

TRÁMITE: Solicitud de modificaciones a la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real" y anexo presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real" y Anexo, presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

VISTOS:

La Resolución AE N° 267/2009 de 4 noviembre de 2009; la nota con Registro N° 1121 recepcionada el 1° de febrero de 2012; el Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 267/2009 de 4 noviembre de 2009, se aprobó la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real".

Que mediante nota con Registro N° 1121 recepcionada el 1° de febrero de 2012, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), presentó la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 297 del Comité de Representantes al CNDC mediante Resolución CNDC 297/2012-5 el 31 de enero de 2012.

Que mediante Resolución CNDC 297/2012-5 de 31 de enero de 2012, el Comité de Representantes resuelve: *"Se aprueba la Adecuación Provisional de la Norma Operativa N° 4, "Operación en Tiempo Real" a la Ley N° 211 de fecha 23 de diciembre de 2011 y a tiempo de remitir a la autoridad competente, se manifieste la necesidad de contar con una reglamentación de esta ley"*.

Que la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 elaboró el Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012, mediante el cual efectuó el análisis del proyecto a las modificaciones a la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real".

CONSIDERANDO: (Fundamentación 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 inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 2 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 por otra parte, el artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de normas operativas, determinando que el Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia, con copia al Viceministerio correspondiente, para su análisis y aprobación dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual el ente regulador podrá requerir al CNDC las modificaciones que considere necesarias.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que de acuerdo al documento de modificación de la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real" presentado por el CNDC, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 emitió el Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012, mediante el cual analizó el referido documento, describiendo su estructura y determinando la necesidad de efectuar algunas modificaciones de forma y de fondo a éste, de acuerdo la siguiente descripción:

Estos puntos son presentados y analizados a continuación:

2. BASE LEGAL.

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Ley N° 1604, de Electricidad: Artículos 16 (b) 18, 19 y 30; Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía"; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículos 2, 3, 15, 18, 19a, 48, 51 y 52; Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071.</p>	<p>2. BASE LEGAL</p> <p>Ley N° 1604, de Electricidad: Artículos 16 (b) 18, 19 y 30; Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía"; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículos 2, 3, 15, 18, 19a, 48, 51 y 52; Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071, cláusula octava Ley 211.</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: En el numeral 2) se añade: <i>cláusula octava Ley 211.</i></p>	

CP

5. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>c) Cuando se registren déficits de potencia permanente, el CDC podrá utilizar los siguientes recursos, en el orden en que se indica y dentro de los límites establecidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.</p> <p>1° Manejo de carga mediante reducción de voltaje.</p> <p>2° Desconexión manual de carga en coordinación con los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.</p>	<p>c) Cuando se registren déficits de generación permanente, el CDC podrá utilizar los siguientes recursos, en el orden en que se indica y dentro de los límites establecidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.</p> <p>1° Manejo de carga mediante reducción de voltaje.</p> <p>2° Desconexión manual de carga en coordinación con los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: En el inciso c) se reemplaza: <i>potencia</i> por <i>generación</i>.</p>	

De acuerdo al inciso b) del artículo 4 (PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE NORMAS OPERATIVAS) del Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, la AE hace la siguiente incorporación en el inciso d) del numeral 5:

