

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **PROCEDIMIENTOS PARA EL DESPACHO Y OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**JORGE ENRIQUE ROMÁN MORA**

**KLEVER EFRÉN VILLACRÉS PAREDES**

**DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA IBARRA**

**QUITO, Abril de 2001**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jorge Enrique Román Mora y Klever Efrén Villacrés Paredes, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'JESUS JATIVA', is written over a horizontal line.

**Dr. Jesús Játiva Ibarra**

**DIRECTOR DE PROYECTO**

## **DEDICATORIA**

A DIOS, por Su Infinito Amor.

## AGRADECIMIENTO

Nuestro sincero reconocimiento al Dr. Jesús Játiva <sup>Vicío Vega</sup> Ibarra por su acertada dirección, y al Ing. Max Molina Bustamante por el impulso y colaboración brindados.

# CONTENIDO

## TOMO I

### CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO .....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	1
1.3 ALCANCE .....	1

### CAPÍTULO II ÁMBITO DE COMPETENCIA

2.1 ANTECEDENTES Y ORGANIZACIÓN .....	4
2.1.1 Breve Historia de la Electrificación en el Ecuador .....	4
2.1.2 Operación del Sistema Nacional Interconectado .....	5
2.2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA MEM ..	8
2.2.1 Introducción .....	8
2.2.2 Marco Conceptual del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador .....	12
2.2.3 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en el Ecuador .....	13
2.3 LA CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA CENACE .....	22
2.3.1 Antecedentes .....	22
2.3.2 Funciones Específicas .....	23
2.3.3 Cadena de Valor .....	24
2.3.4 Estructura Orgánica .....	25

### CAPÍTULO III OPERACIÓN EN TIEMPO REAL EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA

3.1 ASPECTOS CONCEPTUALES DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	29
3.1.1 Introducción .....	29
3.1.2 Supervisión y Control de la Operación en Tiempo Real .....	34
3.1.3 Criterios de Calidad y Seguridad .....	42
3.1.4 Parámetros de Calidad y Seguridad .....	48

<b>3.2 CONTROL DE FRECUENCIA</b>	51
3.2.1 Objetivo	51
3.2.2 Introducción	51
3.2.3 Definiciones	52
3.2.4 Condiciones de Operación	53
3.2.5 Regulación de Frecuencia en Condiciones Normales	54
3.2.6 Regulación de Frecuencia en Condiciones Anormales	58
3.2.7 Regulación de Frecuencia en Condiciones de Emergencia	64
3.2.8 Reserva de Generación Rodante y Fría	66
<b>3.3 CONTROL DE VOLTAJE</b>	70
3.3.1 Objetivo	70
3.3.2 Introducción	70
3.3.3 Control de Voltaje y Potencia Reactiva	71
3.3.4 Control de Voltaje en Condiciones Normales	80
3.3.5 Control de Voltaje en Condiciones Anormales	88
3.3.6 Control de Voltaje en Condiciones de Emergencia	90
<b>3.4 COORDINACIÓN Y EJECUCIÓN DE MANIOBRAS</b>	94
3.4.1 Objetivo	94
3.4.2 Introducción	94
3.4.3 Normas Generales para la Ejecución de Maniobras	95
3.4.4 Ejecución de Maniobras en Condiciones Normales	100
3.4.5 Ejecución de Maniobras en Condiciones de Emergencia	125
<b>3.5 CONSIGNACIÓN Y COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y DE GENERACIÓN EN PRUEBAS</b>	138
3.5.1 Objetivo	138
3.5.2 Introducción	138
3.5.3 Procedimientos Operativos	139

## TOMO II

### CAPÍTULO IV RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO ANTE UN COLAPSO

<b>4.1 INTRODUCCIÓN</b>	148
<b>4.2 CONSIDERACIONES GENERALES</b>	148

4.2.1	Designación de Códigos .....	152
<b>4.3</b>	<b>GUÍA PARA LA RESTAURACIÓN DEL SNI INTERCONECTADO ANTE LA OCURRENCIA DE UN COLAPSO PARCIAL .....</b>	<b>153</b>
4.3.1	Introducción .....	153
4.3.2	Metodología .....	154
4.3.3	Restauración del SNI luego del Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pascuales y el Área Aislada queda con Generación en Línea .....	156
4.3.4	Restauración del SNI luego del Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pascuales y el Área Aislada queda sin Generación en Línea .....	160
4.3.5	Restauración del SNI luego del Disparo del autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Santa Rosa y el Área Afectada queda sin Generación en Línea .....	179
<b>4.4</b>	<b>GUÍA PARA LA RESTAURACIÓN DEL SNI ANTE LA OCURRENCIA DE UN COLAPSO TOTAL .....</b>	<b>201</b>
4.4.1	Determinación de las Zonas Eléctricas .....	201
4.4.2	Restauración de las Zonas Eléctricas .....	206
4.4.3	Integración de Zonas Eléctricas .....	249
<b>4.5</b>	<b>EMERGENCIAS SIN COMUNICACIONES .....</b>	<b>253</b>
4.5.1	Introducción .....	253
4.5.2	Definiciones .....	253
4.5.3	Consideraciones Generales .....	255
4.5.4	Acciones a Realizarse ante la Ocurrencia de Fallas .....	256
4.5.5	Fallas Internas .....	257
4.5.6	Fallas Externas .....	258
 <b>CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		
<b>5.1</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>263</b>
<b>5.2</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>265</b>
 <b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		
		<b>273</b>

## **ANEXOS**

### **ANEXO 1: INFORMACIÓN TÉCNICA DE UNIDADES DE GENERACIÓN .... A 1**

A1.1 Principales Parámetros de las Unidades Hidráulicas y Térmicas ..... A 1

A1.2 Curvas de Capacidad de Unidades de Generación ..... A 16

### **ANEXO 2: INFORMACIÓN TÉCNICA SOBRE EL SNT..... A 32**

A2.1 Sistema Nacional Interconectado: Diagrama Unifilar ..... A 32

A2.2 Sistema Nacional Interconectado: Ubicación Geográfica ..... A 33

A2.3 Parámetros Técnicos de las Líneas de Transmisión del SNT ..... A 34

A2.4 Parámetros Técnicos de los Equipos de Transformación del SNT ..... A 36

A2.5 Transformadores del SNT: Valores Operativos y Ajustes de Protección A 38

A2.6 Esquema de Alivio de Carga ..... A 39

A2.7 Posiciones del SNT que no tienen Sincronización y Calibraciones de los Relés de Sincronización ..... A 39

A2.8 Recierre Monofásico en los Circuitos del SNT ..... A 40

A2.9 Esquemas de Desconexión Manual y Automática por Sobrecarga o Disparo del Autotransformador ATU 230/138 kV de la S/E Pascuales... A 40

### **ANEXO 3: INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LOS DISTRIBUIDORES ... A 42**

A3.1 Situación de las Empresas Eléctricas Distribuidoras en 1999 ..... A 42

A3.2 Áreas de Concesión para Distribución Eléctrica ..... A 43

A3.3 Diagramas Unifilares de Sistemas de Distribución ..... A 44

### **ANEXO 4: INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LOS GRANDES**

**CONSUMIDORES ..... A 51**

A4.1 Registro de Grandes Consumidores: Nombre, Ubicación, Asociación a Distribuidores ..... A 51

A4.2 Registro de Grandes Consumidores: Nombre, Carga Instalada, Demanda Promedio ..... A 52

### **ANEXO 5: PROCEDIMIENTOS VIGENTES DE RESTABLECIMIENTO ..... A 53**

A5.1 Procedimiento para Eliminar la Sobrecarga del Autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Salitral ..... A 53

A5.2 Procedimiento para el Restablecimiento del Servicio en el Área de Salitral ..... A 59

A5.3 Restablecimiento Zona Norte por Disparo del ATU de la Subestación Santa Rosa ..... A 69



# **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

## **1.1 OBJETIVO**

Elaborar un manual que defina los procedimientos de despacho y operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales y de emergencia, en observancia a la legislación vigente.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

La elaboración de un Manual de Despacho y Operación MDO en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado SNI en condiciones normales y de emergencia, surge de la necesidad de contar con un documento que contenga con el suficiente nivel de detalle, los procedimientos que deben estar a disposición de los diferentes Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista MEM ecuatoriano y de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, organismo encargado de la administración de las transacciones técnicas y comerciales del MEM, con el fin de aplicar la reglamentación vigente.

La normativa general existente para la administración técnica del SNI requiere ser complementada mediante procedimientos de detalle, con el fin de posibilitar su aplicación en concordancia con las exigencias del Mercado y proporcionar al mismo tiempo, una herramienta de fundamental importancia al personal involucrado para el desempeño competente de las tareas y responsabilidades asignadas.

Este trabajo podrá ser tomado por el Consejo Nacional de Electrificación CONELEC como una propuesta a considerarse, dentro del ámbito de su responsabilidad de emitir las regulaciones y procedimientos para la administración técnica del MEM.

## **1.3 ALCANCE**

El presente trabajo comprende la elaboración de los procedimientos a seguirse

por parte de la Corporación CENACE, los Agentes del MEM y la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC, de forma que la operación del SNI sea la más adecuada, considerando en todo momento el cumplimiento de los parámetros de seguridad, calidad y economía.

Para tal propósito se elaboraron los procedimientos referentes al control de voltaje, control de frecuencia, coordinación y ejecución de maniobras, consignación y coordinación de mantenimientos y de generación en pruebas, y restablecimiento del servicio ante la ocurrencia de un colapso parcial o total del SNI.

Con relación al control de voltaje se realizaron los procedimientos orientados a optimizar la administración de la potencia reactiva del SNI y mejorar los niveles de voltaje en el sistema, garantizando la calidad de servicio de acuerdo a los recursos disponibles, y reduciendo las pérdidas de transmisión mediante el control de potencia reactiva en unidades de generación, elementos compensadores (reactores y capacitores), LTCs de transformadores, reprogramación de potencia activa, cierre y apertura de líneas de transmisión, conexión y desconexión de carga.

Para el control de frecuencia, se realizaron los procedimientos para mantener en todo momento el balance entre la generación y la carga con base a la ejecución del despacho económico diario programado, considerando la regulación primaria y secundaria de frecuencia, el control de la desviación de tiempo, las reserva rodante y fría, que garanticen la seguridad y operatividad del SNI.

Respecto a la coordinación y ejecución de maniobras, se definieron los procedimientos a seguir para ejecutar de forma segura y apropiada las maniobras en el SNI bajo la coordinación y supervisión del CENACE.

Para la consignación y coordinación de mantenimientos y de generación en pruebas, se definieron los procedimientos necesarios competentes a la operación en tiempo real del sistema, de manera que los mantenimientos programados o emergentes, si fuere el caso, y los requerimientos de generación por pruebas, se soliciten y realicen tomando en cuenta siempre la seguridad del sistema y la

calidad del servicio suministrado.

Para el restablecimiento del servicio ante la ocurrencia de un colapso total o parcial del sistema, se consideró la secuencia de procedimientos a seguirse por parte de los Agentes involucrados y del respectivo personal técnico encargado de normalizar el sistema, a fin de restablecer el servicio en el menor tiempo posible, observando la seguridad del sistema.

## **CAPÍTULO II ÁMBITO DE COMPETENCIA**

### **2.1 ANTECEDENTES Y ORGANIZACIÓN (1)**

#### **2.1.1 BREVE HISTORIA DE LA ELECTRIFICACIÓN EN EL ECUADOR**

El servicio público en el Ecuador se inicia en el año 1897, cuando en la ciudad de Loja se forma la Empresa Luz y Fuerza, con la adquisición de dos turbinas hidráulicas de 12 kW cada una. Sin embargo, se debió esperar hasta 1926 para que los poderes públicos tomen acción directa en materia de electrificación, con la suscripción de un contrato entre el Gobierno y la American Foreign Power Company, para abastecer energía eléctrica a la ciudad de Guayaquil. Posteriormente, fueron suscritos otros contratos similares para las ciudades de Quito y Riobamba.

En la década de los años 40, por mandato de la Ley de Régimen Municipal, los Concejos tomaron a su cargo la responsabilidad de electrificar sus respectivas jurisdicciones.

Debido al incremento de la demanda, surge la necesidad de que una institución a nivel nacional regule la producción y comercialización de la energía eléctrica. Además, el hecho de contar con una producción de 120 000 kW de potencia generados por 1 200 centrales aisladas, y con el índice de electrificación de 85 kW por habitante (el más bajo en Sudamérica), da como resultado la formación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, en el año 1961.

Adicionalmente, el afán de concentrar esfuerzos y delinear acciones que respondan a una concepción técnica a nivel de país, hace que los organismos regionales se transformen en sociedades anónimas y por consiguiente en la elaboración, en 1964, del primer Plan Nacional de Electrificación, con lo cual se definía la política futura relacionada con la energía eléctrica del país.

En 1970 se establece el Fondo Nacional de Electrificación y el 10 de septiembre de 1973 se expide la Ley Básica de Electrificación, lo que permitió la ejecución de grandes proyectos de generación, iniciando con las centrales Pucará y

Guangopolo, para luego continuar con Gonzalo Zevallos, Esmeraldas, Santa Rosa, Paute y Agoyán y todo el sistema nacional de líneas de transmisión y subestaciones. El 10 de Agosto de 1979, al entrar en vigencia la actual Constitución Política de Estado, en el título tercero, sección segunda, artículo 46, numeral 1, se ratifica el carácter estatal y estratégico del servicio eléctrico.

### **2.1.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Antes de la implantación del CENACE, hasta julio de 1995 la operación del SNI se basaba en un sistema elemental de supervisión, que consistía en un sistema de comunicaciones telefónicas con las centrales y subestaciones y diagramas unifilares del sistema de potencia. Es decir, el operador de la sala de control no disponía de valores telemididos de las variables ni del estado topológico del sistema eléctrico de potencia.

El procedimiento utilizado consistía en la ejecución de un programa diario de generación para las centrales, el mismo que se elaboraba en coordinación con las Empresas Eléctricas acopladas al SNI. Este programa asignaba valores horarios de generación a las unidades seleccionadas y establecía las transferencias de potencia y energía hacia las Empresas Eléctricas, considerando los pronósticos de demanda disponible. El operador supervisaba el seguimiento del programa hora a hora y coordinaba telefónicamente la ejecución de comandos y ajustes del sistema de potencia a fin de suplir la demanda. La supervisión del SNI se realizaba mediante la adquisición de datos relativa al estado de las unidades de generación y a las subestaciones, vía teléfono o radio en intervalos de 30 a 60 minutos.

Normalmente se registraban en forma manual, alrededor de 170 mediciones en cada intervalo y el tiempo medio que el operador empleaba en esta actividad era de 25 minutos por intervalo.

Las limitaciones que se tenían con la operación del SNI descrita son obvias:

1. Inexactitud en las lecturas de voltajes y potencias generadas, transmitidas y entregadas.

2. Carencia de recursos que permitan una adecuada y oportuna interpretación de los parámetros operativos del sistema en estado estable.
3. Escasa señalización de alarmas y condiciones de emergencia.
4. Retardo entre la contingencia y el reporte de novedades a la sala de control.
5. Considerable riesgo de desconexiones e interrupciones en el servicio eléctrico que se traduce en:
  - a) Disminución de ingresos de los Agentes por concepto de energía no vendida o utilizada.
  - b) Pérdidas producidas al usuario.
  - c) Disminución de la vida útil de los equipos.
  - d) Perjuicios a la sociedad.

