



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución SSDE N° 127/2001 de 10 de agosto de 2001, se aprobaron las "Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN)", con vigencia desde el 1° de noviembre de 2001.

Que mediante Resolución SSDE N° 153/2004 de 28 de abril de 2004, se adicionó un numeral referido a la Reserva Total Mínima del Sistema, a las Condiciones de Desempeño Mínimo mencionadas anteriormente.

Que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), con nota CNDC – LP 033/2004 de 6 de abril de 2004, presentó a la Superintendencia el Informe Final del estudio denominado: "Determinación y Distribución de la Reserva Rotante y Remuneración de la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia" elaborada por la consultora Fundación Universidad de San Juan- Instituto de Energía Eléctrica. Asimismo, mediante Resolución CNDC N° 164/2004-3, se aprobó el proyecto denominado: "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo", en cumplimiento de la Resolución SSDE N° 12/2004 de 12 de enero de 2004.

Que la Superintendencia de Electricidad, a través de la nota SE-1252-DMY-120/2004 de 13 de mayo de 2004, dio a conocer observaciones al proyecto de Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del CNDC.

Que el CNDC mediante nota CNDC – LP 080/2004 de 2 de julio de 2004, remitió una nueva propuesta de parámetros de desempeño mínimo, que incluyó las observaciones de la Superintendencia de Electricidad.

Que la Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante el Informe DMY N° 165/2004 de 30 de julio de 2004, recomendó aprobar las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado, propuestas por el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y su Reglamentación,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO.- Apruebanse las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), detalladas en el Anexo de la presente Resolución.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

ARTÍCULO SEGUNDO.- Abrogase la Resolución SSDE N° 127/2001 de 10 de agosto de 2001 y deroganse los Artículos Primero, Segundo y Cuarto de la Resolución SSDE N° 153/2004 de 28 de abril de 2004.

ARTÍCULO TERCERO.- La presente Resolución entrará en vigencia el 1° de noviembre de 2004.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Osvaldo Arusta Zambrana

SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD

Es conforme:

Ramiro Camargo Meneses
DIRECTOR LEGAL





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN:

Desempeño Mínimo.- Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Esta definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

Capacidad Requerida por Seguridad de Área.- En cada área, es la capacidad de generación requerida para mantener el servicio y el abastecimiento de acuerdo a las condiciones de Desempeño Mínimo con la continuidad pretendida. Se determinará teniendo en cuenta en el área la demanda máxima, la capacidad efectiva instalada, la capacidad máxima que se puede tomar de la red dadas las restricciones del sistema, y la indisponibilidad simple de instalaciones en Generación o Transmisión asociadas al área.

Forzada.- Es la unidad generadora que resulta operando o generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

Estado Normal.- Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva

Estado de Emergencia.- Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda con niveles de calidad y confiabilidad inferiores a los establecidos o en el que algún componente esté operando con potencia superior a su capacidad efectiva o se encuentre indisponible.

El estado de emergencia puede ser:

- * Inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos)
- * Posterior a una contingencia (hasta su total reposición).





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

Estado de Restitución.- Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda por la indisponibilidad de componentes.

Componentes.- Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman parte del SIN.

Contingencia.- Es la desconexión intempestiva o manual de componentes del SIN.

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).- Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de unidades generadoras para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema ante variaciones en la demanda o por contingencias.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).- Es la acción manual o automática sobre los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.

Reserva Parada o Estática.- Es la reserva disponible en unidades generadoras de arranque rápido, que no están rotando pero están permanentemente disponibles, a requerimiento del CNDC. Su función principal es restituir los niveles para la regulación secundaria de frecuencia en el menor tiempo posible y para enfrentar fallas permanentes de instalaciones de generación o transmisión en el SIN.

2. PARÁMETROS DE SISTEMA

2.1 FRECUENCIA

	Condición normal	Condición de emergencia
Limites	de 49.75 a 50.25 Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

El tiempo acumulado del sistema, por variaciones de frecuencia, debe estar comprendido entre +30 segundos (adelanto) y -30 segundos (atraso) y debe ser corregido por el CNDC dentro de las 24 horas siguientes a su ocurrencia.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

2.2 TENSIÓN EN BARRAS

Tensión nominal	Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post - contingencia
230 Kv	de 0.95 a 1.05 pu	De 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu
115 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.070 pu
69 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.050 pu

pu = por unidad

2.3 TENSIÓN EN BORNES DE GENERADOR

	Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post - contingencia
Tensión en bornes	de 0.95 a 1.05 pu	---	de 0.95 a 1.05 pu

pu – por unidad

3. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN

3.1 CARGA MÁXIMA DE COMPONENTES

Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post – contingencia
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos, informado por el Agente

Los Agentes informarán al CNDC la capacidad de sobrecarga de sus componentes e instalaciones, acompañando la justificación técnica que la avale.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

4. PARÁMETROS DE GENERACIÓN

4.1 RESERVA OPERATIVA

4.1.1 RESERVA ROTANTE

Bloque Horario	Regulación Primaria y Secundaria
Bloque alto	10%
Bloque medio	15%
Bloque bajo	19%

La Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada y puede ser transada con otros Agentes si, el Agente Generador demuestra ante el CNDC que dicha transacción de reserva no afectará la efectividad de la respuesta de la reserva rotante y obtiene aprobación expresa del CNDC para efectuar dicha transacción.