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>d) Cuando la desconexión de la carga sea manual, una vez determinado el monto del déficit, éste se repartirá entre los Distribuidores y Consumidores no Regulados en proporción a su demanda del momento, teniendo en cuenta lo establecido el artículo 47 del ROME.</p>	<p>d) Una vez determinado por el CDC el déficit y la desconexión deba realizarse en forma manual, este se repartirá entre Consumidores No Regulados y Distribuidores en proporción a su demanda de energía industrial y minera por bloque horario. Los Distribuidores realizarán la desconexión de su carga exclusivamente o predominantemente industrial, minera y comercial; priorizando el abastecimiento a sus consumidores domiciliarios y servicios públicos de salud, educación, seguridad ciudadana y transporte público. Para este caso cada distribuidora deberá disponer de una clasificación de alimentadores o ramales, que deberá ser enviada a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y al CNDC.</p> <p>Posterior a cada desconexión manual de carga, los Distribuidores y Consumidores No Regulados deberán informar al CNDC con copia a la AE, dentro de las 24 horas, las características de la carga desconectada.</p>
<p>3.2 OBSERVACIÓN AE: Se modifica el contenido del inciso d), asimismo, la AE incorpora lo siguiente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad en el primer párrafo y con copia a la AE en el segundo. La propuesta de modificación resulta insuficiente debido a que no contiene ninguna directriz sobre la priorización y programación de la desconexión manual de carga.</p>	

10. ALCANCE E INTERPRETACIÓN DE LA PRESENTE NORMA.

NORMA OPERATIVA VIGENTE	PROYECTO DE MODIFICACIÓN DE NORMA OPERATIVA
<p>b) El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), ...</p> <p>El CNDC en forma previa a tomar la acción antes descrita, informará a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, sobre los hechos producidos, las decisiones a tomarse y los resultados esperados, con la fundamentación correspondiente.</p>	<p>b) El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), ...</p> <p>El CNDC en forma previa a tomar la acción antes descrita, informará a la AE, sobre los hechos producidos, las decisiones a tomarse y los resultados esperados, con la fundamentación correspondiente.</p>
<p>OBSERVACIÓN AE: En el inciso b) se reemplaza: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad por AE.</p>	

CONSIDERANDO: (Conclusiones)


Que por todo lo expuesto y en mérito a las consideraciones expuestas en el Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012, corresponde aprobar las modificaciones propuestas por el CNDC a la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real" y Anexo.

Asimismo, el Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012, recomienda incluir en el numeral 5 inciso d), la priorización y selección de las cargas sujetas a desconexión manual, para lo que se sugiere que el orden de desconexión sea el siguiente:

- a) Primera etapa, demandas mayores a 15 MW.
- b) Segunda etapa, demandas entre 0 y 15 MW.
- c) La tercera etapa se realizará en los Distribuidores en proporción a su demanda de energía industrial y minera por bloque horario.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 07 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de la misma serían asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el cual, en el artículo 3 determina la creación de la AE, y el artículo 4 establece que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado, por lo que, siendo que las normas expuestas no contradicen la Carta Magna, corresponde su aplicación al presente caso de análisis.



Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 01 de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard Cesar Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la AE, quien fue posesionado en el cargo el 02 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE INTERNA N° 014/2012 de 09 de febrero de 2012, se designó a la servidora pública Verónica Buitrago Frigerio, como Directora Legal Interina de la AE, a partir del 10 de febrero de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la AE, conforme a designación contenida en Resolución Suprema N° 7068 de 01 de febrero de 2012, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación, el Decreto Supremo 0071 de 09 de abril de 2009 y demás disposiciones legales vigentes,


RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar las modificaciones a la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real" y Anexo presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), considerando las modificaciones determinadas a través del Informe AE-DOCP2 N° 404/2012 de 12 de marzo de 2012 y Anexo.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Resolución AE N° 267/2009 de 4 noviembre de 2009 y Anexo, emitida por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), a partir de la notificación con la presente Resolución.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard Cesar Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Verónica Buitrago Frigerio
DIRECTORA LEGAL INTERINA

SNQ

NORMA OPERATIVA N° 4
OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos para la supervisión, control y coordinación de la operación de instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de modo de atender la demanda en el marco establecido por las Condiciones de Desempeño Mínimo.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604, de Electricidad: Artículos 16 (b) 18, 19 y 30; Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía"; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículos 2, 3, 15, 18, 19a, 48, 51 y 52; Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071, cláusula octava Ley 211.