Todavía más crítica era la coordinación operativa en condiciones emergentes, ya que no se disponía de información adecuada actualizada y confiable sobre la naturaleza de la emergencia y las condiciones operativas del sistema. En estas condiciones existía el potencial peligro de tomar decisiones inadecuadas sobre los elementos del sistema y que en ciertos casos podía desembocar en el colapso total (blackout).

Aún si no se considerase este particular, el restablecimiento del sistema se veía sometido a considerables demoras, con el consiguiente perjuicio a los consumidores de la energía eléctrica y, por ende; cuantiosas pérdidas económicas.

Para el operador de la sala de control era entonces muy difícil cumplir con el objetivo principal de la operación de un sistema eléctrico de potencia: satisfacer la demanda de potencia y de energía optimizando los índices de calidad, seguridad y economía, sin violar las restricciones operativas. Así se planteó la imperiosa necesidad de que el sistema de supervisión y control sea más rápido y seguro, contando con una herramienta idónea que permita satisfacer la demanda.

Una vez que se cuenta con el sistema de control en tiempo real que permite

conocer instante a instante y en forma automática cuál es el estado del sistema de potencia, con la posibilidad de generar comandos remotos, se puede analizar y simular como se comportaría el sistema si ocurriera alguna contingencia, si el resultado obtenido reviste condiciones de inestabilidad se puede establecer cual es la mejor condición que satisfaga la demanda dentro de las restricciones operativas.

La estrategia que resulta de combinar las herramientas indicadas, constituye el enfoque universalmente aceptado en la operación de un sistema eléctrico de potencia, y ello involucra la implantación de centros de control para supervisión y control de los sistemas de potencia.

Además de superar las limitaciones indicadas, los beneficios más importantes que un centro de control ofrece son los siguientes:

1. Optimización de recursos humanos:

- a) Antes de tomar decisiones, el operador contará con una visión global del sistema.
- b) El sistema automático de adquisición y procesamiento de datos brinda mayor tiempo para que el operador analice problemas mayores.
- c) Notable incremento en la efectividad del personal al disponer con herramientas adecuadas para operar el sistema de potencia.

2. Disminución de los costos de producción y mejoramiento de la calidad en el servicio eléctrico:

- a) Despacho económico de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica (no implementado en el CENACE).
- b) Eficiente control de frecuencia mediante la función de control automático de generación (no implementado en el CENACE).
- c) La administración adecuada de la potencia reactiva permitirá mejorar los niveles de voltaje en el sistema, garantizando una buena calidad en el servicio y reduciendo las pérdidas de transmisión.

En agosto de 1995 entra el CENACE en funcionamiento comercial, fecha a partir

de la cual la operación en tiempo real del SNI cuenta con las siguientes funciones, entre otras:

1. Supervisión de Red: proceso que permite disponer de toda la información y datos del SNI en tiempo real.
2. Control Supervisorio: con la cual el operador del centro de control puede controlar directamente si es el caso, la subida y bajada de los taps en LTCs, así como el cierre y apertura de disyuntores de la red de transmisión, y de reactores y capacitores.
3. Control de Generación: permite al operador del centro de control supervisar y administrar eficientemente la producción de potencia activa y reactiva de las mayores unidades de generación; se cuenta con la potencialidad de ejercer el control secundario de frecuencia en algunas de ellas y mantener un control adecuado de la desviación de tiempo entre la hora patrón y la hora sincrónica.
4. Análisis de Red: es una función que, con los datos recolectados y la modelación del sistema de potencia, permite tener una base coherente de información y análisis para la simulación de contingencias y la toma de acciones de control.
5. Reportes: presentan organizadamente los datos y estadísticas operativas del SNI.

Todas estas funciones permiten, al operador del centro de control, supervisar y controlar el SNI de manera eficiente, manteniendo los índices de seguridad, calidad y economía.

## **2.2 EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA MEM (2), (3)**

### **2.2.1 INTRODUCCIÓN**

La reestructuración del sector eléctrico ecuatoriano está fundamentado en el esquema legal (actualizado a enero de 2001), listado en la tabla 2.1:



Tabla 2.1 - Leyes, Reglamentos y Regulaciones del Sector Eléctrico.

No.	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA	FECHA	OBSERVACIONES
1	Constitución Política de la República del Ecuador	R.O. 1	1998-08-11	
2	Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 43	1996-10-10	
3	Reforma No. 1 a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 227	1998-01-02	
4	Reforma No. 2 a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 261	1998-02-19	
5	Reforma No. 3 a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 37	1998-09-30	
6	Ley de Modernización del Estado, Privatizaciones y Prestación de Servicios Públicos por parte de la Iniciativa Privada	R.O. 349	1993-12-31	Y sus reformas
7	Ley para la Constitución de Gravámenes y Derechos Tendientes a Obras de Electrificación	R.O. 472	1979-11-28	Y sus reformas
8	Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O. 82	1996-12-04	Derogado
9	Reglamento Sustitutivo al Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 182	1997-10-28	
10	Reforma No. 1 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O.S. 191	1997-11-11	
11	Reforma No. 2 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico	R.O. 202	1997-11-26	
12	Reglamento Constitutivo del COMOSEL	R.O.S. 287	1998-03-31	
13	Reglamento para el Funcionamiento Transitorio del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL	R.O. 82	1996-12-04	Terminó vigencia el 31 de marzo/99
14	Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica	R.O.S. 290	1998-04-03	Reformado mediante Decreto Ejecutivo 1581 publicado en el Registro Oficial 340 de 16 de diciembre de 1999
15	Reglamento para la Administración del Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal, FERUM	R.O.S. 373	1998-07-31	
16	Instructivo para presentación, calificación y priorización de Programas FERUM (Regulación-FERUM-001/98)	Res. Directorio No. 0085/98	1998-10-06	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 012/99
17	Reglamento de Tarifas Eléctricas	R.O. 54	1998-10-26	
18	Pliego Tarifario (Resolución CONELEC)	R.O.S. 67	1998-11-16	
19	Definición de Grandes Consumidores (Regulación CONELEC PLAN-001-98)	Res. Directorio No. 0115/98	1998-10-22	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 007/99
20	Estatuto de la Corporación CENACE.	R.O. 55	1998-10-27	
21	Reglamento para la Designación de los Delegados ante el Directorio del CENACE	R.O. 87	1998-12-14	
22	Decreto No. 413: Se autoriza al Ministro de Finanzas y Crédito Público para que asuma la deuda externa contratada por INECEL	R.O. 96	1998-12-28	
23	Decreto No. 506: A partir del 1 de abril/99 el Estado Ecuatoriano por medio del M. de Energía y Minas se subroga los derechos y obligaciones de INECEL	R.O.No.118	1999-01-28	
24	Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad	R.O. 134	1999-02-23	Reformado a través de la Disposición General del Reglamento de Garantías para Compraventa de Energía
25	Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	R.O. 134	1999-02-23	Reformado mediante Decreto Ejecutivo 1582 publicado en el Registro Oficial 340 de 16 de diciembre de 1999
26	Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado	R.O. 134	1999-02-23	
27	Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM (Regulación No. CONELEC-001/99)	Res. Directorio No. 0053/99	1999-03-30	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 013/99

28	Administración Transitoria de las transacciones en el Sistema Nacional Interconectado (Regulación No. CONELEC-002/99)	Res. Directorio No. 0054/99	1999-03-30	Numeral 2.3; modificado mediante Resoluciones Nos. 0173/99 de 16 de septiembre de 1999, 0219/99 de 19 de noviembre de 1999 y 0093/00 de 4 de julio de 2000. Numeral 1.2; modificado mediante Resoluciones Nos. 0081/99 de 6 de mayo de 1999, 0026/00 de 10 de marzo de 2000, 0048/00 de 31 de marzo de 2000 y 0167/00 de 4 de octubre de 2000. Disposición Transitoria incorporada mediante Resolución No. 0093/00 de 4 de julio de 2000.
29	Reducción anual de pérdidas no técnicas en las Empresas de Distribución. (Regulación CONELEC-003-99)	Res. Directorio No. 0052/99	1999-03-30	
30	Decreto No. 773; el M. de Energía y Minas se encargará de llevar adelante el proceso de cierre contable del INECEL en proceso de liquidación	R.O. 169	1999-04-14	
31	Criterios para Remunerar a Generadores Hidroeléctricos durante Pruebas y Operación Experimental. (Regulación No CONELEC - 004/99)	Res. Directorio No. 0100/99	1999-06-03	
32	Reforma del Estatuto de la Corporación CENACE. (Acuerdo Ministerial No. 217)	R. O. 225	1999-07-02	
33	Declaración de Costos Variables de Producción. (Regulación No. CONELEC - 005/99)	Res. Directorio No. 0129/99	1999-07-29	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 003/00
34	Declaración de Costos de Arranque - Parada de Unidades Turbo - Vapor. (Regulación No. CONELEC - 006/99)	Res. Directorio No. 0130/99	1999-07-29	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 004/00
35	Requisitos para la Calificación de Grandes Consumidores (Regulación No. CONELEC - 007/99)	Res. Directorio No. 0136/99	1999-08-05	Reemplaza a la Regulación CONELEC PLAN - 001 - 98
36	Criterios para Remunerar a Generadores Termoeléctricos durante Pruebas y Operación Experimental. (Regulación No. CONELEC - 008/99)	Res. Directorio No. 0144/99	1999-08-25	
37	Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. (Regulación No. CONELEC - 009/99)	Res. Directorio No. 0145/99	1999-08-25	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 005/00
38	Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. (Regulación No. CONELEC - 010/99)	Res. Directorio No. 0146/99	1999-08-25	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 007/00
39	Procedimientos de Despacho y Operación. (Regulación No. CONELEC - 011/99)	Res. Directorio Nos. 0147/99 y 0160/99	1999-08-25 1999-09-08	Reemplazada con la Regulación No. CONELEC - 006/00
40	Instructivo para Programas del FERUM. (Regulación No. CONELEC - 012/99)	Res. Directorio No. 0180/99	1999-10-01	Reemplaza a la Regulación CONELEC- FERUM - 001 - 98. Reformada mediante Resoluciones Nos. 0104/00 de 13 de julio de 2000 y 0171 de 11 de octubre de 2000.
41	Sistemas de Medición Comercial para los Agentes del MEM (Regulación No. CONELEC-013/99)	Res. Directorio No. 0190/99	1999-10-12	Reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 001/99
42	Reglamento de Garantías para Compraventa de Energía	R.O. 316	1999-11-11	
43	Administración Técnica y Operativa del Sistema de Transmisión (Regulación No. CONELEC - 014/99)	Res. Directorio No. 0210/99	1999-11-11	
44	Reforma al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica	R.O. 340	1999-12-16	
45	Reforma al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	R.O. 340	1999-12-16	
46	Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición (Regulación No. CONELEC - 001/00)	Res. Directorio No. 0023/00	2000-01-20	
47	Ley para la Transformación Económica del Ecuador	R.O.S. No. 34	2000-03-13	Capítulo VIII: De las Reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico
48	Restricciones e Inflexibilidades Operativas (Regulación No. CONELEC - 002/00)	Res. Directorio No. 0068/00	2000-04-17	
49	Declaración de Costos Variables de Producción.	Res. Directorio	2000-07-04	Reemplaza a la Regulación No.

	(Regulación No. CONELEC - 003/00)	No. 0094/00		CONELEC - 005/99
50	Declaración de Costos de Arranque - Parada de Unidades Turbo - Vapor (Regulación No. CONELEC - 004/00)	Res. Directorio No. 0095/00	2000-07-04	Reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 006/99
51	Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. (Regulación No. CONELEC - 005/00)	Res. Directorio No. 0124/00	2000-08-09	Reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 009/99
52	Procedimientos de Despacho y Operación. (Regulación No. CONELEC - 006/00)	Res. Directorio No. 0125/00	2000-08-09	Reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 011/99
53	Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. (Regulación No. CONELEC - 007/00)	Res. Directorio No. 0126/00	2000-08-09	Reemplaza a la Regulación No. CONELEC - 010/99
54	Ley para la Promoción de la Inversión y de la Participación Ciudadana	R.O.S. No. 144	2000-08-18	Título 6: De las Reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico
55	Precios de la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales (Regulación No. CONELEC - 008/00)	Res. Directorio No. 0161/00	2000-09-27	
56	Índices de Gestión para Elaboración de Pliegos Tarifarios (Regulación No. CONELEC - 009/00)	Res. Directorio No. 0180/00	2000-10-30	
57	Participación de los Autoprodutores con sus Excedentes de Generación (No. CONELEC - 001/01)	Res. Directorio No. 0025/01	2001-01-24	
<b>EN TRÁMITE</b>				
1	Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas			En Directorio
2	Reglamento para Importación y Exportación de Energía			En revisión
3	Regulación sobre Calidad del Servicio en Distribución			En revisión
4	Reglamento sobre libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución			En revisión
5	Reglamento sobre prácticas antimonopolio			En revisión
6	Regulación para la determinación de aportes de nuevos consumidores			En revisión
7	Regulación para Aporte al Fideicomiso Mercantil			En Directorio

El objetivo fundamental de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico LRSE, es la transformación integral del sector a fin de alcanzar una administración eficaz y eficiente de los recursos dentro de un mercado de competencia, mediante la participación del sector privado, tanto en los sistemas existentes como en las inversiones de riesgo, para asegurar niveles adecuados de seguridad, calidad y cantidad del suministro de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo, en condiciones técnicas y económicas equitativas para el inversionista y consumidor.

Considera fundamentalmente al sector eléctrico ecuatoriano como un sistema que debe reestructurarse de acuerdo con el modelo establecido en la LRSE que comprende, básicamente, la desmonopolización del sector eléctrico, la apertura a la libre competencia, mediante la conformación de Empresas de Distribución y Generación, integradas en unidades de negocio y vinculadas a través de la Empresa de Transmisión. Las Empresas de Generación competirán en el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual requiere de una administración eficiente y transparente en el funcionamiento técnico y comercial del MEM ejercida por el CENACE, sobre la base de las regulaciones establecidas por el Consejo Nacional

de Electrificación CONELEC.

De esta forma, la función de regulación y control que ejercía el INECEL se transfieren al CONELEC; la estructura monopólica de INECEL, respecto de la transmisión y generación, se desagregó para promover la competencia entre generadores. Se crea la figura del Mercado Eléctrico Mayorista MEM con las correspondientes transacciones entre Agentes, las mismas que físicamente se realizan a través de la red de transmisión. La función de coordinación y control de la operación se delega al CENACE, al que también se le asigna la función de Administrador de las transacciones comerciales del MEM.

## **2.2.2 MARCO CONCEPTUAL DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR (3)**

### **2.2.2.1 Modelo y Agentes del MEM**

El modelo del sector tiene como característica básica la competencia en la generación, con la transmisión nacional centralizada y la distribución por área en régimen de monopolio, excepto grandes consumidores.

El MEM está constituido por los siguientes Agentes incorporados al SNI: Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y aquellos dedicados a actividades de importación y exportación de energía acreditados por el CONELEC mediante concesión, permiso o registro.

