero no se cumplen las restricciones de carga del sistema.

2. LÍMITES OPERATIVOS

2.1 Límites de tensión y carga de componentes

2.1.1 Estado Normal de Operación

- a) Tensión en barras de 230,115 y 69 kV: de 0,95 a 1,05 p.u.

- | | |
|--|--|
| b) Tensión en bornes de los generadores: | de 0.95 a 1.05 p.u. |
| c) Potencia Reactiva máxima: | 90 % de la capacidad máxima |
| d) Potencia máxima transportada por Líneas de transmisión: | Determinada por la más restrictiva de las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none">- Límites térmicos- Estabilidad estática del sistema- Estabilidad dinámica del sistema |
| e) Potencia máxima transportada por Transformadores: | Determinada por la potencia Nominal del equipo. |

2.1.2 Estado de Emergencia, inmediatamente posterior a una contingencia

- | | |
|--|---|
| a) Tensión en barras de 230, 115 y 69 kV: | de 0,85 a 1,10 p.u. |
| b) Potencia Reactiva de generadores: | Determinada por los límites de máxima y mínima excitación de los generadores. |
| c) Potencia máxima transportada por Líneas de transmisión y transformadores: | Limitada por la sobrecarga admisible en Estado de Emergencia para periodos de 15 y 30 minutos |

Los valores admisibles de sobrecarga de transformadores y líneas deben ser determinados por el propietario aplicando las normas con que fueron diseñados y construidos, o en su defecto, aplicando criterios técnicos justificados.

2.1.3 Estado de Emergencia luego de una Contingencia

- | | |
|--|--|
| a) Tensión Mínima en barras de 230, 115, 69 kV: | 0.900 p.u |
| b) Tensión Máxima en barras de 230 kV: | 1.065 p.u. |
| c) Tensión Máxima en barras de 115 kV | 1.070 p.u. |
| d) Tensión Máxima en barras de 69 kV | 1.050 p.u. |
| e) Potencia Reactiva de generadores: | Determinada por el diagrama de capacidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos. |
| f) Tensión en bornes de las unidades de generación: | de 0.95 p.u. a 1.05 p.u. |
| g) Potencia máxima transportada por líneas de transmisión: | Determinada por límites de operación estática y dinámica del sistema. |

- h) Potencia máxima transportada por Transformadores: Sobrecarga admisible por tres horas

Los valores admisibles de sobrecarga de transformadores deben ser determinados por el propietario aplicando las normas con que fueron construidos, o en su defecto, aplicando criterios técnicos justificados.

2.2 Límites de la frecuencia

- a) Estado Normal de Operación: ± 0.5 % del valor nominal (50.25 – 49.75 Hz)
- b) Estado de Emergencia: ± 1 % del valor nominal (50.50 – 49.50 Hz)
- c) El tiempo acumulado del Sistema, por variaciones en la frecuencia debe estar comprendido entre más 30 seg. (adelanto) y menos 30 seg. (retraso) como máximo y debe ser corregido dentro de las 24 horas.

3. PARAMETROS DE UNIDADES GENERADORAS

3.1 Reserva Rotante Mínima para Regulación de Frecuencia

Bloque Horario	% de Reserva Rotante
Bloque Bajo	19 %
Bloque Medio	14%
Bloque Alto	9%

Se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada.

Las transacciones de reserva rotante señaladas en el Art. 19 inciso a) del ROME, serán revisadas y aprobadas por el CNDC, previa presentación de la solicitud respectiva y la demostración que dichas transacciones, entre unidades, centrales o empresas, no afectarán a la efectividad de la respuesta de la reserva rotante, teniendo en cuenta el sistema de transmisión.

3.2 Respuesta del Sistema de Excitación

- a) Respuesta Dinámica : Evolución sin sobre: mortiguamiento
- b) Sobresoscilación: ≤ 15 %
- c) Tiempo Máximo de Crecimiento (T_r) de la tensión terminal para pasar del 10 % al 90% del valor final (incremento de carga aplicado), luego de haber aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:

Unidad Generadora	Tipo de Excitatriz	T_r
Existente	Excitatrices estáticas	≤ 350 ms
	Excitatrices con rectificadores rotantes (Brushless)	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD
SISTEMA DE REGULACION SECTORIAL

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 127/2001
 La Paz, 10 de agosto de 2001

Con Licencia de Generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones mínimas	Excitatrices estáticas	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

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

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Excitatriz</i>	<i>T_s</i>
Existente	Excitatrices estáticas	≤ 3 seg
	Otras excitatrices	≤ 5 seg
Con Licencia de Generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones mínimas	Cualquier	≤ 2 seg

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

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Valor del Error</i>
Existente	$\leq 1\%$
Con Licencia de Generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones mínimas	$\leq 0.5\%$