3. DISPOSICIONES GENERALES

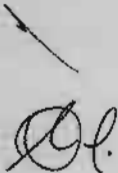
3.1 Atribuciones y Responsabilidades

La supervisión, control y coordinación de la operación de las instalaciones del SIN es responsabilidad del Centro de Despacho de Carga (CDC) dependiente de la Gerencia de Operaciones del SIN del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

La operación en tiempo real se efectuará sobre la base de la programación de la operación diaria o Predespacho elaborada de acuerdo a la Norma Operativa N° 1 - "Programación de la Operación".

Constituye una obligación de todos los Agentes del Mercado acatar las instrucciones del CDC en la operación en tiempo real. En caso de que una instrucción operativa del CDC, implique un riesgo físico a su personal y/o instalaciones, los Agentes del Mercado podrán decidir bajo su responsabilidad el no cumplimiento de la instrucción. El CDC aceptará dicha decisión y los Agentes del Mercado involucrados justificarán esta situación por escrito al CNDC dentro de las 24 horas siguientes de producido el hecho, el que luego de evaluado, será informado al Comité de Representantes del CNDC.

Todos los Agentes del Mercado deben suministrar oportunamente al CDC la información específica que les sea requerida, para efectuar el control y supervisión de la operación, principalmente aquella información que no sea registrada por el Sistema SCADA. En caso de no disponer la información del Agente del Mercado, el CDC adoptará la última información disponible.



El CDC deberá suministrar oportunamente a los Agentes del Mercado toda información que le sea solicitada relativa a la operación del Sistema.

3.2. Personal Responsable

La supervisión y coordinación de la operación en tiempo real es responsabilidad del CDC y los Agentes del Mercado y se efectuará con el siguiente personal mínimo:

a) El Centro de Despacho de Carga:

a1) En el ámbito operativo:

- Un Técnico Operador por turno
- Un Ingeniero Supervisor por turno

a2) En el ámbito de coordinación:

- El Jefe de División del Centro de Despacho de Carga

b) Los Agentes del Mercado:

b1) En el ámbito operativo:

- Un Técnico Operador por turno
- Un Ingeniero responsable de la operación de las instalaciones de cada Agente del Mercado.

b2) En el ámbito de coordinación:

- Un Ingeniero Coordinador expresamente designado por cada Empresa.

3.3. Medios de Comunicación

La instalación de los medios de comunicación de voz telefónicos entre el CDC y los Agentes, será de responsabilidad de los Agentes. El CNDC será responsable de contar con las instalaciones y medios para posibilitar la recepción de estos en la sala de control CDC.

Los medios de comunicación deben ser de uso exclusivo para la coordinación de la operación en tiempo real, estos estarán constituidos por un medio principal y uno o más medios de respaldo.

Los medios de comunicación entre el operador del CDC y los operadores de los Agentes del Mercado serán, en el orden en que se indica:

- 1° Los teléfonos directo y selectivo que forman parte del sistema de comunicaciones por carrier (PLC).
- 2° El sistema telefónico y de Fax fijo.
- 3° Teléfonos Celulares.

Los Agentes informaran al CNDC el listado de medios de comunicación identificando el principal y los de respaldo. El CDC elaborará un listado de teléfonos asignados a la operación, que será de conocimiento de todos los Agentes del Mercado. Los Agentes deberán informar oportunamente los cambios en sus instalaciones de comunicación con el CDC.

4. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

4.1. Procedimiento General

La supervisión y coordinación de la operación en condiciones normales serán realizadas por el Ingeniero Supervisor y el Técnico Operador del CDC los que, mediante teléfono, estarán en permanente comunicación con los Técnicos Operadores de los Agentes del Mercado.

Los Operadores del CDC emitirán instrucciones basándose en las previsiones del Predespacho y ajustando la operación a los cambios que se registren respecto a lo programado por variaciones en la demanda, temperatura, disponibilidad de equipos, potencia disponible, compromisos de potencia de reserva rotante, etc.