Las principales características de estos Agentes son:

#### Generadores:

1. Suministran energía a distribuidores o grandes consumidores.
2. Ejercitan la explotación asumiendo riesgos comerciales.
3. No pueden asociarse entre sí para negociar contratos.
4. Su funcionamiento es sobre la base de costos auditables.

#### Distribuidores:

1. Operan redes localizadas (áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electrificación) de forma monopólica, excepto Grandes Consumidores.
2. No pueden generar energía eléctrica.

Grandes Consumidores: Pueden comprar energía a generadores o al MEM.

El Transmisor:

1. La Empresa de Transmisión se constituye en el vínculo entre los Agentes del MEM.
2. Se la define en el Ecuador como una Empresa Monopólica con la obligación de dar libre acceso y de realizar la expansión del Sistema.
3. No interviene en la comercialización de Energía.

#### **2.2.2.2 Entidades del Sector**

El CONELEC es el organismo gubernamental responsable de la planificación, regulación, concesión, tarifación y supervisión del sector eléctrico.

El CENACE es el organismo independiente que administra técnica y comercialmente el MEM bajo principios de transparencia, equidad y eficiencia.

### **2.2.3 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA EN EL ECUADOR**

El Mercado Eléctrico Mayorista es un punto de encuentro entre oferta y demanda en el que el CENACE como administrador del MEM determina el precio al que debe valorizarse la energía.

#### **2.2.3.1 Modalidades de Transacciones en el MEM**

Las modalidades son las siguientes:

- Mercado a Plazo (a Término o de Contratos)

- Mercado Ocasional (Spot)

**El Mercado a Plazo:** establece relaciones comerciales entre los Agentes, es decir entre Distribuidores y Generadores, entre Generadores y Grandes Consumidores y entre Distribuidores y Grandes Consumidores. Estos contratos están pactados libremente en cuanto a cantidades, precios, condiciones y duración y no pueden poner condicionamiento sobre la operación física o técnica del sistema de potencia. Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los Generadores independientemente del hecho de que sus unidades hayan sido despachadas o no por el CENACE. El Generador cumplirá su contrato comprando energía del Mercado Ocasional si es el caso.

**El Mercado Ocasional:** incluye las transacciones no contempladas en el Mercado de Contratos, la energía se valora a precio horario de Mercado que es el costo marginal de corto plazo, determinado por el CENACE sobre la base de la operación a mínimo costo del sistema. El precio marginal está dado por el costo variable de producción de aquella unidad que en condiciones de optimalidad atiende un incremento de carga o por el costo de la energía no suministrada en el caso de déficit. Los precios de energía se sancionan en la Barra de Mercado. Los costos variables de producción de las unidades de generación serán trasladados a la barra de mercado a través del factor de nodo correspondiente a fin de realizar el despacho económico. Utilizando los factores de nodo se determinan también los costos horarios de pérdidas de transmisión por energía transportada.

En un mercado marginalista de energía, la teoría establece que si el sistema se encuentra económicamente adaptado, el margen entre el precio marginal de corto plazo de energía y el costo variable de cada planta es suficiente para cubrir sus costos fijos y variables. De este modo y en teoría, un mercado competitivo de energía llevaría a disponer de niveles adecuados de capacidad de potencia para garantizar el suministro. Sin embargo no existen mercados eléctricos perfectamente competitivos ni sistemas eléctricos económicamente adaptados, por lo que el precio marginal de energía no alcanza los valores suficientes para permitir la recuperación de los costos totales de algunas plantas y en particular

aquellas que normalmente son marginales.

Por lo expuesto, es necesario un pago adicional en el Mercado para cubrir la inversión, esto se hace de manera implícita o explícita. Implícita aumentando un valor al costo variable de la energía de los generadores marginales o explícitamente estableciendo un precio por potencia para la generación. En el caso del Mercado Eléctrico Ecuatoriano, la potencia se remunera como un pago fijo mensual a los Generadores luego que se haya determinado su potencia remunerable en función del planeamiento operativo en período de estiaje y en condiciones severas de hidrología. La potencia remunerable se pagará como un cargo fijo mensual obtenido para una central marginal que cubra un incremento adicional de la demanda máxima del sistema, básicamente será calculado como una anualidad que permita cubrir los costos de inversión para una turbina de gas. De esta forma se asigna un valor que asegure la recuperación de capital y se da una señal para mantener reserva de generación en el sistema aun en el caso de que no sean despachadas.

El CENACE liquida diariamente y factura mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los Agentes del MEM, respecto de las transacciones realizadas en el Mercado Ocasional incluyendo los pagos correspondientes al Transmisor.

El Transmisor recibirá el pago por concepto de pérdidas de energía en la red de transmisión y las tarifas de transmisión que corresponda pagar a los Agentes por el uso de sus instalaciones.

#### **2.2.3.2 El Precio de la Energía en el MEM**

##### *COSTO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO OCASIONAL*

El costo marginal de la energía del sistema fija el precio del mercado que los compradores deben pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores del MEM.

El valor de la energía varía en función del tiempo (t) y del lugar donde es

producida o utilizada, siendo el sistema nodal el adecuado para la fijación temporal y espacial de la energía.

### **Precio de Mercado**

Se denomina Precio de Mercado ( $\lambda$ ) al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de generación en la Barra de Mercado.

El CENACE establece dicho precio en términos horarios sobre la base de la operación de mínimo costo. El Precio de Mercado de la energía se denomina Costo Marginal de Corto Plazo.

### **Barra de Mercado**

El precio de la energía se define en una barra de referencia en la que se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra. La barra escogida como referencia se denomina Barra de Mercado (BM) y la participación en las pérdidas se efectúa a través de los factores de nodo.

### **Factores de Nodo**

El Factor de Nodo (FN) penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga a o desde la Barra de Mercado.

El FN incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de la inyección de generación o del retiro de carga en dicho nodo con respecto al nodo de referencia.

La BM tiene un factor de nodo igual a 1.

Las barras exportadoras (generadoras) tienen FN menores que 1 mientras que las importadoras tienen FN mayores que 1.

### **El Mínimo Costo**

El CENACE debe abastecer la energía al MEM al mínimo costo posible, obtenido mediante el despacho económico:



$$df_i/P_{gi} - \lambda (1 - \partial PL/\partial P_{gi}) = 0 \quad [2.1]$$

Sujeto a la restricción de equilibrio generación = carga + pérdidas,

$$PD + PL - \Sigma P_{gi} = 0 \quad [2.2]$$

donde,

$df_i/P_{gi}$  : costo marginal o incremental del generador  $i$

$\beta_i = (1 - \partial PL/\partial P_{gi})$ : factor de nodo del generador  $i$

$\partial PL/\partial P_{gi}$  : Pérdidas marginales de transmisión debido al generador  $i$

$\lambda$  : Costo Marginal del sistema o Precio de Mercado

entonces,

$$df_i/dP_{gi} \cdot 1/\beta_i = \lambda \quad [2.3]$$

$$C_{gi} \cdot 1/\beta_i = C_{mgi} \quad [2.4]$$

$$CMM = \lambda = \max C_{mgi} \quad [2.5]$$

El Costo Marginal en la BM de cada Generador se calcula afectando su costo con los FN, lo que además es una señal de su vinculación con dicha barra.

En el despacho óptimo de mínimo costo, el Precio de Mercado  $\lambda$  es el correspondiente a la máquina despachada con el mayor  $C_{mgi}$ .

### **Precio Nodal de la Energía**

En cada nodo de la red de transmisión queda definido un precio  $P_{ni}$  calculado como el Precio de Mercado por el FN.

$$P_{ni} = \lambda \cdot \beta_i \quad [2.6]$$

Al valor de  $P_{ni}$  (mayor o menor que el de Mercado), se liquida al generador despachado ubicado en el nodo  $i$ , o es el precio que debe pagar un importador ubicado en ese nodo.

$$P_{ni} = \lambda \cdot \beta_i \quad [2.7]$$

La energía de un generador exportador va perdiendo valor en la medida que se aleje de la BM ( $\beta_i < 1$ ). A su vez, el precio de la demanda aumenta a medida que se aleja de la Barra de Mercado ( $\beta_i > 1$ ).

El Precio Nodal de la Referencia o Barra de Mercado es igual al Precio de Mercado ( $\beta_i = 1$ ). Los factores de nodo dependen de la localización de la referencia o Barra de Mercado; además, el Precio de Mercado cambia con el cambio de la referencia.

El precio Nodal se mantiene constante independientemente de la barra escogida como BM.

$$P_{ni} = \lambda_a \cdot \beta_{ia} = \lambda_b \cdot \beta_{ib} \quad [2.8]$$

Por lo tanto las liquidaciones no se ven afectadas por la selección de la BM.

Al cambiar la referencia de la barra a, a la barra b, los nuevos FN de cualquier nodo i se calculan como:

$$\beta_{ib} = \beta_{ia} / \beta_{ba} \quad [2.9]$$

En esta nueva barra se realiza el despacho económico, obteniéndose un nuevo Precio de Mercado  $\lambda_b$ . El precio nodal se mantiene constante independiente de la BM.

### **Cargo Variable del Transporte (CVT)**

El CVT es la diferencia de lo que pagan los Agentes que retiran energía de la red y lo que se paga a los generadores:

$$CVT = \sum \lambda \cdot \beta_i (D_i - G_i) \quad [2.10]$$

donde,

$D_i$ : Demanda consumida en el nodo i.

$G_i$ : Producción de los generadores en el nodo i.

El CVT es la valoración de las pérdidas de energía a precio de mercado.

### *MERCADO A PLAZO*

Los contratos de compra-venta son acordados libremente entre Generadores con Distribuidores o con Grandes Consumidores. Este mercado establece compromisos comerciales pero no necesariamente de producción o de consumo, es decir no son contratos físicos sino comerciales, sujetos al despacho centralizado u óptimo.

#### **Costo de la Energía en el Mercado a Plazo**

Los precios son pactados libremente entre Generadores y Distribuidores o entre Generadores y Grandes Consumidores a través de contratos. El CENACE solamente registra los contratos.

Los contratos deberían considerar una curva de abastecimiento en términos horarios para días típicos. Los contratos son de tipo comercial pero que no afectan la operación física o en tiempo real del sistema.

Un Generador, en cierta hora, debe comprar energía en el MEM a precio marginal si no cubre con su producción el o los contratos establecidos.

Un Distribuidor, en cierta hora, puede vender su excedente en el MEM a precio marginal si su demanda es inferior a la contratada:

Los Generadores o Distribuidores que no tienen contrato, pueden vender o comprar en el MEM a precio marginal horario.

#### **Precio Referencial de la Energía (PRE)**

El PRE es el precio que debe pagar el consumidor final que no tiene contrato a plazo para el suministro de energía. Es decir, es el valor que se aplica a la tarifa de los usuarios de las Empresas de Distribución.

Este precio debe calcularse como el promedio de los costos marginales del sistema para un período suficientemente largo para obtener costos estabilizados. El cálculo lo realiza el CENACE a través de modelos de operación de baja

hidrología.

Cada Distribuidor tiene un Precio Referencial Nodal al ser afectado por el factor de nodo estacional.

### **2.2.2.3 El Precio de la Potencia en el MEM**

A más del costo variable horario es necesario añadir el cargo de potencia que corresponderá a los costos fijos de la central de generación marginal.

#### **Principios Básicos**

Los ingresos variables por energía que tienen los Generadores no aseguran su recuperación de inversión, sobre todo a las unidades marginales.

A fin de disponer de generación de reserva aunque ésta no sea despachada, es necesario remunerar a dicha generación. Se busca entonces que los ingresos por potencia firme sean estables para generadores que aportan con potencia útil, independientemente de su despacho.

#### **Costos Fijos de la Central de Generación Marginal (PRP)**

La reglamentación define el Precio Referencial de la Potencia (PRP) como el costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica, para proveer potencia de punta o reserva de energía en año seco.

Esto infiere que se trata de una turbina de gas (Precio Potencia  $\cong$  US\$ 5,66 kW/mes), denominado Precio Referencial de la Potencia.

#### **Potencia Remunerable (PR)**

La PR se define cada año para cada central hidráulica o unidad térmica generadora, simulando la potencia que puede despachar en la curva de carga del sistema en los meses de estiaje, considerando un año seco de la estadística hidrológica.

Para tener valores estables, la PR anual se calcula para cada central como el promedio de las potencias máximas que resultan despachadas en la simulación en cada mes del período de estiaje.

### **Cargo Equivalente de Energía (CEP) para remunerar la PR**

Este cargo permite recaudar mensualmente el valor a pagar para la PR de cada generador.

El valor por potencia a pagar a los Generadores es:

$$PRP \cdot \sum Pri \quad [2.11]$$

En los meses que una unidad esté indisponible, se afectará la PR de ese mes por el porcentaje de tiempo indisponible. El CEP es el resultado de dividir el valor anterior para la energía vendida en el sistema en horas fuera de valle del mes, Esfv:

$$CEP = PRP \sum Pri / Esfv \quad [2.12]$$

### **Cargo de Potencia por Agente**

Cada Agente  $i$  que retira energía del sistema en horas fuera de valle Eifv, en términos mensuales, paga su contribución al pago de PR como:

$$CEP \cdot Eifv \quad [2.13]$$

Obviamente,

$$Esfv = \sum Eifv \quad [2.14]$$

El valor de CEP varía mensualmente y no se lo afecta por los FN.

#### **2.2.3.3 Cargo por Regulación Secundaria de Frecuencia**

Se remunerará con el PRP a los generadores seleccionados para regulación secundaria de frecuencia por el valor del porcentaje óptimo de regulación determinados por el CENACE.

## **2.3 LA CORPORACIÓN CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA CENACE**

### **2.3.1 ANTECEDENTES**

La transformación del sector eléctrico, en la República del Ecuador, se circunscribe dentro de un esquema de profundo cambio en el ámbito económico, difundido en toda América Latina, donde se promueve una participación creciente de la actividad privada, delegando al Estado la definición de políticas de expansión eléctrica, y organismos autónomos la regulación del sector a fin de conseguir que las nuevas actividades se desarrollen en una forma equilibrada y armónica.

En el caso ecuatoriano, el proceso de reformas arranca a fines de 1996 con la promulgación de una Ley específica que determinó el establecimiento de un mercado competitivo y desregulado, descentralizando su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, escindiendo las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover una amplia participación del sector privado.

Sin embargo, no fue sino hasta abril de 1999 cuando el nuevo esquema inició sus operaciones, determinando así cambios profundos en las prácticas operativas y comerciales de la industria eléctrica. El estado actual del proceso es definido todavía como de transición, hasta que se completen los siguientes aspectos estratégicos:

1. Reglamentos de manejo operativo y comercial, que definan y complementen a detalle lo promulgado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
2. La venta y traspaso accionario de aquellas empresas de generación, transmisión y distribución que se conformaron.
3. La implantación de sistemas tecnológicos relacionados con aspectos operativos, transaccionales y de intercambio de información.

El funcionamiento del modelo se sustenta en dos aspectos: la prestación y la

recepción del servicio. En la prestación se reconocen tres actividades: producción, transporte y distribución, en cambio la recepción del servicio está representada por los clientes que, de acuerdo a su potencia contratada, pueden comprar en forma directa en un Mercado Mayorista o a las compañías distribuidoras.