3.3 Respuesta del Sistema de Regulación de Velocidad

- a) Respuesta Dinámica : Evolución de la potencia mecánica sin sobre-amortiguamiento
- b) Estatismo permanente: $\leq 4\%$
- c) Tiempo Máximo de Establecimiento para el cambio en la potencia mecánica del $\pm 10\%$ del valor final:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Turbina</i>	<i>Tiempo</i>
Existente	Gas	≤ 20 seg
	Hidráulica	≤ 30 seg
Con Licencia de Generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones mínimas	Gas	≤ 15 seg
	Hidráulica	≤ 25 seg

d) Sobreoscilación Máxima:

Unidad Generadora	Valor Máximo de Sobreoscilación
Existente	30 %
Con Licencia de Generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones mínimas	20%

3.4 Protecciones del Generador

a) Límite mínimo de protección por sobrefrecuencia de disparo instantáneo: 52 Hz

b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia

Rango	Tiempo
Rango de 51.0 Hz a 51.5 Hz	20 seg
Rango de 51.5 Hz a 52.0 Hz	10 seg

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia

Rango	Tiempo
Rango de 49.0 Hz a 48.0 Hz	20 seg
Rango de 48.0 Hz a 47.5 Hz	10 seg

d) Límite máximo de protección por subfrecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz

e) Protección por Potencia Inversa: Ajustado para que ante las condiciones más severas de operación en sobrefrecuencia, no provoque el disparo del grupo antes de recibir la señal de disparo desde las protecciones por sobrefrecuencia o sobrevelocidad.

f) Protección por Máxima Corriente de Secuencia Inversa: Deberá tolerar la máxima corriente de secuencia inversa debida a fallas asimétricas aledañas a la generación, durante un tiempo mayor al tiempo de actuación de la última protección de respaldo del sistema de transmisión, en 69 kV, 115 kV o 230 kV

g) Relación de amortiguamiento para Oscilaciones electromecánicas dominantes (Estabilizadores de Potencia). Solamente para unidades generadoras con licencia de generación otorgada a partir de la entrada en vigencia de estas condiciones de desempeño mínimo y capacidad superior a 10 MW:

<i>Modo</i>	<i>Valor</i>
Local	> 10 %
Intra - planta (con más de un grupo generador)	> 15%

4. PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

4.1 Factor de Potencia

Valores de factores de potencia en cada uno de los Nodos de retiro de los Distribuidores y de los Consumidores No Regulados.

<i>Periodo</i>	<i>Factor de Potencia</i>
Bloque Alto	Mínimo 0.930 inductivo
Bloques Medio y Bajo	Mínimo 0.900 inductivo
Todos los Bloques	Máximo 0.999 capacitivo

4.2 Esquema de Alivio de Carga por Frecuencia Mínima

	<i>Tipo de Relé</i>		
	<i>Gradiente</i>	<i>Subfrecuencia</i>	<i>Restricción</i>
Nº de Etapas	2	10	2
Protección por Etapa	6.5%	3.0%	3.0%
Protección Total	13%	30%	6%

El nivel de protección total será 43% de la demanda.

La priorización del esquema de Alivio de Carga será determinada por el CNDC. Se realizarán rotaciones anuales en la priorización de las etapas de alivio de carga con los Agentes participantes.

5. SEGURIDAD DE AREAS

Además de cumplir con las condiciones de Seguridad del Sistema, la seguridad de áreas debe velar por las transferencias máximas entre áreas que eviten colapsos, estas transferencias serán determinadas por el Centro de Despacho de Carga como resultado de considerar los siguientes parámetros:

- ◆ La reserva rotante local.
- ◆ La capacidad del esquema de alivio de carga.
- ◆ La capacidad de las fuentes de reactivo.
- ◆ La seguridad de los equipos.
- ◆ El estado de operación normal de cada área.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 127/2001
La Paz, 10 de agosto de 2001

Para el caso de determinar la generación mínima requerida en cada área del sistema por Seguridad de Árcas se utilizará la siguiente fórmula:

$$\frac{\%B * D + \%R * G}{1.15} \geq D - G * (1 - \%R)$$

Donde:

- %B** = Capacidad de Botacargas (entre 0 y 1)
- %R** = Reserva Rotante del Sistema (entre 0 y 1)
- D** = Demanda en MW
- G** = Capacidad efectiva de las unidades de generación

6. NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES POR REGULACIÓN DE TENSIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN.

El número mínimo de unidades en servicio por regulación de tensión, considera el mantenimiento de la tensión en la última barra el Sistema Troncal de Interconexión en los límites que se definen. Se debe hacer notar que esta situación no considera la seguridad de árcas.

El número mínimo de unidades que se requieran para mantener el Estado Normal de operación en los diferentes estados de carga y diferentes áreas del sistema, será determinado por el CNDC.

7. POTENCIA MÍNIMA PARA MÁQUINAS FORZADAS

El Comité Nacional de Despacho de Carga determinará la potencia mínima de generación compatibilizando el principio de operación económica, los requerimientos mínimos de operación de cada área del SIN y el valor declarado por el Agente.

A large, stylized handwritten signature in black ink is written over a faint circular stamp. The signature is highly cursive and difficult to decipher. The stamp is mostly obscured by the signature.