En concordancia con los resultados del Modelo de Simulación de Corto Plazo vigente, en el despacho en tiempo real, las unidades térmicas, con excepción de la unidad marginal y las unidades con generación obligada por condiciones de desempeño mínimo, deberán en general estar despachadas a su potencia óptima.

Con el propósito de que la operación en tiempo real se ajuste de la mejor manera posible a las premisas del despacho económico, el despacho en tiempo real deberá considerar lo siguiente:

Cuando se ordenan las unidades térmicas disponibles en función de sus costos óptimos variables afectados por sus factores de nodo, estas resultarán asignadas a una de las siguientes categorías:

- a) Unidades económicas despachadas
- b) Unidades económicas no despachadas
- c) Unidades con generación obligada por condiciones de desempeño mínimo o restricciones del sistema de transmisión.
- d) Unidades no despachadas con costos variables superiores a los de las tres categorías anteriores.

Cuando se requiera reducir la generación térmica, deberá seguirse el siguiente orden:

1. Se reduce la generación de las unidades que se encuentran en la categoría c) hasta su mínimo técnico.

2. Se reduce la generación de la unidad de mayor costo variable de la categoría a) hasta su mínimo técnico.
3. Se reduce la generación de la siguiente unidad de mayor costo variable de la categoría a) hasta su potencia óptima disminuida en 6%.
4. Se repite el paso 3 con el resto de las unidades de la categoría a).

El proceso de toma de carga de las unidades térmicas deberá darse en forma inversa a la descrita anteriormente, es decir, incrementando generación primero en la unidad más económica hasta su potencia óptima, luego en la unidad inmediatamente superior en orden económico y así sucesivamente hasta completar la generación requerida.

Las instrucciones de los Operadores del CDC relativas al despacho de carga deben ser acatadas por los Operadores de los Agentes del Mercado, aún en el caso en que se alejen significativamente de la programación. Los Ingenieros responsables de la operación de las instalaciones de los Agentes del Mercado podrán solicitar al Ingeniero Supervisor del CDC información complementaria sobre los cambios registrados y los ajustes realizados por el CDC.

Los responsables del intercambio de información operativa en tiempo real entre los Agentes del Mercado y el CDC son los Técnicos Operadores, los Ingenieros encargados de la operación y los responsables de la coordinación.

4.2. Operación de Unidades Generadoras

4.2.1. Parque generador

Toda unidad generadora que haya sido asignada con Potencia Firme o con Reserva Fría, será considerada unidad disponible en todo momento, excepto en los períodos de mantenimiento programado y de indisponibilidad forzada. La disponibilidad de las unidades con Potencia de Punta Generada se sujetará a lo dispuesto por la Norma Operativa N° 21 – “Unidades Generadoras con Potencia de Punta Generada”.

Los Agentes Generadores deberán suministrar al CDC toda la información adicional que sea requerida para los procesos de arranque, toma de carga y parada de unidades generadoras.

El CDC podrá solicitar en cualquier momento el uso de la potencia de reserva rotante llevando la unidad a plena carga, para cubrir incrementos no previstos de la demanda o para verificar el cumplimiento del mantenimiento de la reserva.

4.2.2. Indisponibilidad de unidades generadoras

La indisponibilidad de unidades generadoras será tipificada por el CDC de acuerdo a la Norma Operativa N° 5 - “Programación y Coordinación de Mantenimientos” y a la

Norma Operativa N° 7 – "Descuentos por Indisponibilidad de Unidades Generadoras".

Entre las causas de indisponibilidad se mencionan a las siguientes, sin que esto signifique la exclusión de otras causas contempladas en las citadas Normas Operativas:

- a) Desconexión automática o parada manual de emergencia.
- b) Falla en el arranque.
- c) Retraso en la entrada en servicio luego de recibida la instrucción del CDC, en tiempos que excedan a los tiempos de arranque informados por los Agentes del Mercado.
- d) Retraso en la toma de carga luego de recibida la instrucción del CDC, en tiempos que excedan a los informados por los Agentes del Mercado.
- e) Retiro de servicio de unidades sin la instrucción respectiva del CDC.
- f) Operación con potencia limitada.