El nuevo modelo conforma un mercado de energía eléctrica (el denominado Mercado Eléctrico Mayorista MEM), un sistema de costos de energía que define precios, un administrador de dicho mercado (CENACE) y un ente regulador (CONELEC).

### **Ubicación**

El CENACE está ubicado en la ciudad de Quito, República del Ecuador, en el kilómetro 17 1/2 de la Panamericana Sur, sector Santa Rosa, barrio Cutuglahua.

### **Misión del CENACE**

Administrar las transacciones técnicas y comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista, resguardando las condiciones de seguridad y calidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo al marco legal y regulatorio vigente.

Administrar el abastecimiento de energía al mercado al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector; creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras y facilitando al CONELEC y a los Agentes el acceso a la información sobre el funcionamiento del MEM.

Para la consecución de esta misión la Corporación propenderá al desarrollo profesional y personal de su recurso humano.

### **2.3.2 FUNCIONES ESPECÍFICAS**

- a) Recabar de todos los actores del MEM, sus planes de producción y de mantenimiento así como sus pronósticos de demanda de potencia y energía de corto plazo.

- b) Informar del funcionamiento del MEM y suministrar todos los datos que le requieran o que sean necesarios al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC.
- c) La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de operación normal y de contingencia, ateniéndose a los criterios y normas de seguridad y calidad que determine el CONELEC.
- d) Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación.
- e) Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación, sujetándose estrictamente a su programación.
- f) Aportar con los datos que requiera el Director Ejecutivo del CONELEC para penalizar a los generadores, de conformidad a lo señalado en el reglamento respectivo, por el incumplimiento no justificado de las disposiciones de despacho impartidas.
- g) Asegurar la transparencia y equidad en las decisiones que adopte.
- h) Coordinar los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión, así como las situaciones de racionamiento en el abastecimiento que se puedan producir.
- i) Preparar los programas de operación para los siguientes doce meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensualmente de cada central.

### **2.3.3 CADENA DE VALOR**

La organización del CENACE puede ser vista como un conjunto de procesos, donde cada proceso se define como un conjunto de actividades, estructuradas y medidas, diseñada para producir una salida específica para clientes internos y/o externos.



La Cadena de Valor agrupa los procesos del CENACE en categorías, distinguiéndolos entre aquellos directamente involucrados con la planeación, la operación y la administración comercial del MEM, y que se denominan procesos primarios y, aquellos procesos de direccionamiento estratégico, gestión de recursos humanos, administración y finanzas, desarrollo de la tecnología y aprovisionamiento de infraestructura, denominados secundarios.

Lo más notable de este modelo es su facultad para presentar las inter-relaciones entre procesos, porque es importante resaltar que la manera de ejecutar un conjunto de procesos afectará el modo de llevar a cabo otros.

El concepto de cadena de valor aplicado al CENACE puede ser ampliado a las empresas que conformarán el sector eléctrico.

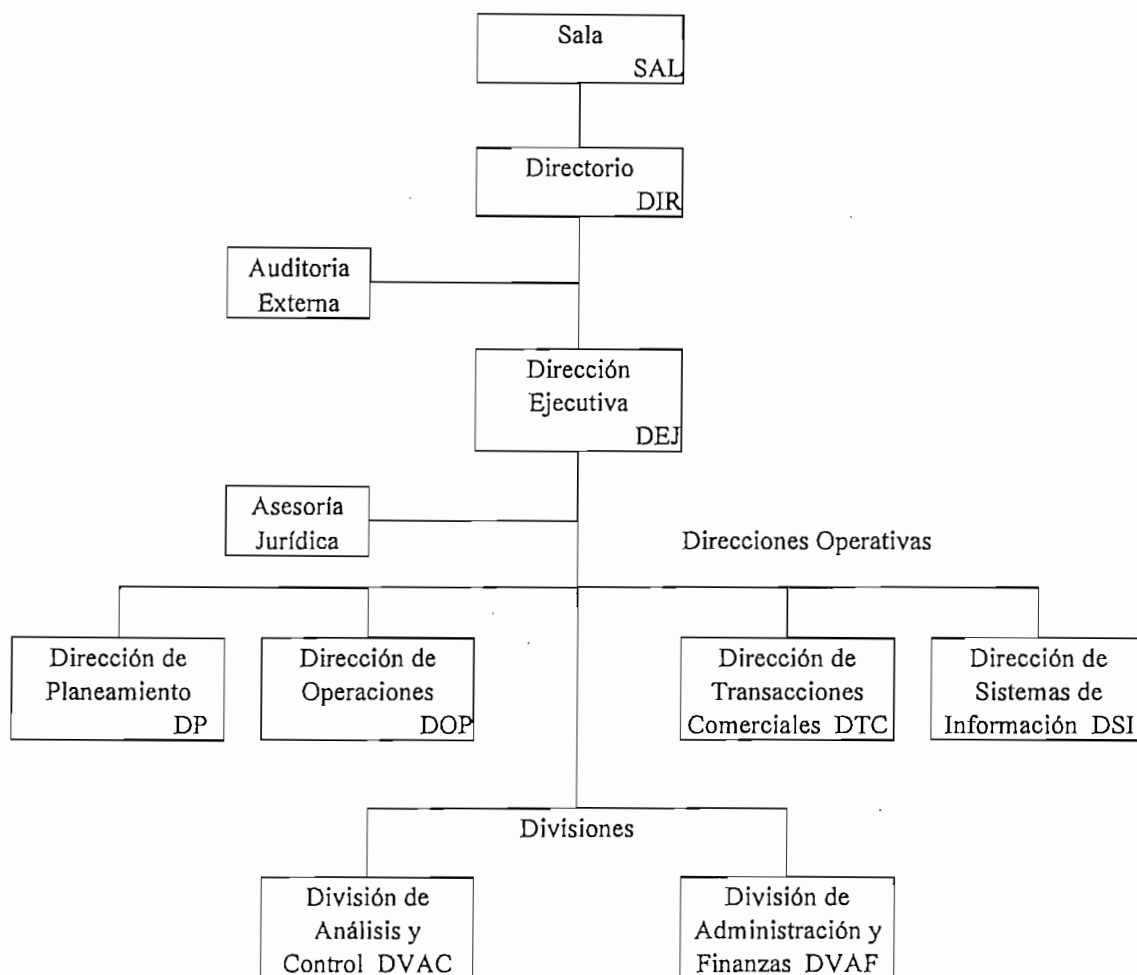
### **Directorio del CENACE**

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, está constituido como una Corporación Civil de Derecho Privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son las Empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Grandes Consumidores.

El CENACE está dirigido por un Directorio formado por un Delegado permanente del Presidente de la República quién lo presidirá, dos Delegados de las Empresas Concesionarias de Generación, dos Delegados de las Empresas Concesionarias de Distribución, un Delegado de la Empresa Concesionaria de Transmisión y un delegado de los Grandes Consumidores que tengan contratos a plazo.

### **2.3.4 ESTRUCTURA ORGÁNICA**

El CENACE cuenta con la estructura orgánica indicada en la figura 2.1:



**Figura 2.1 - Estructura Orgánica del CENACE**

### 2.3.5.1 El Centro de Operaciones

La Dirección de Operaciones tiene como misión la supervisión y coordinación de la operación técnica y económica del SNI, siendo responsable de la seguridad y la calidad operativa del mismo.

Esta Dirección se divide en dos Áreas: el Área de Análisis de la Operación y el Área Centro de Operaciones.

El Área Centro de Operaciones tiene a su cargo la coordinación de la ejecución de la operación en tiempo real del SNI y tiene las siguientes funciones:

1. Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda

al mínimo costo marginal horario.

2. Coordinar la operación en tiempo real del SNI, en condiciones normales y de contingencia, en estricto cumplimiento con la Reglamentación y Procedimientos emitidos por el CONELEC.
3. Supervisar que los niveles de los embalses se ajusten a la programación operativa.
4. Controlar que la operación de las instalaciones de generación la efectúe cada titular de la explotación sujetándose estrictamente a la programación establecida por el CENACE.
5. Efectuar los redespachos cuando se presenten situaciones imprevistas de generación o demanda así como por efecto de restricciones en la red de transmisión, que imposibiliten mantener el despacho programado, determinando los nuevos precios marginales horarios.
6. Reportar las novedades y eventos relevantes de la operación, más aún si éstas causaron redespachos.
7. Efectuar permanentemente los estudios respectivos, a fin de prever las medidas que sean del caso para mantener los niveles de seguridad y calidad de la operación del SNI, en condiciones de operación normal y emergente.
8. Evaluar el impacto en la operación del SNI de los mantenimientos programados y de posibles situaciones de emergencia.
9. Coordinar con los Agentes la ejecución de los mantenimientos autorizados, restricciones en la red, generación forzada y otros aspectos relevantes para la operación.
10. Disponer las restricciones al suministro ante situaciones de déficit de energía o de potencia activa o de potencia reactiva.
11. Autorizar las maniobras de energización y ensayo de nuevos equipos de generación, transmisión o compensación del SNI.

12. Coordinar las maniobras que involucren a Centros Regionales del SNI, para la energización y desenergización de equipos con fines de mantenimiento o reparación, compatibilizando tales maniobras con los requerimientos del despacho de generación y maximizando la seguridad del SNI.
13. Coordinar con Centros de Control de otros países las interconexiones internacionales, despachando la importación y exportación de energía.
14. Coordinar la operación del Sistema de Transmisión preservando la seguridad integral del sistema.
15. Supervisar el perfil de voltajes y los flujos de potencia reactiva, participando en el control de los mismos para asegurar la calidad del servicio.
16. Supervisar los flujos de potencia activa en el SNI vigilando el cumplimiento de las restricciones de transporte y en especial el límite de seguridad para evitar el riesgo de colapso total.

# **CAPÍTULO III OPERACIÓN EN TIEMPO REAL EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA**

## **3.1 ASPECTOS CONCEPTUALES DE LA OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

### **3.1.1 INTRODUCCIÓN**

El objetivo esencial de la operación de un sistema de potencia es satisfacer la demanda del consumidor en cualquier instante y con las mejores condiciones de seguridad, calidad y economía. La consecución de este objetivo involucra un continuo proceso de toma de decisiones y acciones de control en tiempo real sobre el sistema de potencia. Estas decisiones que progresivamente controlan la economía, la calidad y la seguridad del suministro eléctrico han de tomarse a corto, mediano y largo plazos.

Al igual que otras actividades, el proceso operativo de un sistema de potencia se basa en tres subprocesos claramente definidos e interrelacionados entre sí: planificación, ejecución y evaluación.

La planificación involucra estrategias y actividades que posibilitan la explotación eficiente de los recursos energéticos, coordinado los planes de mantenimiento de los diferentes elementos del sistema. La ejecución es la operación en tiempo real del sistema de potencia. La evaluación es el proceso que identifica las desviaciones entre lo planificado y lo realizado para que se implanten los correctivos necesarios.

#### **Operación en tiempo real**

La operación en tiempo real de un sistema de potencia implica la toma de acciones de control sobre elementos controlables del mismo de tal forma que la red en conjunto presente las condiciones de operabilidad normales:

1. Servicio continuo.
2. Las variables eléctricas permanezcan dentro de sus rangos permisibles, minimizando el efecto de posibles contingencias.
3. Operación al mínimo costo.

Es por esta razón que para conseguir una operación en tiempo real, óptima y eficiente, de un sistema de potencia es imprescindible que se ejecute la toma de decisiones desde un Centro de Control. Estas acciones de control, dependerán de los estados operativos del sistema y de sus índices de seguridad, calidad y economía.

#### ESTADOS OPERATIVOS DEL SISTEMA (4)

En un sistema de potencia existen cuatro estados operativos, determinados básicamente por las relaciones matemáticas que definen el comportamiento del sistema y por las restricciones operativas del mismo. Estos estados son: normal, anormal o alerta, emergente y restaurativo.

1. **Estado normal:** es aquella condición en la que el sistema satisface todas sus restricciones, lo cual indica que existe el balance entre la generación y carga más pérdidas y no existe ningún elemento sobrecargado. En este estado, los márgenes de reserva para generación y transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado con respecto a posibles contingencias a las que el sistema está expuesto.
2. **Estado anormal o de alerta:** es aquel estado que adquiere el sistema cuando el nivel de seguridad llega a un punto, en el que si bien todas las restricciones están siendo satisfechas, los márgenes de reserva son reducidos y potencialmente sujetos a la violación de límites operativos ante una contingencia. En este estado se deben tomar acciones de control tendientes a recobrar el estado normal del sistema, en caso contrario el sistema puede llegar a un estado emergente.

3. **Estado emergente:** es el estado al que llega el sistema cuando una o más restricciones no están siendo satisfechas, por lo que uno o más componentes del sistema están sobrecargados y la seguridad del mismo está en peligro. Generalmente, las situaciones de emergencia que se consideran aquí, son aquellas que no producen la pérdida de estabilidad del sistema, es decir que se tiene cierto tiempo para realizar acciones de control que devuelvan al sistema a su estado normal o al menos a su estado de alerta. No obstante, hay ocasiones en las que debido a la velocidad de respuesta y a las restricciones de capacidad de generación frente a las necesidades de la demanda y dependiendo del resultado de las acciones tomadas, el estado de emergencia se transforma en un estado de emergencia extrema, en el cual se desconocen algunos elementos y no se satisface la demanda. Entonces, el sistema se encuentra en un estado dinámico con potencias ascendentes - descendentes y acelerantes - desacelerantes. En estas condiciones, todas las acciones de control, encargadas en este caso a los relés de protección, están dirigidas a conservar en funcionamiento de la mayor parte del sistema de potencia.
4. **Estado restaurativo:** es aquel que adquiere el sistema como consecuencia de un proceso dinámico originado durante el estado emergente, obteniendo así un nuevo estado estable, en el que funciona únicamente parte del sistema. En esta situación, las acciones de control que se toman desde el Centro de Control están dirigidas a reconectar la totalidad del sistema y a satisfacer toda la demanda. Un punto importante durante este proceso es la minimización del tiempo de reposición.

#### TIPOS DE EMERGENCIAS (1)

1. **Emergencia de Potencia:** Es la existencia de un déficit momentáneo de generación en el SNI. El CENACE impartirá instrucciones a los Agentes, para superar dicho déficit.
2. **Emergencia en el Sistema de Transmisión:** En contingencias del Sistema de Transmisión que afecten el normal cumplimiento del despacho de

generación o el suministro de servicio, el CENACE impartirá las instrucciones a los Agentes involucrados, especialmente a los del área en emergencia y al Centro de Operación de Transmisión.

3. **Reducción de la Capacidad de Transporte:** La pérdida de uno o más elementos de transmisión, puede restringir la capacidad de transporte de un subsistema dado. La actuación de las protecciones puede llevar a la desconexión automática de generación y/o carga instantáneamente. De persistir la falla o que los elementos afectados por la falla queden fuera de servicio, será necesario ingresar con generación disponible en el SNI con las restricciones existentes.

En ese caso el Transmisor adecuará su sistema a la nueva situación, informará al CENACE y a los Centros de Operación respectivos sus nuevas consignas de operación. El CENACE por su parte despachará otras máquinas para cubrir el faltante de generación.