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, podrán ser despachadas a plena carga. Su compromiso de reserva rotante podrá ser transferido a otras unidades del mismo Agente o transada como RSF.

La Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada, puede ser transada entre Empresas generadoras sin afectar al costo marginal, ni los límites de transmisión permitidos, y previa aprobación expresa del CNDC.

4.1.2 RESERVA PARADA O ESTÁTICA

Bloque Horario	Reserva Parada
Bloque alto	7.5%

El porcentaje de Reserva Parada se aplica a la demanda del sistema a nivel de generación. La potencia resultante se aplica a las unidades que no fueron asignadas con Potencia Firme, según sus costos variables, desde la de menor costo.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

4.1.3 RESERVA FRÍA DEL SISTEMA

La reserva total mínima del Sistema será igual a 17.5% de la capacidad efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme.

La Reserva Fría del Sistema se determina considerando la siguiente expresión:

$$RFs = RTS - (CE - PF)$$

donde:

RFs = Reserva fría del Sistema

PF = Potencia Firme del Sistema

RTS = Reserva Total del Sistema

CE = Capacidad Efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme

EL CNDC asignará potencia de Reserva Fría del Sistema a una o mas unidades generadoras térmicas, no remuneradas con Potencia Firme en forma proporcional a su potencia garantizada, considerando los criterios de seguridad del Sistema, seguridad de áreas, confiabilidad y costo mínimo. La Reserva Fría asignada a una unidad generadora no podrá ser superior a su potencia garantizada.

4.2 GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Condición Normal	Inmediatamente Posterior a una Contingencia	Post - Contingencia
90% de la capacidad máxima, determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador	Determinado por los límites de máxima y mínima excitación del generador	Determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos

4.3 RESPUESTA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

- a) Respuesta Dinámica: Evolución sin sobreamortiguamiento
- b) Sobrecoscilación: $\leq 15\%$





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

- 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 haberse aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Excitatriz</i>	<i>T_r</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	≤ 350 ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Excitatriz estática	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

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

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Tipo de Excitatriz</i>	<i>T_s</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	≤ 3 seg
	Otras excitatrices	≤ 5 seg
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Cualquier tipo	≤ 2 seg

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

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Valor del Error</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	$\leq 1\%$
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	$\leq 0.5\%$

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

L.a Paz, 10 de agosto de 2004

4.4 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>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Gas	≤ 20 seg
	Hidráulica	≤ 30 seg
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Gas	≤ 15 seg
	Hidráulica	≤ 25 seg

- d) Sobreoscilación Máxima:

<i>Unidad Generadora</i>	<i>Valor Máximo de Sobreoscilación</i>
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	30%
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	20%

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

4.5 PROTECCIONES DEL GENERADOR

- a) Límite mínimo de protección por sobrefrecuencia de disparo instantáneo: 52 Hz
- b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 51.0 a 51.5 Hz	20 seg
de 51.5 a 52.0 Hz	10 seg





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 49.0 a 48.0 Hz	20 seg
de 48.0 a 47.5 Hz	10 seg

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

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

4.6 SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN

A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad.

Las unidades con licencia de generación posterior a diciembre de 2001 y con capacidad superior a 10 MW, deben incorporar estabilizadores de potencia (PSS) adecuados.

4.7 POTENCIA MÍNIMA DE GENERACIÓN

Es determinado por los Agentes Generadores en base a las características técnicas de cada unidad generadora. Los Agentes deberán proporcionar al CNDC la información técnica de respaldo.

5. PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

5.1 FACTOR DE POTENCIA

Límites aplicados en los nodos de retiro de energía del STI por Distribuidores y Consumidores No Regulados.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

La Paz, 10 de agosto de 2004

<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

5.2 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

	<i>Relé</i>		
	<i>Gradiente</i>	<i>Subfrecuencia</i>	<i>Restitución</i>
N° 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.

El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución, y las correspondientes rotaciones en la priorización de etapas, que corresponda a cada Agente.

6. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO MÍNIMO PARA ÁREAS DEL SIN

6.1 NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN

El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión en el estado normal de operación de cada área del SIN, será determinado por el CNDC sobre la base de las unidades disponibles en el área, las curvas de capacidad de las mismas y la curva de carga del área respectiva.

6.2 TRANSFERENCIA MÁXIMA POR SEGURIDAD DE AREAS

Transferencias máximas de energía horaria a un área del SIN conectada mediante línea única:

Para el Area Oriental y Sucre $T_{max.} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.15$

Para las Áreas Central y Norte $T_{max.} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.20$





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCION SSDE N° 227/2004

TRAMITE N° 1450

1.a Paz, 10 de agosto de 2004

donde:

- Tmax. = Transferencia máxima al área importadora, en MW
- a = Capacidad del Esquema de Alivio de Carga según el numeral 5.2
- r = Reserva rotante activable dentro de 5 segundos
- D = Demanda del área importadora, en MW
- G = Capacidad efectiva de las unidades de generación despachadas en el área importadora, en MW

La reserva rotante activable en 5 segundos (r) debe ser informada por el Agente Generador al CNDC, acompañando la justificación técnica de respaldo.

En el bloque alto, esta reserva podrá estar comprendida entre el valor informado y el valor de la reserva rotante del sistema para éste bloque, definido en el numeral 4.1.1

La aplicación del valor de la reserva informada para efectos de Seguridad de Áreas es de carácter operativo y no debe afectar al cálculo de Potencia Firme.