El CDC llevará el registro de las indisponibilidades de unidades generadoras especificando la hora de inicio de la indisponibilidad o desconexión, hora de disponibilidad y puesta en servicio, y según corresponda, la potencia limitada.

4.2.3. Sincronización y parada de unidades generadoras

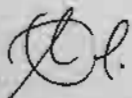
En condiciones normales de operación, el CDC instruirá al Agente Generador que corresponda, la entrada en operación de unidades tomando en cuenta el periodo que requiere la unidad para ser sincronizada, de acuerdo a sus características propias informadas por el Agente Generador.

Una vez sincronizada la unidad, ésta tomará carga en función a sus características propias y a las necesidades del Sistema, en coordinación con el Operador del CDC.

En el caso de una instrucción de parada, ésta se realizará en el tiempo necesario, de acuerdo a las características informadas por el Agente Generador.

4.2.4. Regulación de Frecuencia

La regulación primaria de frecuencia debe ser efectuada en forma automática por los reguladores de velocidad (gobernadores), por lo que todas las unidades en operación deben estar continuamente en control de velocidad. La reserva rotante debe ser activable en todo momento.



La regulación secundaria o control de frecuencia, se efectuará manualmente con las unidades generadoras en servicio, a través del uso de la reserva rotante establecida en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

El control de frecuencia no modificará en $\pm 5\%$ la generación diaria asignada a cada sistema hidroeléctrico.

En tanto se defina una normativa específica, la responsabilidad de la regulación secundaria de frecuencia estará a cargo de los siguientes Agentes Generadores, en el orden que se indica:

- 1° Corani
- 2° COBEE - La Paz
- 3° Hidroeléctrica Boliviana

De acuerdo con el orden establecido, Corani regulará frecuencia dentro los límites técnicos de sus unidades en servicio. En caso de que en el despacho diario resulte Corani asignada con potencias mínimas o no resulte despachada, la regulación será efectuada por COBEE. Por otra parte Corani, regulará la frecuencia en todo momento y hasta que su embalse se encuentre en situación de vertimiento, a partir de este momento COBEE tomará a su cargo la regulación también hasta que sus embalses se encuentren en situación de vertimiento. En esta condición Hidroeléctrica Boliviana efectuará la regulación respectiva hasta que se encuentre también en vertimiento.

Cuando los embalses de los sistemas de Corani, COBEE e Hidroeléctrica Boliviana se encuentren en condición de vertimiento simultáneo, se iniciará un proceso de rotación. La regulación secundaria de frecuencia estará a cargo de Corani durante 24 horas, luego de COBEE por las 24 horas siguientes y finalmente de Hidroeléctrica Boliviana por 24 horas; este ciclo se repetirá hasta que uno de estos Agentes deje de estar en condición de vertimiento, en cuyo caso este Agente asumirá la responsabilidad de regular frecuencia.

La regulación secundaria de frecuencia será complementada por unidades termoeléctricas en servicio, siguiendo los lineamientos descritos en el numeral 4.1 de esta Norma.

En situación de subfrecuencia, el respectivo Agente Generador, realizará la regulación secundaria con la reserva rotante disponible en sus unidades. Cuando la magnitud de su reserva sea insuficiente, el CDC instruirá el uso de la reserva rotante en las restantes unidades generadoras en servicio en el SIN, tanto térmicas como hidroeléctricas.

En situación de sobrefrecuencia, el respectivo Agente Generador, reducirá momentáneamente la potencia generada hasta el límite técnico de sus respectivas

unidades generadoras. El CDC reasignará la generación en las restantes unidades en servicio, a fin de restituir los niveles adecuados. De esta forma, el Agente Generador encargado de la regulación podrá efectuar en todo momento el control de la frecuencia.