4. **Emergencia en el Sistema de Distribución:** En las contingencias que se restringen a un área operada por una de empresa de Distribución, las instrucciones serán impartidas por el Centro de Operación respectivo y su restablecimiento en coordinación con el CENACE.
5. **Emergencia en una Unidad Generadora:** Ante una falla propia en una unidad generadora, el Generador tendrá máxima jerarquía durante tal emergencia. El CENACE procederá a sustituirla en caso de así requerir el sistema.
6. **Pérdida Parcial o Total del SNI:** Como caso particular se encuentran los colapsos parciales o total del SNI. En estas condiciones las alternativas de reposición pueden ser especiales y son normadas de forma particular más adelante.
7. **Colapso Total del SNI:** Se entiende por la pérdida total de generación y carga en todo el SNI. En esas condiciones el nivel determinante será el CENACE. El CENACE coordinará con el Centro de Operación de Transmisión COT la conformación de subsistemas con fines de restablecimiento. En cada subsistema (área) aislado el CENACE, o el Centro de Operación delegado si



fuere del caso, deberá coordinar la recuperación del área hasta el nivel de demanda mayor que le sea posible de acuerdo a la generación disponible en el área. Una vez alcanzado ese nivel de equilibrio, el CENACE analizará la posibilidad de interconectar con otro subsistema o el SNI y determinará la oportunidad de la sincronización. En caso de que un área aislada no tenga generación, la Empresa Distribuidora responsable abrirá los disyuntores frontera con el fin de aislar su carga, avisará al CENACE de su estado y esperará a que el CENACE le dé la disposición para conectarse con alguno de los subsistemas vecinos para empezar a tomar carga.

8. **Colapso Parcial del SNI:** Es el caso de pérdida total o parcial de generación y carga en una o más áreas vinculadas. El CENACE podrá delegar la tarea de la reposición al Centro de Operación respectivo. La obligación del Centro de Operación consistirá en recuperar su sistema sin vincularse al Sistema Troncal. Una vez que el CENACE considere que existen las condiciones adecuadas, dispondrá la sincronización de cada subsistema con el SNI.
9. **Generación Forzada:** Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) queda sobrecargado, se ingresará la generación más rápida existente en el sistema o en el subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales. La generación despachada por esta causa será considerada forzada, mientras se encuentre en operación, a no ser que luego de retornar a las condiciones normales, ésta sea requerida dentro del despacho normal.

## **Seguridad, Calidad y Economía**

Para una condición de demanda, el sistema de potencia tiene una "zona" de operación con varios estados de operación normales, en función de los valores de variables como: potencias y voltajes de generación, posición de taps y topología de la red. Cada uno de los estados de esta "zona" tiene un nivel de seguridad, calidad y economía propio. El problema consiste en hallar aquel estado óptimo, que ofrezca un equilibrio adecuado entre estos tres conceptos con el propósito

que al mínimo costo se minimice el número de “cambios” del estado normal hacia los otros estados. Naturalmente, no es fácil encontrar una combinación ideal que al mismo tiempo maximice la seguridad y la calidad y minimice los costos; ya que generalmente son puntos contrapuestos. Así, un alto nivel de seguridad necesariamente implica mayores costos operativos y viceversa.

### **3.1.2 SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

La coordinación de la operación del SNI está a cargo del CENACE. En el sistema de transmisión, sistemas de distribución y centrales de generación, la coordinación de la operación se realizará a través de los respectivos Centros de Operación.

Los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores deberán identificar aquellos equipos de su sistema que tengan asignados funciones de transporte, los que estarán sujetos a los mismos derechos y obligaciones operativas que cualquier otro equipamiento del Transmisor.

#### **3.1.2.1 Funciones de los Centros de Operación (5), (6)**

##### ***Funciones del CENACE***

El CENACE coordinará la operación en tiempo real con los Centros de Operación de los Generadores, del Transmisor y de los Distribuidores, para mantener las condiciones de voltaje, frecuencia, cargabilidad y seguridad dentro de los niveles que se establecen en los procedimientos de Despacho y Operación.

El CENACE tiene la máxima jerarquía operativa en cualquier estado del sistema. Sus funciones en la coordinación de la operación de tiempo real del SNI, son:

1. Controlar que se cumpla el programa del Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente y vigilar que su ejecución en tiempo real, no viole las restricciones operativas del sistema.
2. Realizar el Redespacho cuando por cualquier circunstancia no se pueda

cumplir el programa de despacho previsto.

3. Suministrar diariamente el programa de generación a cada Generador y supervisar el programa de maniobras del Transmisor y Distribuidores para cumplir con dicho programa de despacho.
4. Coordinar la operación del SNI, especialmente en aquellas maniobras que involucran diferentes Centros de Operación.
5. Disponer en forma directa a cada Centro de Operación las maniobras o consignas de operación respectivas.
6. Controlar la regulación de frecuencia del SNI.
7. Supervisar en tiempo real los voltajes en barras del Sistema Nacional de Transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas, transformadores; los intercambios internacionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades (plantas) despachadas centralmente y la frecuencia del SNI.
8. Disponer y/o autorizar la conexión o desconexión de un generador (planta) al sistema.
9. Autorizar toda maniobra, prueba o energización que se realice en el SNI.
10. Coordinar las acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación del SNI, mediante el control de las variables de operación establecidas. Cuando alguna de las variables viole los límites establecidos de operación normal, el CENACE coordinará en forma directa con los Agentes y el Transmisor las acciones necesarias para llevar al SNI a un punto seguro de operación utilizando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía.
11. En condiciones de emergencia, otorgar autonomía a Centros de Operación jerárquicamente dependientes cuando las circunstancias lo justifiquen.
12. Adoptar medidas emergentes tales como reducción de voltaje y/o frecuencia,

desconexión de carga o generación en salvaguarda del SNI.

13. Coordinar la sincronización de subsistemas después de un colapso total o parcial.
14. Validar y/o corregir los estudios que definan límites de operación, restricciones operativas, y criterios operativos presentados por cualquier otro Centro de Operación.
15. Elaborar informes oficiales de las contingencias que se producen en el SNI, en concordancia con los informes recibidos de los respectivos Centros de Operación.

### ***Funciones del Centro de Operación de Transmisión***

El Centro de Operación de Transmisión COT tiene las siguientes funciones:

1. Ejecutar las disposiciones operativas emitidas por el CENACE.
2. Supervisar los voltajes, potencia activa y reactiva en los puntos de conexión con los Agentes, conforme a lo estipulado en las regulaciones correspondientes.
3. Declarar oportunamente al CENACE la disponibilidad o indisponibilidad de los equipos primarios del SNT.
4. Reportar oportunamente al CENACE, ante fallas en elementos primarios del SNT, la hora de ocurrencia del evento, la actuación de relés y activación de alarmas, y el tiempo estimado de indisponibilidad del elemento.
5. Operar el equipo de conexión con los Agentes, según las instrucciones que reciba del CENACE, cuando la operación de tal equipo pueda afectar el funcionamiento del SNI y en consecuencia el transporte de energía eléctrica.
6. Operar sus instalaciones durante una emergencia o un restablecimiento del SNI, de acuerdo a los Procedimientos de Despacho y Operación.

7. Informar al CENACE los valores de variables o parámetros de operación que se encuentren fuera de límites operativos y que afecten el comportamiento del SNI.
8. Declarar al CENACE nuevos criterios operativos del Sistema Nacional de Transmisión o restricciones operativas de las instalaciones, que por efecto de la operación en tiempo real pudieran presentarse.
9. Coordinar con el CENACE la ejecución de los mantenimientos programados y emergentes de sus equipos.

### ***Funciones de los Centros de Operación de Distribución***

Los Centros de Operación de Distribución COD tienen las siguientes funciones:

1. Ejecutar las disposiciones operativas emitidas por el CENACE.
2. Supervisar los voltajes, potencia activa y reactiva en los puntos de conexión con el Transmisor u otros Agentes, conforme a lo estipulado en las regulaciones correspondientes.
3. Operar los equipos del sistema de distribución en coordinación con el CENACE, cuando la operación de tal equipo pueda afectar el funcionamiento del SNI.
4. Reportar oportunamente al CENACE, en caso de ocurrencia de fallas internas en los Sistemas de Distribución, especialmente aquellas que involucran desconexión de carga o cambios topológicos importantes, la hora de ocurrencia del evento, la actuación de relés y activación de alarmas, la cantidad de carga desconectada si es el caso (en donde también deberá reportar la hora de reconexión de la carga), y el tiempo estimado de indisponibilidad del equipamiento correspondiente.
5. Operar sus instalaciones durante una emergencia o en restablecimiento del SNI, de acuerdo a los Procedimientos de Despacho y Operación.
6. Informar al CENACE los valores de variables o parámetros de operación que

se encuentren fuera de límites operativos y que afecten el comportamiento del SNI.

7. Declarar al CENACE nuevos criterios operativos de su sistema o restricciones operativas de las instalaciones, que por efecto de la operación en tiempo real pudieran presentarse.
8. Coordinar con el CENACE la ejecución de los mantenimientos programados y emergentes de sus equipos.
9. Coordinar con el CENACE la conexión, desconexión y transferencia de carga, en condiciones normales o de emergencia, en los pasos de carga determinados por el CENACE.

### ***Funciones de los Centros de Operación de Generación***

Los Centros de Operación de Generación COG tienen las siguientes funciones:

1. Ejecutar las disposiciones operativas emitidas por el CENACE.
2. Coordinar con el CENACE el ingreso, variación de generación y salida de unidades.
3. Declarar al CENACE la disponibilidad o indisponibilidad de una unidad generadora.
4. Reportar oportunamente al CENACE, tanto en condiciones normales, como anormales y de emergencia, la hora de ingreso, salida o variación de generación en unidades. En caso de disparo de unidades de generación, deberá reportar la hora de ocurrencia del evento, la actuación de relés y activación de alarmas, el valor de la potencia activa de generación previo al disparo, y el tiempo estimado de indisponibilidad de la unidad.
5. Supervisar que el voltaje de generación, potencia activa y reactiva entregada al SNI se encuentren dentro de los límites operativos declarados al CENACE.
6. Operar las unidades de generación (plantas), durante situaciones de

emergencia o en restablecimiento del SNI, de acuerdo a los Procedimientos de Despacho y Operación.

7. Informar al CENACE los valores de variables o parámetros de operación que se encuentren fuera de límites operativos y que afecten el comportamiento de las unidades o del SNI.
8. Declarar al CENACE las restricciones operativas y los límites de operación, que pudieran presentarse en la operación de tiempo real.
9. Coordinar con el CENACE la ejecución de los mantenimientos programados y emergentes de sus equipos.

### **3.1.2.2 Coordinación de la Operación en Tiempo Real (6)**

El CENACE realizará la coordinación en tiempo real de la operación de los recursos de generación y transmisión del SNI, incluyendo las interconexiones internacionales. Para ello el CENACE coordinará la ejecución de las maniobras ya sea con el COT y Centros de Operación de los Agentes.

El CENACE realizará la supervisión del SNI, de los equipos de conexión asociados y de las unidades de generación del SNI incluidas en el Despacho Económico.

El CENACE hará las funciones de supervisión y coordinación, pero no efectuará comandos directos a los equipos de los Agentes del MEM y del Transmisor, para maniobras en transmisión, distribución, unidades de generación u otros elementos del SNI, exceptuando aquellos solicitados expresamente por el Transmisor y/o los Agentes.

### **COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES**

Se considera operación en condiciones normales a toda acción que se ejecuta diariamente sobre la generación y el Sistema de Transmisión, para mantener el voltaje y la frecuencia dentro de valores establecidos para esta condición de operación, garantizando siempre el total suministro de la demanda.

Las acciones a tomar a tal efecto son las siguientes:

1. **Control de Voltaje:** El CENACE fijará el voltaje a mantener en barras de 230, 138 kV y en puntos de entrega, de acuerdo a las regulaciones vigentes y a los criterios establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación para ese estado.  
  
Los Generadores cumplirán las consignas dispuestas por el CENACE, e informarán oportunamente en caso de existir limitaciones para cumplir lo dispuesto.
2. **Control de Potencia Reactiva:** El CENACE podrá solicitar variaciones en la potencia reactiva absorbida o entregada por un generador, y la corrección del factor de potencia de los Distribuidores, de acuerdo a las regulaciones vigentes y a lo establecido en los Procedimientos de Despacho y Operación.
3. **Variación de Potencia Activa en Generadores:** La variación de generación se realizará en función a lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, y de acuerdo a las condiciones del sistema.
4. **Control de Frecuencia:** El CENACE coordinará el control de la frecuencia. Esta función será asignada a un grupo de generadores, en la operación de tiempo real.

Cuando se presente un desbalance entre la carga y la generación del SNI, el AGC corregirá la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación. Mientras no se disponga de AGC, se operará manualmente.

Si el CENACE detecta unidades o plantas que presentan desviaciones al despacho programado, solicitará ajustarse al programa. Si con estas acciones el margen de regulación no se restablece, dispondrá la variación de generación de otras unidades o plantas para que asuman la desviación, en orden de costos. La instrucción dada por el CENACE a los Generadores contendrá explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar el programa de generación.



Cuando un subsistema opere aislado del SNI, por situaciones de mantenimiento o situaciones emergentes, el CENACE asignará el control de frecuencia a un Generador del subsistema.

## COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES ANORMALES

Se considera que la operación se efectúa en condiciones anormales cuando se produce un evento que interrumpe el servicio de suministro de energía eléctrica, o bien éste continúa pero con sus variables fuera de los límites establecidos para operación normal, así como también cuando se deja en forma urgente fuera de servicio instalaciones y/o equipos para trabajos de revisión, mantenimiento o reparación no programados.

El Centro de Operación de los Agentes y/o del Transmisor en condiciones anormales, deberá informar al CENACE acerca de lo siguiente:

1. Valores anormales de voltaje y frecuencia.
2. Modificación o presencia de restricciones y sobrecargas.
3. Señalización de alarmas y protecciones.
4. Presencia de humo, ruidos o descargas

En estados anormales, el CENACE impartirá las instrucciones en coordinación con los Centros de Operaciones del Transmisor y/o Agentes.

## COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

Se considera operación en emergencia a las operaciones que deberán ser efectuadas por el CENACE, COT y Centros de Operación de los Agentes en condiciones extraordinarias, como consecuencia de contingencias severas que produzcan o puedan producir el colapso parcial o total del SNI.

Cuando se presenten condiciones de emergencia en el SNI, el CENACE podrá delegar temporalmente la tarea de coordinación operativa que le corresponde, a un Centro de Operación.

Solamente el CENACE tomará decisiones de despacho o redespacho, y los otros Centros de Operación aplicarán las instrucciones que al respecto aquel establezca.

### **3.1.3 CRITERIOS DE CALIDAD Y SEGURIDAD**

El CENACE coordinará la operación en tiempo real con los Centros de Operación de Generadores, del Transmisor y de los Distribuidores, para mantener las condiciones de voltaje, frecuencia y cargabilidad, dentro de los niveles que se establezcan en estos Procedimientos, tanto en condiciones normales, anormales y de emergencia.

El CENACE deberá realizar la supervisión de la seguridad, continuidad, calidad y economía en forma constante.

#### **3.1.3.1 CRITERIOS DE CALIDAD**

##### ***Criterios de Calidad de Frecuencia***

1. Sobre la base del Despacho Económico Diario Programado o último Redespacho vigente, el CENACE dispondrá en la operación de tiempo real el ingreso, variación de la generación y salida de las unidades, de acuerdo a las condiciones del sistema.
2. En condiciones de operación normal el valor de la frecuencia de referencia coincidirá con la nominal de 60,00 Hz. En condiciones anormales y de emergencia el CENACE podrá ordenar un valor distinto, con el fin de preservar la seguridad del sistema y la continuidad del servicio.
3. Todo Generador que varíe su salida de potencia activa en cumplimiento de una disposición del CENACE, lo hará con una gradiente de carga o descarga (MW/min) que tenga en cuenta su incidencia sobre la frecuencia del sistema, a fin de no provocar variaciones de la frecuencia fuera de los límites establecidos de operación normal.

4. Todo Distribuidor y Gran Consumidor que tenga carga desconectada por actuación o no del esquema de alivio de carga por baja frecuencia, solamente podrá reconectarla previa autorización y coordinación con el CENACE.
5. Todo Distribuidor y Gran Consumidor que conecte o desconecte carga en cumplimiento de una disposición del CENACE, lo hará de forma paulatina en bloques de carga que no afecten los límites establecidos de control de frecuencia de operación normal.
6. El control de la desviación del tiempo se realizará en función de la curva de demanda del sistema, y deberá efectuarse continuamente de tal forma de no transgredir los límites establecidos para operación normal. En horas de demanda base, en lo posible, la desviación de tiempo deberá ser de 0 segundos; en períodos de disminución de la demanda, la desviación podrá ser positiva, la cual se compensará en períodos de aumento de la demanda.
7. Cuando la diferencia entre las horas sincrónica y patrón alcance o supere el límite establecido de operación normal, ésta se compensará en el tiempo que sea necesario sin transgredir los límites establecidos para la frecuencia en operación normal, para lo cual el CENACE asignará el Control de Error de Tiempo CET dando como frecuencia de referencia, y en forma temporal, un valor distinto del nominal y del cual deberán ser informados todos los Generadores, a los efectos de ajustar las potencias de despacho al nuevo valor de frecuencia de referencia.
8. Todo Distribuidor y Gran Consumidor deberá tener previsto el orden de prioridad de los alimentadores a ser desconectados por problemas emergentes de frecuencia, y en lo posible no serán los que poseen relés de desconexión de carga por bajo voltaje.

### ***Criterios de Calidad de Voltaje***

1. El Control de Voltaje y Potencia Reactiva es una responsabilidad compartida por todos los Agentes del MEM y el Transmisor, y requiere la actuación conjunta, en forma coordinada con el CENACE, de todos sus Centros de

Operación en condiciones normales, anormales y de emergencia.

2. El Control de Voltaje deberá ser permanente y el CENACE vigilará que sus valores no excedan de los límites establecidos, minimizando el transporte de potencia reactiva y obteniendo un nivel de voltaje que proporcione seguridad al suministro de energía eléctrica.
3. Para mantener los voltajes dentro de los límites operativos establecidos, el CENACE deberá efectuar el análisis, el control y el despacho de potencia reactiva, y las acciones rutinarias y excepcionales que requiera la operación en tiempo real.
4. El CENACE mantendrá en el SNI los voltajes objetivo en los nodos de 230, 138 kV y puntos de entrega a Distribuidores y Grandes Consumidores, de ser el caso.
5. El CENACE supervisará que la reserva de potencia reactiva prevista en la etapa de planeamiento sea mantenida.
6. Los Agentes Generadores deberán enviar al CENACE una copia de la Curva de Capacidad P-Q actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades. En caso de no hacerlo, el CENACE actuará de acuerdo a la mejor información disponible.
7. El CENACE solicitará a los Agentes Generadores, suministrar la potencia reactiva en sus unidades, de acuerdo a la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
8. Los Agentes Generadores deberán producir la potencia reactiva de sus unidades para mantener los niveles de voltaje en barras que solicite el CENACE, limitados por su curva de capacidad o por restricciones del Sistema de Transmisión.
9. Todo Generador que varíe su generación de potencia reactiva, en cumplimiento de una disposición del CENACE, lo hará en forma gradual de tal forma que no afecte el perfil del voltaje del SNI.

10. En situaciones de emergencia, un Generador podrá variar la producción de potencia reactiva de sus unidades hasta un valor que le permita normalizar las condiciones operativas de sus equipos.
11. El Transmisor deberá mantener el voltaje en el nivel que especifique el CENACE para las barras de su Sistema de Transmisión, para ello deberá contar con el equipamiento requerido, incluyendo la reserva necesaria para tal fin.
12. El Transmisor ejercerá de manera coordinada con el CENACE, las acciones de control necesarias para mantener los voltajes objetivos en todo el SNT.
13. Todo Distribuidor y Gran Consumidor que conecte o desconecte carga en cumplimiento de una disposición del CENACE, lo hará de forma paulatina y controlada, en bloques de carga que no afecten los límites establecidos de voltaje de operación normal en puntos de entrega del Transmisor a los Distribuidores y/o Grandes Consumidores.
14. Cuando un Distribuidor o Gran Consumidor no cumpla con el factor de potencia establecido, el CENACE solicitará su corrección inmediata, y en caso de no ser posible esta corrección el CENACE lo registrará para los fines consiguientes.
15. Todo Distribuidor y Gran Consumidor deberán tener previsto en orden de prioridad los alimentadores a ser desconectados por problemas emergentes de voltaje, y en lo posible no serán los que poseen relés de desconexión de carga por baja frecuencia.

### **3.1.3.2 CRITERIOS DE SEGURIDAD**

1. El CENACE deberá mantener la reserva rodante de generación de potencia activa requerida en cada hora, para la corrección de las desviaciones normales de la generación y de la demanda, así como en contingencias de generación y transmisión.
2. El CENACE deberá mantener la reserva operativa de potencia reactiva en los

valores definidos en la etapa de planeamiento, para afrontar las perturbaciones y desconexiones de equipos de compensación.

3. El CENACE por condiciones de seguridad, confiabilidad y continuidad de servicio, podrá cancelar trabajos de mantenimiento excepto cuando se trate de trabajos emergentes, en donde se encuentre en peligro la seguridad del personal y/o de los equipos.
4. Los criterios utilizados para la programación de mantenimientos en equipos del Transmisor y Agentes del mercado son las siguientes:
  - a) Reducir el impacto sobre la operación del SNI.
  - b) No deben ocasionar en lo posible desconexión de carga.
  - c) No deben disminuir en lo posible la seguridad y confiabilidad del SNI.
  - d) No deben disminuir en lo posible la calidad de servicio.
5. Los mantenimientos en las instalaciones del Transmisor y Agentes del MEM, deberán ser programados fuera de las horas de demanda de punta, es decir, desde las 22:00 del día anterior hasta las 17:00 del día presente, de tal forma de mantener los criterios de seguridad y confiabilidad de la operación del SNI y garantizando, dentro de lo posible, el suministro de energía eléctrica al usuario final.
6. El CENACE, el Transmisor y los Agentes del MEM son los responsables de definir la secuencia de las maniobras. El Transmisor y los Agentes del MEM son los responsables de la ejecución de las maniobras ordenadas por el CENACE.
7. El CENACE y los Centros de Operación de Generadores, del Transmisor y de los Distribuidores, deberán tomar las medidas de seguridad necesarias para la realización de toda maniobra, de forma de no sobrecargar transformadores, líneas de transmisión, unidades de generación y de no afectar la calidad de servicio, dado que cualquier error en las maniobras puede dar origen o producir condiciones de peligro para la vida de las personas y/o condiciones de deterioro en la vida útil de los equipos.

8. En condiciones normales de operación los transformadores deberán operar sin sobrecargas. En condiciones de emergencia se aplicarán los porcentajes de sobrecarga que permita cada transformador, los cuales dependerán de la temperatura ambiente, de los niveles de voltaje, de las condiciones anteriores de carga y del tiempo que estuvo expuesto el transformador con esa carga, minimizando la disminución de la vida útil de los equipos.
9. En situaciones de emergencia y para evitar que se produzca en el SNI o en alguna área en particular, una caída de voltajes fuera de los límites establecidos, que podrían conducir a un colapso de voltaje, el CENACE solicitará desconexiones manuales de carga o modificación de la generación de potencia activa en el área afectada, según corresponda.
10. En situaciones de emergencia y para evitar que se produzca en el SNI o en alguna área aislada del SNI, una caída de la frecuencia fuera de los límites establecidos que podrían conducir a la actuación del Esquema de Alivio de Carga, el CENACE solicitará desconexiones manuales de carga o modificación de la generación de potencia activa, según corresponda.
11. Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) quede sobrecargado, el CENACE dispondrá el ingreso de la generación más rápida existente en el sistema o subsistema afectado por la sobrecarga, y en condiciones de emergencia extrema el CENACE solicitará a los Distribuidores con carga alimentada desde el elemento sobrecargado, realizar desconexiones manuales de carga en forma proporcional a su demanda
12. Por seguridad y para garantizar la buena operación y vida útil de los equipos, no se deberán variar los voltajes fuera de los rangos establecidos.
13. En el caso de que alguna área quedase aislada del SNI, el CENACE asignará la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva.
14. Para sincronizar un área con el SNI o dos subsistemas entre sí, previamente

se debe cumplir con las condiciones de sincronización: secuencia de fases, frecuencia, voltaje, ángulo de fases.

15. En condiciones de operación normal, el Transmisor siempre deberá operar el SNI con el anillo troncal de 230 kV cerrado.
16. Se evitará en lo posible, la desconexión de líneas de transmisión para el control de altos voltajes en el sistema, ya que provoca disminución de la confiabilidad del SNI y de la vida útil de los interruptores. De ser estrictamente necesario, el CENACE solicitará al Transmisor abrir el circuito en el que se encuentra instalado el relé de sobrevoltaje (circuitos # 1) de las líneas de transmisión de doble circuito.
17. Por control de altos voltajes, no se deberán abrir líneas de transmisión que involucren la apertura del anillo troncal de 230 kV, o la partición de redes malladas en sistemas de 138 kV.
18. En las subestaciones con esquemas de doble barra principal, la distribución del número de posiciones se deberá realizar de manera equitativa en cada una de las barras, siempre con el disyuntor acoplador de barras cerrado.
19. La potencia activa de las unidades de la Central Paute deberá ser distribuida de la manera más equitativa posible entre todas las unidades, y entre las unidades de las fases AB y C.

#### **3.1.4 PARÁMETROS DE CALIDAD Y SEGURIDAD**

1. La frecuencia objetivo del SNI será 60,0 Hz y su rango de variación en condiciones de operación normal, mientras no se disponga de un Control Automático de Generación estará entre 59,85 y 60,15 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas y períodos de restablecimiento.

En condiciones de operación anormal la frecuencia podrá variar en el rango entre 59,7 y 60,3 Hz.

En condiciones de emergencia la frecuencia podrá variar en el rango entre



59,5 y 60,5 Hz.

2. En condiciones de operación normal, la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no deberá exceder los  $\pm 2$  segundos.

En condiciones anormales y de emergencia, la desviación de tiempo no será corregida mientras dure esta condición.

3. Los Agentes y el Transmisor, a las 00:00 de cada día, deberán contrastar la hora de sus instalaciones con la hora patrón que registra el CENACE, a fin de uniformizar la hora de registro de ocurrencia de eventos.
4. Para 138 kV y 230 kV, en condiciones de operación normal los voltajes en las barras no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

En condiciones de operación anormal, los voltajes no deberán superar una tolerancia de  $\pm 7\%$  de su valor nominal

En condiciones de emergencia o de maniobras, los voltajes no deberán superar una tolerancia de  $\pm 10\%$  de su valor nominal.

5. Los voltajes en los puntos de entrega del Transmisor a los Distribuidores y/o Grandes Consumidores conectados al SNT a nivel de 69, 46 y 34,5 kV, en condiciones de operación normal, no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

En condiciones de operación anormal, los voltajes no deberán superar una tolerancia del  $\pm 5\%$  del valor nominal

En condiciones de emergencia, los voltajes no deberán superar una tolerancia de  $\pm 7\%$  de su valor nominal.

6. Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus puntos de interconexión con el Transmisor u otros Agentes del MEM, un factor de potencia dentro de los límites establecidos en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.

7. El CENACE dispondrá la modificación de la potencia reactiva de una unidad generadora, de tal manera que en condiciones de operación normal la variación del voltaje de la barra de alto voltaje del generador no supere los  $\pm 2$  kV.
8. La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el menor valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica. El respectivo propietario de las instalaciones, será el responsable de definir los valores límites de transferencia de las líneas de transmisión, los cuales deberán ser validados por el CENACE.
9. Los límites de los transformadores en condiciones normales y de emergencia, deberán ser definidos por el propietario y validados por el CENACE.
10. Los transformadores deberán ser operados sin sobrecarga en condiciones de operación normal. En condiciones anormales o de emergencia el CENACE podrá utilizar los porcentajes de sobrecarga declarados por el propietario.
11. El Generador o Generadores habilitados para realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia deberá(n) cumplir con el porcentaje determinado por el CENACE.
12. En condiciones de operación normal, la reserva asignada a la regulación secundaria de frecuencia podrá disminuir hasta en un 25% de lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado, durante un tiempo no mayor a 30 minutos, luego de lo cual el CENACE tomará los correctivos necesarios para restablecer esta reserva.
13. En condiciones de emergencia, el CENACE podrá utilizar toda la reserva rodante de un área o de todo el SNI durante un tiempo no mayor a 20 minutos, con el fin de evitar o disminuir sobrecargas en transformadores, generadores, líneas de transmisión y desconexión de carga.

## **3.2 CONTROL DE FRECUENCIA (7), (8), (9), (10)**

### **3.2.1 OBJETIVO**

Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar las responsabilidades del CENACE, del COT y de los COs de los Agentes del MEM en el control de frecuencia del SNI en condiciones normales, anormales y de emergencia, para mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos.

### **3.2.2 INTRODUCCIÓN**

La producción de energía en un sistema eléctrico de potencia debe responder a exigencias inherentes al servicio, referentes a la seguridad, calidad y economía de su suministro.

El nivel de calidad está dado, entre otros parámetros, por la estabilidad de las magnitudes del voltaje y de la frecuencia y de su variación dentro de ciertos rangos, de acuerdo a los estados definidos para la operación del sistema.

El CENACE como responsable del despacho y la administración de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista debe, en cada instante, buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello, diariamente debe asignar la reserva para regulación de frecuencia con la finalidad de conseguir el nivel de calidad pretendido. En la operación de tiempo real se deben realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para compensar las variaciones entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

El CENACE define estacionalmente el porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Al momento, para cada unidad generadora, el porcentaje vigente de reserva para Regulación Primaria es del 2 % de la potencia efectiva declarada. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido, podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de reserva para regulación primaria.

Para la Regulación Secundaria de Frecuencia, el porcentaje vigente de reserva horaria es el 3 % de la demanda horaria programada, y es la central Paute la encargada de efectuar esta regulación.