Toda variación de carga deberá ser corregida con la finalidad de reponer los márgenes de reserva rotante, en un tiempo no mayor a 15 minutos.

Cuando se presenten áreas aisladas en el SIN, el CDC asignará la responsabilidad del control de frecuencia a los Agentes Generadores que cuenten con unidades en operación en estas áreas.

4.2.5. Potencia hidráulica adicional ofertada

Durante la operación del sistema, los Agentes Generadores con centrales hidroeléctricas pueden ofertar potencia adicional a la programada en el predespacho debido a aportes hídricos no previstos que se presenten en el día y que no sea posible embalsar. Para ello, el Agente Generador debe comunicar la potencia horaria adicional que puede generar y el periodo probable de duración de dicha potencia.

El CDC despachará esa potencia adicional respetando las Condiciones de Desempeño Mínimo y aplicando los siguientes criterios:

- a) Si de acuerdo con las previsiones del Agente Generador, la potencia adicional se diera en periodos inferiores a tres horas, 1° se despachará esa potencia postergando el arranque o adelantando la parada de unidades termoeléctricas, 2° disminuyendo la potencia de centrales hidroeléctricas que estén en condiciones de embalsar, y/o 3° disminuyendo la potencia generada por unidades térmicas siguiendo los lineamientos descritos en el numeral 4.1 de esta Norma.

En caso de que los excedentes correspondan a más de una central y no sea posible el aprovechamiento total de los excedentes mediante la reducción de carga en otras centrales, la energía adicional total que pueda ser aprovechada, se asignará entre las centrales con excedentes, en proporción a la potencia asignada a cada una de ellas en el predespacho (o redespacho) para la hora previa.

- b) Si de acuerdo con las previsiones del Agente Generador, la potencia adicional se diera en periodos superiores a tres horas, éste Agente deberá solicitar al CDC una reprogramación mediante Fax señalando la potencia horaria adicional generable y el periodo correspondiente.

En esta situación, el CDC reprogramará el despacho de carga de todas las unidades generadoras e informará éste cambio a los demás Agentes.

4.2.6. Operación en condiciones de prueba o ensayo

La operación de unidades generadoras en condiciones especiales como ser pruebas o ensayos, que implica generar potencia adicional a la asignada, o reducir su potencia, o el ingreso de una unidad, estará sujeta al siguiente tratamiento:

- a) La potencia adicional de la unidad en prueba o ensayo será compensada con la disminución de la potencia generada por otras unidades en la misma central o por unidades generadoras ubicadas en otras centrales del mismo Agente. Esta distribución no afectará a la potencia total asignada a ese Agente Generador.
- b) En caso de que la potencia asignada a un Agente en el Predespacho no le permita compensar la potencia adicional generada en la unidad en condición de prueba o ensayo, con otras unidades de su propiedad, deberá necesariamente acordar con otras Empresas la reducción de la generación de éstas para compensar la potencia adicional generada por la unidad en prueba o ensayo y comunicar con anterioridad al CDC las condiciones para su aplicación.

4.3. Operación del Sistema de Transmisión

El CDC es responsable de mantener los niveles de operación del sistema de transmisión de acuerdo a las Condiciones de Desempeño Mínimo, para ello instruirá al operador del sistema de transmisión, la operación de sus elementos de regulación y maniobra.

Es responsabilidad del Transmisor, coordinar con el CDC la entrada o salida de algún componente del sistema de transmisión.

4.4. Coordinación con Distribuidores

En condiciones normales de operación, es responsabilidad de ELECTROPAZ, CRE, ELFEC y de los Consumidores no Regulados coordinar con el CDC la conexión o desconexión de sus alimentadores cuando la carga de éstos sea igual o mayor a 5 MW, y es responsabilidad de ELFEO, CESSA y SEPSA coordinar con el CDC la conexión o desconexión de sus alimentadores cuando la carga de éstos sea igual o mayor a 3 MW.

5. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

- a) En condiciones de emergencia definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo, el CDC podrá apartarse del despacho económico y adoptará las medidas necesarias para restituir las condiciones normales de operación del Sistema en el menor tiempo posible, siempre que no implique poner en riesgo las instalaciones.
- b) Para superar déficits de potencia intempestivos, se utilizará la reserva rotante y el Esquema de Alivio de Carga establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

c) Cuando se registren déficits de generación permanente, el CDC podrá utilizar los siguientes recursos, en el orden en que se indica y dentro de los límites establecidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

- 1° Manejo de carga mediante reducción de voltaje.
- 2° Desconexión manual de carga en coordinación con los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.

d) Una vez determinado por el CDC el déficit y la desconexión deba realizarse en forma manual, este se repartirá entre Consumidores No Regulados y Distribuidores en tres etapas, las dos primeras etapas corresponderán a los Consumidores No Regulados en un porcentaje igual al 43% de su demanda máxima. El orden de desconexión será de la siguiente manera:

- Primera etapa demandas mayores a 15 MW
- Segunda etapa demandas entre 0 y 15 MW
- La tercera etapa se realizará en los Distribuidores en proporción a su demanda de energía industrial y minera por bloque horario.

Los Distribuidores realizarán la desconexión de su carga exclusivamente o predominantemente industrial, minera y comercial; priorizando el abastecimiento a sus consumidores domiciliarios y servicios públicos de salud, educación, seguridad ciudadana y transporte público. Para este caso cada distribuidora deberá disponer de una clasificación de alimentadores o ramales, que deberá ser enviada a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) y al CNDC.

Posterior a cada desconexión manual de carga, los Distribuidores y Consumidores No Regulados deberán informar al CNDC con copia a la AE, dentro de las 24 horas, las características de la carga desconectada.

e) Cuando la administración de carga sea previsible, el CDC informará el hecho en el Predespacho o Redespacho. Su ejecución será previamente coordinada por el CDC.

f) En caso de que el déficit sea identificado luego de hacerse conocer el Redespacho, el CDC informará los déficits vía fax. La administración de la carga será previamente coordinada por el CDC.

g) En caso de que el déficit sea imprevisto, la administración de carga será coordinada en tiempo real y el CDC informará los déficits vía telefónica a cada Agente del Mercado.

- h) Cuando el déficit sea local por capacidad de transferencia y se manifieste en frecuencia o voltajes bajos, el CDC coordinará con los Distribuidores y Consumidores No Regulados respectivos, el retiro de carga mientras permanezca el problema. Este procedimiento se aplicará también en el caso de salidas momentáneas de líneas de interconexión, en las áreas deficitarias, para permitir condiciones de sincronismo para la restitución del SIN.
- i) Ante contingencias en el Sistema, tales como salidas de componentes del sistema de transmisión, colapsos totales o parciales, etc., el CDC adoptará las medidas de restitución del Sistema que se establecen en la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema".
- j) La sincronización de las unidades instruidas por el CDC deberá efectuarse a la mayor brevedad, en función a las condiciones de los parámetros eléctricos existentes en el sistema y a las características de la central.
- k) Cuando se produzca la salida automática de componentes del sistema de transmisión, es responsabilidad del Transmisor verificar el estado del componente, informar la disponibilidad y en cada caso, coordinar con el CDC su reincorporación al Sistema.
- l) Cuando se produzca salida automática de alimentadores sin reconexión automática, es responsabilidad del Agente Distribuidor y Consumidor No Regulado coordinar con el CDC la reincorporación de carga al Sistema de potencias superiores a 3 MW.
- m) En el caso que un área requiera del uso de unidades de reserva fría, se maximizará el flujo de potencia hacia esa área y las unidades de reserva fría serán despachadas a su máxima potencia, sin aportes de reserva rotante.