### 3.2.3 DEFINICIONES

- a) **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF):** Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar las variaciones entre generación y carga, principalmente por los requerimientos variables de la demanda o contingencias de generación cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de los reguladores automáticos de velocidad instalados en las máquinas, los que permiten modificar en forma automática su generación.
- b) **Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF):** Es la acción manual o automática sobre los variadores de velocidad de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. La RSF permite llevar nuevamente al sistema a condiciones nominales de frecuencia, anulando las variaciones de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.
- c) **Control de Error de Tiempo (CET):** Es el ajuste manual o automático sobre el correspondiente equipamiento de control en las unidades con responsabilidad de ejercer la regulación secundaria de frecuencia, para llevar la frecuencia a un valor determinado, diferente del valor nominal, con el fin de corregir o anular el valor de desviación de tiempo acumulado.
- a) **Reserva Rodante para Regulación (RR):** Es el margen de potencia rodando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la Regulación de Frecuencia del sistema.

Reserva Secundaria (RS): Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF.

- d) **Reserva Fría (RF)**: Es la reserva no rodante de generación que puede ser puesta en funcionamiento y alcanzar su potencia disponible dentro de un período no mayor a 15 minutos, para cubrir reducciones abruptas de generación o incrementos súbitos de la demanda y prevenir períodos largos de sobrecargas en el sistema.

### 3.2.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Se consideran las siguientes condiciones de operación:

1. **Operación en Condiciones Normales**: La Frecuencia de Referencia será la nominal (60,0 Hz) salvo circunstancias especiales en que el CENACE disponga un valor distinto.

Los límites de operación dentro de los cuales deberá mantenerse la frecuencia serán de  $\pm 0,15$  Hz alrededor de la Frecuencia de Referencia.

2. **Operación en Condiciones Anormales**: En condiciones de operación anormal la frecuencia podrá variar en el rango entre 59,7 y 60,3 Hz.

Durante situaciones anormales de hasta 24 horas de duración, el CENACE podrá disponer valores distintos de la Frecuencia de Referencia, una vez desaparecida la anomalía, el CENACE dispondrá el retorno inmediato a los valores normales. Para períodos más prolongados, será el CONELEC el que autorice previa solicitud del CENACE la operación del SNI con una nueva frecuencia de referencia.

3. **Operación en Condiciones de Emergencia**: Se consideran los siguientes casos,
  - **Operación en Sistemas Aislados**: En el caso de que alguna área quedare aislada del SNI, el CENACE determinará la Frecuencia de Referencia para la misma de acuerdo con las pautas emanadas del

presente Manual y supervisará su cumplimiento a través del Centro de Operación que el CENACE designe, hasta tanto se disponga la sincronización del área al SNI.

Por razones de seguridad del servicio eléctrico, en cada subsistema que resulte aislado se debe asignar la Regulación Secundaria de Frecuencia a una central o grupo de centrales del área respectiva, la cual se despachará con la reserva rodante definida por el CENACE.

- **Emergencia Energética y/o Déficit de Potencia:** En estos casos se modifican los niveles de variación de la frecuencia alrededor del valor nominal de 60,0 Hz, como se indica a continuación:
  1. Banda de Regulación:  $\pm 0,15$  Hz.
  2. Banda Máxima de Variación:  $\pm 0,3$  Hz.

### **Interconexiones internacionales**

El CENACE coordinará y convendrá con los Centros de Despacho de Carga de los países con los que el SNI se interconecte, los aspectos concernientes al ajuste y operación de la Regulación de Frecuencia.

## **3.2.5 REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CONDICIONES NORMALES**

### **3.2.5.1 Regulación Primaria de Frecuencia**

- a) La RPF operará en forma automática y será de cumplimiento obligatorio por parte de todas las unidades de generación. Para esto, los reguladores de velocidad deben estar libres y los limitadores de carga deben fijarse sobre el valor de potencia de despacho.
- b) Será obligación de los Agentes Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad generadora no opere, o deje de hacerlo con las condiciones del punto anterior, informando las causas de dicha limitación operativa, el tiempo estimado que permanecerá en ese estado y el momento a partir del cual

vuelve a operación de regulación normal.

El CENACE, para los fines consiguientes, registrará la novedad en la bitácora correspondiente cuando una unidad generadora no aporte a la RPF.

- c) La potencia de despacho actual debe entenderse que está dada para la Frecuencia de Referencia ( $60 \text{ Hz} \pm 0,15 \text{ Hz}$ ). El CENACE supervisará que esto se cumpla en todas las unidades generadoras, y que se permita que la potencia generada fluctúe sólo por acción del regulador de velocidad.

### **3.2.5.2 Regulación Secundaria de Frecuencia**

- a) La RSF se realizará con un grupo de unidades generadoras hidráulicas y/o térmicas, habilitadas para tal fin, que coordinará en forma centralizada el CENACE. La acción será realizada en forma automática, admitiendo sólo en el caso de una sola central la acción en forma manual hasta tanto el Generador y el grupo de unidades generadoras designados dispongan de los equipos necesarios para realizar la RSF en forma centralizada automática.
- b) El CENACE podrá asignar la operación de la RSF a un Generador de acuerdo a la metodología establecida para tal fin. Le informará además el valor de la Frecuencia de Referencia y la diferencia entre la hora patrón y la sincrónica, en el instante de la asignación.
- c) El CENACE informará oportunamente a las centrales que realizan en forma manual la RSF, la conexión o desconexión de bloques importantes de carga por parte de un Distribuidor o Gran Consumidor, o el ingreso o salida del paralelo de una unidad de generación con una carga importante.

El CENACE en estos casos, podrá solicitar a las centrales controladoras de RSF que varíen el valor de la frecuencia por sobre o bajo el valor nominal establecido, de manera de compensar estas variaciones de la frecuencia y mantenerla dentro de los rangos establecidos para operación normal.

- d) Ante el ingreso programado de una unidad generadora a pruebas con riesgo de disparo, el CENACE podrá solicitar a los generadores que realicen la RSF,

subir la frecuencia por sobre el valor establecido, con el fin de evitar la desconexión de carga por actuación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia, en previsión a la ocurrencia de un disparo imprevisto de esta unidad. Una vez que la unidad salga del paralelo, el CENACE solicitará retornar la frecuencia al valor preestablecido.

En este caso, si la desviación de tiempo aumenta por sobre el valor límite establecido para operación normal, se deberán anotar los tiempos inicial y final con el nuevo valor de la frecuencia establecida por el CENACE y las desviaciones de tiempo inicial y final, de forma de evitar las penalizaciones correspondientes a los Generadores encargados de la RSF.

- e) En el caso de ejecución de pruebas programadas de rechazo de carga en unidades de generación, el CENACE podrá solicitar a los generadores que realizan la RSF, previo al rechazo de carga en la unidad, subir la frecuencia por sobre el valor establecido, con el fin de evitar la desconexión de carga por actuación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia. Una vez que la unidad salga del paralelo, el CENACE solicitará retornar la frecuencia al valor preestablecido.
- f) El CENACE solicitará a los Generadores encargados de RSF bajar el valor de la frecuencia hasta un valor dado, ante situaciones previstas de desconexión de bloques significativos de carga, que pueden darse por las siguientes razones, entre otras:
- Mantenimientos programados en el SNT o en los sistemas de los Grandes Consumidores.
  - Desconexión de carga en condiciones de racionamiento.
  - Sospecha de sabotaje que pueda involucrar desconexión de carga.

Una vez producida la desconexión de carga, el CENACE solicitará retornar la frecuencia al valor preestablecido.

- g) Es deseable que en condiciones de alta hidrología especialmente, previo a



iniciar el período pico de carga del día, la desviación de tiempo esté cercana a su valor máximo permitido en condiciones normales de operación, con el fin de lograr un ahorro relativo de potencia máxima demandada a la central que controla RSF en el período pico de demanda, lo cual es conveniente como medida preventiva.

Por el contrario, en condiciones de baja hidrología especialmente, es deseable previo a iniciar el período de baja carga del día, que la desviación de tiempo esté cercana a su valor mínimo permitido en condiciones normales de operación, con el fin de evitar la posibilidad de un aumento significativo en el valor de la desviación de tiempo debido a que las unidades que realizan la RSF operan con baja carga.

- h) En caso de que generadores hidráulicos que controlan RSF requieran sacar unidades del paralelo o cerrar inyectores, el CENACE autorizará la maniobra siempre y cuando en la nueva condición de las unidades se cumpla el porcentaje establecidos de RSF.

### 3.2.5.3 Control de Error de Tiempo

- a) El CET será realizado por los mismos Generadores a los cuales se les asigne la RSF.
- b) La diferencia entre la hora patrón y la sincrónica no debe exceder los  $\pm 2,0$  s, en operación normal.
- c) El CENACE informará las veces que sea necesario a los generadores que realizan la RSF, el valor de la desviación de tiempo y solicitará de manera oportuna su corrección.

En este caso, para realizar el CET, la Frecuencia de Referencia no podrá diferir en más de  $\pm 0,1$  Hz de la Frecuencia Nominal, y el rango de variación se mantendrá en  $\pm 0,15$  Hz.

- d) La hora patrón coincidirá en todo momento con la hora oficial de la República del Ecuador (definida por el GPS de la Coordinated Universal Time CUT).

- e) Si los relojes patrones no tuvieran dispositivos automáticos para su ajuste con la hora oficial, deberán ser ajustados por cada Generador periódicamente y a una hora fija del día establecida por el CENACE, de acuerdo a la precisión de los mismos.
- f) El CENACE dará la señal de sincronización para la puesta en hora de los relojes sincrónicos de los Generadores cuando se lo considere conveniente, y verificará el ajuste periódicamente.
- g) Los valores de referencia de tiempo de las computadoras, registradores y otros equipos, necesarios para la operación y/o el análisis del SNI, en cualquier lugar, deberán hallarse permanentemente ajustados con la hora patrón.
- h) Cuando cualquier reloj sincrónico deje de funcionar por falta de voltaje, se le sincronizará nuevamente con el reloj sincrónico del CENACE, o en su defecto, con el reloj sincrónico del Generador que represente el mayor bloque de generación en caso de separación del SNI en islas.

### **3.2.6 REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CONDICIONES ANORMALES**

Dentro de la regulación de frecuencia se consideran como condiciones anormales, aquellas que hacen que el valor de la frecuencia salga, de forma sostenida, del rango considerado como de operación normal y se encuentre dentro del rango de operación anormal y que, en general, se presentan por las siguientes causas:

1. Incremento imprevisto de la demanda.
2. Desconexión de carga o generación.
3. Oscilaciones de frecuencia en el sistema.

### 3.2.6.1 Incremento imprevisto de la Demanda

#### Regulación Primaria de Frecuencia

- Cuando se produzca una variación de la frecuencia fuera de la banda determinada por los límites definidos para las condiciones de operación normal, a causa de un incremento imprevisto de la demanda y por esto resulte una variación de potencia en las unidades generadoras, deberá permitirse que las mismas sigan aportando a la RPF, siempre y cuando esto no implique alteraciones que le provoquen un deterioro o su desconexión. Para ello se deberá tomar en cuenta la generación máxima de emergencia y el tiempo en que se pueden mantener en esta condición las unidades, de acuerdo a lo declarado por los Agentes Generadores.

#### Regulación Secundaria de Frecuencia

- a) En condiciones anormales la RSF se debe continuar efectuando según lo detallado para las condiciones de operación normal.
- b) Si la carga presenta un crecimiento sostenido, se dispondrá a aquellos generadores comprometidos o no con el cumplimiento de la RPF pero no con la RSF, y que mantengan reserva rodante de generación, que suban la generación de acuerdo a lo requerido por el crecimiento de la demanda.
- c) Si después de ejecutar la medida anterior, se produce el agotamiento de la Reserva Rodante en las unidades que no participan en la RSF, entonces el CENACE dispondrá a los generadores con RSF que agoten la Reserva Secundaria hasta el porcentaje determinado por el CENACE, para esta condición.
- d) Si el crecimiento de la carga ha producido el agotamiento de la Reserva Rodante en unidades que no participan en la RSF y del porcentaje determinado por el CENACE para esta condición, de la RSF programada para esa hora, entonces el CENACE podrá tomar las siguientes medidas:

1. Solicitar el ingreso de unidades asignadas a la Reserva Fría, según el orden de mérito general o al establecido, según fuere el caso.
2. Si la medida anterior requiere para ejecutarse un tiempo mayor a 20 minutos, entonces se procederá a bajar el voltaje en todo el sistema con el fin de reducir el consumo de potencia activa. El voltaje no deberá disminuirse bajo los límites establecidos en condiciones anormales de operación.
3. Si con la medida anterior no se recupera el margen de RSF (mayor o igual al porcentaje especificado), solicitar a los Generadores que tengan la responsabilidad de la RSF, bajar la frecuencia a un valor determinado por el CENACE, dentro del rango de frecuencia considerado en condiciones anormales de operación. Una vez que se ha restablecido el margen de RSF, el CENACE solicitará retornar la frecuencia al valor preestablecido.
4. Solicitar a los Distribuidores desconectar carga según el procedimiento establecido.
5. El CENACE realizará un seguimiento de la evolución del SNI después de haber realizado una desconexión de carga y/o modificación de generación, y determinará de acuerdo a las condiciones del sistema, y en permanente coordinación con los Generadores que realicen la RSF, cómo y cuándo se procederá a la reposición de la carga desconectada y/o a la normalización de la generación modificada.

### **3.2.6.2 Desconexión de Carga o Generación**

Las desconexiones a considerar son las que producen alteraciones rápidas y pronunciadas de la frecuencia.

### **Regulación Primaria de Frecuencia**

- Tanto para descensos como para elevaciones de frecuencia por estas causas, los Generadores deberán supervisar que, siempre que no se excedan los límites de seguridad de los equipos, se mantenga en servicio la regulación primaria de las unidades generadoras. Posteriormente ejecutarán las

operaciones que indique el CENACE, tendientes a normalizar la frecuencia y restablecer la generación de las unidades a las condiciones de operación previas a la desconexión de carga o generación.

### **Regulación Secundaria de Frecuencia**

- En general, las unidades que tengan asignada la RSF la seguirá operando según las pautas propuestas para operación normal, y de acuerdo a las necesidades de la contingencia, informando su situación al CENACE, el cual coordinará la ayuda necesaria del resto del Sistema, a fin de reponer el margen de RSF, emitiendo disposiciones específicas para cada caso en particular.

El CENACE tomará las siguientes medidas, según sea el caso:

#### **Desconexión de Carga:**

- a) Si se produce desconexión de carga en el Sistema por actuación o no del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia, los Distribuidores y Grandes Consumidores no podrán reconectar la carga desconectada mientras el CENACE no de la disposición respectiva. Una vez autorizada la reconexión, los agentes afectados normalizarán la carga en estricta coordinación con el CENACE, en las cantidades de carga que éste disponga.
- b) En el caso en que la desconexión de carga provoque que las unidades de las centrales controladoras de RSF operen con valores de generación menores a los permitidos por los mínimos de operación declarados, el CENACE, si las condiciones operativas generales lo permiten, dispondrá lo antes posible la reconexión de la carga en las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores afectados, en bloques de carga que no afecten los valores de la frecuencia con respecto a los límites permitidos en condiciones anormales.
- c) En caso de que la desconexión de carga provoque que las unidades de las centrales controladoras de RSF operen con cargas menores a las

permitidas por los valores mínimos de operación declarados, y la reconexión de carga por parte de las Empresas Distribuidoras afectadas no se puede realizar dentro de un período corto de tiempo, el CENACE solicitará a otros Generadores según sea el caso, bajar la generación con el fin de pasar carga a las unidades generadoras que realicen la RSF mencionadas antes.