6. DESVIACIONES MÁXIMAS DE FRECUENCIA

El tiempo acumulado máximo por desviaciones en la frecuencia será de 30 segundos.

Diariamente, el CDC instruirá a los Agentes Generadores la corrección del tiempo acumulado, principalmente en los períodos de carga mínima y durante un tiempo tal que minimice los efectos de la corrección.

A horas 8:00 de cada día, el CDC comunicará a los Agentes del Mercado la Hora Universal y la desviación de la frecuencia acumulada. Los Agentes del Mercado deberán corregir sus relojes de corriente continua a la hora informada por el CDC, de manera tal de utilizar la hora universal en sus informes de operación.

7. REDESPACHO

De producirse diferencias con respecto a las hipótesis consideradas en el despacho diario, que afecten significativamente el despacho económico, el CNDC deberá realizar

un Redespacho para establecer los programas de generación y reserva adecuados a las nuevas condiciones previstas y mantener el Sistema dentro de su operación económica.

El documento de Redespacho se procesará con información de los Agentes del Mercado recibida en el CNDC hasta Hrs. 24:00. El CNDC enviará el Redespacho a los Agentes del Mercado hasta Hrs. 09:00 del mismo día y, a partir de esta hora, reemplazará al Predespacho remitido el día anterior.

No se emitirán documentos de Redespacho si los alejamientos entre lo previsto y lo real difieren en forma eventual o en forma sostenida en no más de 5%. En estos casos, el CNDC realizará los respectivos ajustes en tiempo real.

8. POSTDESPACHO

- a) El informe de Postdespacho contendrá los costos marginales y potencias para cada período de integración, así como también las indisponibilidades y eventos registrados. Este informe será remitido por el CNDC a los Agentes del Mercado, mediante su sitio WEB, hasta Hrs. 18:00 del día hábil siguiente al de la operación.
- b) Los Agentes del mercado podrán efectuar cuestionamientos al Postdespacho antes de las 48:00 horas (dos días hábiles) siguientes de recibido el Postdespacho. El CNDC dará respuesta en 48 horas (dos días hábiles) de recibido el cuestionamiento.
- c) De no haber observaciones de los Agentes del Mercado en el plazo indicado, estos datos se considerarán convalidados e ingresarán al cómputo de las transacciones económicas.

9. OBJECIONES A LAS INSTRUCCIONES DEL CDC

Las objeciones a las instrucciones del CDC, que un Agente considere pertinentes, deberán presentarse por escrito antes de las 24:00 horas (un día hábil) de ocurrido el acto objetado. Esta objeción no implica el incumplimiento de la instrucción.

Recibida la objeción, el CNDC deberá dar la respuesta correspondiente en un plazo de 48 horas (dos días hábiles).

10. ALCANCE E INTERPRETACIÓN DE LA PRESENTE NORMA

- a) Ninguna norma o disposición contenida en la presente Norma Operativa, podrá interpretarse como contraria o supletoria de la Ley de Electricidad y su Reglamentación. En caso de vacío o dudas, el CNDC deberá tener presente lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley de Electricidad.
- b) El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dentro de sus facultades de Coordinador de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y

Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), podrá tomar decisiones diferentes a las contenidas en la presente Norma Operativa, cuando se pruebe que la decisión hubiese sido tomada en procura de mayor beneficio y en resguardo del Mercado dentro de los riesgos propios de la operación y las circunstancias imperantes en el momento de la decisión o cuando situaciones de fuerza mayor originaron la decisión o incidieron en el resultado final de la operación.

El CNDC en forma previa a tomar la acción antes descrita, informará a la AE, sobre los hechos producidos, las decisiones a tomarse y los resultados esperados, con la fundamentación correspondiente.

11. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

12. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.