#### **Desconexión de Generación:**

- a) Ante salidas forzadas o disparos de unidades de generación, los generadores involucrados informarán al CENACE las causas que provocaron la salida de las unidades y la condición operativa de la unidad luego de la salida. Las unidades de generación no podrán reingresar al paralelo mientras el CENACE no de la disposición respectiva.
- b) En el caso de que se desconecte generación por alguna razón con o sin desconexión de carga por actuación o no del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia, y se produzca el agotamiento del porcentaje establecido para esta condición de la RSF programada para esa hora, si el o los generadores implicados en la desconexión de generación comunican, hasta 5 minutos luego de producido el disparo, que no podrán ingresar al paralelo en un período de tiempo de hasta 15 minutos, entonces el CENACE solicitará el ingreso de unidades pertenecientes a la Reserva Fría, según el orden de mérito establecido.
- c) Si ante la ocurrencia de pérdida de generación como se menciona en el párrafo anterior, los generadores implicados comunican que pueden ingresar al paralelo en un período de tiempo de hasta 15 minutos, entonces el CENACE dispondrá el arranque de las unidades disparadas con el fin de recuperar el margen de RSF.
- d) El CENACE realizará un seguimiento de la evolución del SNI después de haberse producido una desconexión de generación y determinará, de acuerdo a las condiciones del sistema y en permanente coordinación

con los generadores que realicen la RSF, cómo y cuándo se procederá a la reposición de la generación desconectada.

### 3.2.6.3 Oscilaciones de Frecuencia en el SNI

- a) Si se detectan oscilaciones de frecuencia en el sistema, el CENACE intentará identificar la unidad o central generadora que pueda estar causando la oscilación, por medio del seguimiento de la generación de potencia activa de estas unidades o centrales, utilizando para ello las curvas de tendencia de 10 s, disponibles en el Sistema de Tiempo Real (STR).
- b) Si un Generador detecta que una unidad de generación presenta oscilaciones de potencia por causas internas de su unidad, éste deberá comunicar inmediatamente al CENACE sobre el particular.
- c) Si se sospecha o se ha determinado que una unidad en particular es la causante de las oscilaciones, el CENACE puede proponer una de las siguientes acciones o ambas a la vez, una a continuación de la otra:
  - 1. Cambiar el valor de la generación de la unidad y realizar su supervisión con este nuevo valor de generación.
  - 2. Fijar el limitador de carga de la unidad y realizar su supervisión en este nuevo estado.

En la nueva condición operativa el CENACE supervisará si se ha eliminado parcial o totalmente la oscilación de frecuencia.

- d) Si se detecta que una unidad que participa en la RSF presenta oscilaciones, y si no es posible la corrección de este estado en la unidad, con el limitador de carga abierto, el CENACE podrá disponer subir la generación de la unidad en un valor de potencia determinado y fijar el limitador de carga en este valor.

Si todavía persiste la oscilación y esta causa inestabilidad notable en el sistema, el CENACE podrá disponer la salida de la unidad, y su correspondiente revisión.

- e) Si se detecta que una unidad que participa solo en la RPF presenta oscilaciones, y si no es posible la corrección de este estado en la unidad con el limitador de carga abierto, el CENACE dispondrá mantener la unidad con la carga que determine el despacho programado y fijar el limitador de carga en este valor.

Si todavía persiste la oscilación y esta causa inestabilidad notable en el sistema, el CENACE podrá disponer la salida de la unidad del SNI, y su correspondiente revisión.

### 3.2.7 REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

#### 3.2.7.1 Separación del Sistema en Subsistemas

- a) El CENACE y los COs de los Generadores de cada uno de los subsistemas que resulten aislados se responsabilizarán por el control de la frecuencia en el área respectiva, siguiendo los lineamientos descritos en este procedimiento y atendiendo los últimos, a las disposiciones emitidas por el CENACE a fin de efectuar la sincronización del área aislada con el SNI.
- b) El CENACE identificará por medio de los COs de los Generadores o por otros medios, si en los subsistemas formados existen valores de frecuencia fuera de los límites establecidos en condición de operación normal, para lo cual los COs de los Generadores deben comunicar al CENACE de este particular; si así fuera entonces se procederá como se indica a continuación:

**Si en las áreas aisladas existe sobre frecuencia,** el CENACE dispondrá lo siguiente:

1. Reconexión de carga si es el caso.
2. Bajar la potencia activa de las unidades que realizan la RSF, si es necesario hasta el valor de la potencia mínima de las unidades declaradas por los Generadores.

**Si en las áreas aisladas existe baja frecuencia,** el CENACE dispondrá lo



siguiente:

1. Subir la potencia activa en las unidades que no realizan RSF, en caso de que se dispusiera de reserva rodante en éstas.
  2. Si la condición de baja frecuencia en el sistema aislado persiste, entonces se debe considerar el ingreso de generación en el área, o la desconexión de carga como última alternativa.
- c) La sincronización de los subsistemas se debe realizar, dentro de lo posible, sin que exista error entre las horas sincrónicas de los distintos subsistemas. En los casos en que no se pueda realizar la sincronización en esta condición, el área de menor demanda debe asumir la hora sincrónica de la de mayor demanda.

### 3.2.7.2 Emergencia Energética y/o Déficit de Potencia

Se reconocen como situaciones de Emergencia Energética y/o Déficit de Potencia del SNI, a aquéllas en que se manifiesta una reducción abrupta de las reservas energéticas y/o de potencia para cubrir la demanda, causadas por:

1. Restricción de los principales aportes de origen hidráulico.
2. Disponibilidad elevada del parque térmico o hidráulico.
3. Restricción del abastecimiento de combustibles.
4. Fallas en el SNI.

En estas condiciones de déficit de energía y/o potencia se pueden presentar dos situaciones:

a) Sin cortes programados:

- Se opera de la misma forma que en condiciones anormales.

b) Con cortes programados:

- En esta condición no se mantiene reserva rodante en las unidades no comprometidas con RSF, y todas las unidades en línea deberán operar con

la potencia efectiva declarada por los respectivos Generadores (excepto en aquellas unidades en donde se requiera un despacho a carga limitada, por restricciones del SNT).

- Los Generadores respectivos realizarán la RSF considerando que en este caso el margen de regulación secundaria es el establecido por el CENACE para esta condición.

En el sistema y/o subsistemas aislados que estén en esta condición se operará de forma semejante a lo indicado anteriormente.

Para la corrección de Error de Tiempo vale lo expresado para condiciones de operación normal, con las siguientes salvedades:

- a) No regirá en este caso el límite de la diferencia entre hora patrón y sincrónica de máximo  $\pm 2.0$  segundos.
- b) Se corregirá la desviación cuando desaparezcan, las causas que motivan la situación crítica.

### 3.2.8 RESERVA DE GENERACIÓN RODANTE Y FRÍA (11), (12)

#### 3.2.8.1 Reserva de Generación Rodante para Regulación

Para satisfacer los criterios de calidad y seguridad en la operación del Sistema Nacional Interconectado, ante desbalances entre la oferta y la demanda, el CENACE deberá mantener la reserva de potencia rodante definido en el Despacho Económico Diario Programado.

**Definición:** La Reserva Rodante para Regulación es el margen de potencia rodando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la regulación de frecuencia del sistema.

#### Instrucciones Generales

1. En operación en tiempo real, el CENACE deberá realizar los ajustes necesarios a dicha reserva, para compensar las variaciones entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

2. Será obligación de los Generadores comunicar al CENACE, cuando una unidad no pueda temporalmente aportar con la Regulación Primaria de Frecuencia, informando las causas de dicha limitación operativa y el momento a partir del cual volverá a la operación de regulación normal.
3. La reserva correspondiente a la Regulación Secundaria de Frecuencia se deberá repartir entre todas las unidades habilitadas para tal fin.
4. El Generador o Generadores habilitados para realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia deberá cumplir con el porcentaje determinado por el CENACE en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
5. El CENACE vigilará en todo momento, que la diferencia del valor total de la potencia generada y la potencia disponible del grupo de unidades destinadas a la Regulación Secundaria de Frecuencia, no viole el porcentaje establecido para la Regulación Secundaria de Frecuencia en condiciones de operación normal.
6. En condiciones de operación normal, la reserva asignada a la regulación de frecuencia, podrá disminuir hasta en un 25% de lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, durante un tiempo no mayor a 30 minutos, luego de lo cual, el CENACE tomará los correctivos necesarios para restablecer esta reserva.
7. En condiciones de emergencia, el CENACE podrá utilizar toda la reserva rodante, durante un tiempo no mayor a 20 minutos, con el fin de evitar o disminuir sobrecargas en transformadores, líneas de transmisión y desconexión de carga, luego de lo cual, el CENACE tomará los correctivos necesarios para restablecer la reserva rodante. Una vez solucionada la emergencia el CENACE dispondrá a los generadores retornar a las condiciones de operación normal.

### 3.2.8.2 Reserva Fría

**Definición:** Es la reserva no rodante de generación que puede ser puesta en funcionamiento y alcanzar su potencia disponible dentro de un período de tiempo no mayor a 15 minutos, para cubrir reducciones abruptas de generación ó incrementos súbitos de la demanda y prevenir períodos largos de sobrecargas en el sistema.

#### Instrucciones Generales

1. La determinación de las unidades en reserva fría se establece en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
2. La reserva fría será determinada por bandas horarias y por áreas, considerando la topología del SNI.
3. Si se produce una contingencia en el SNI, el CENACE determinará el valor de la reserva fría a ingresar en el sistema, considerando la evolución de la demanda.
4. Si se produce una contingencia en el SNI que involucre una pérdida de generación igual o mayor al 25% de la reserva rodante, el CENACE solicitará el ingreso de la reserva fría con el valor de potencia activa en MW, indicado en la siguiente relación:

$$RF = PGF - 25\% RR \quad [3.1]$$

donde:

RF: Reserva fría.

PGF: Potencia de generación faltante (potencia de generación disparada o potencia máxima de despacho de la(s) unidad(es) disparadas).

RR: Reserva rodante

Si después de 30 minutos no se restablecen los márgenes de RR, el CENACE dispondrá el ingreso de reserva fría adicional para retornar la RR al valor

definido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente, de forma que el SNI cuente con la reserva necesaria para afrontar una nueva contingencia.

5. La lista de reserva fría no se modificará en la operación en tiempo real, salvo que se realice un redespacho que implique la redefinición de las unidades en reserva.
6. Si una unidad prevista en el Despacho Económico Diario Programado, a causa de un redespacho, no es despachada, pasa a integrar la reserva fría, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos para el efecto.
7. Si una unidad de la reserva fría entra en operación, deja de integrar el conjunto de reserva fría. El CENACE decidirá si es necesario integrar a la lista de reserva fría nuevas unidades.
8. Cuando producto de una falla, un elemento de la red (generador, línea de transmisión o transformador) quede sobrecargado, se ingresará con la generación más rápida existente en el Sistema o en el Subsistema afectado por la sobrecarga, priorizando la seguridad del equipamiento y el retorno a condiciones normales. La generación despachada por esta causa será considerada forzada mientras se encuentre en operación, a no ser que luego de retornar las condiciones normales de operación, ésta sea requerida dentro del despacho normal.

### **3.3 CONTROL DE VOLTAJE (13), (14), (15)**

#### **3.3.1 OBJETIVO**

Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar responsabilidades del CENACE, del COT y de los Centros de Operación de los Agentes en el control de voltaje, en condiciones normales, anormales y emergentes, para mantener un perfil de voltaje adecuado en todas las barras del SNI dentro de los límites establecidos, para restablecer los voltajes del SNI a valores admisibles o evitar el colapso de voltaje en el sistema.

#### **3.3.2 INTRODUCCIÓN**

La calidad del suministro de energía eléctrica a los consumidores puede ser evaluada a través de la medición de los siguientes factores:

1. Continuidad del suministro.
2. Regulación de frecuencia.
3. Regulación de voltaje.

La regulación de voltaje desde la generación hasta los puntos de entrega a los Distribuidores y Grandes Consumidores, es de decisiva importancia en la evaluación de la calidad de la operación del SNI y del suministro al consumidor.

Un eficiente control de los voltajes en el sistema de transmisión proporciona una mayor estabilidad al sistema y reduce las pérdidas de transmisión.

Una buena calidad de los niveles de voltaje en los puntos de entrega a los consumidores, proporciona un buen desempeño y una vida más larga a los diversos equipamientos conectados al sistema.

Una de las funciones más importantes y prioritarias que se realiza en la operación del SNI es el control de voltaje. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de bandas operativas establecidas para condiciones normales, anormales y de emergencia.

En el análisis de este tema se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, siendo muy importante la localización de fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión.

El control de voltaje es una responsabilidad compartida por todos los Agentes del MEM y requiere la actuación conjunta y coordinada de todos sus Centros de Operación en condiciones normales, anormales y de emergencia.

El control de voltaje debe ser permanente y el CENACE vigilará que sus valores no excedan de los límites establecidos, minimizando el transporte de potencia reactiva y obteniendo un nivel de calidad de voltaje adecuado para el suministro de energía eléctrica.

Para mantener los voltajes dentro de los límites operativos establecidos se deberá efectuar la planificación, el control del voltaje y el despacho de la potencia reactiva, y las acciones rutinarias necesarias o excepcionales que requiera la operación en tiempo real.

### **3.3.3 CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA (16)**

#### **3.3.3.1 Medidas usuales de control de voltaje en el sistema**

Los equipamientos generalmente utilizados en el control de voltaje y sus principales características son, como se indica a continuación, los siguientes:

- **Generadores**

Los generadores sincrónicos son máquinas que pueden entregar o absorber potencia reactiva, dependiendo de los requerimientos de la carga y del nivel de voltaje en que se opera el sistema. El control de voltaje es efectivo cuando los generadores se ubican cerca de las cargas y es ineficiente para los puntos más alejados.

La unidad está sobreexcitada cuando genera potencia reactiva para el sistema o subexcitada cuando absorbe potencia reactiva.

Aumentando la corriente de excitación de los generadores aumenta el voltaje de generación y consecuentemente aumenta el flujo de potencia reactiva suministrado por el generador al sistema, y el voltaje del sistema. Ocurre lo inverso cuando se disminuye la corriente de excitación.

Para el caso de un generador de rotor cilíndrico, la potencia reactiva generada es:

$$Q = K \cdot I_{fd} \cdot V_t \cdot \cos \delta - \frac{V_t^2}{X_d} \quad [3.2]$$

donde,

Q : Potencia reactiva generada

K : Constante

$I_{fd}$  : Corriente de campo

$V_t$  : Voltaje en terminales del generador

$\delta$  : Ángulo del voltaje interno

$X_d$  : Reactancia subsincrónica del generador

- **Compensadores Sincrónicos**

Existen generadores sincrónicos especialmente diseñados para entregar o absorber solo potencia reactiva, desacopladas de sus turbinas. Son excelentes máquinas para el control del voltaje ya que permiten una respuesta dinámica rápida.

Con una variación leve en la corriente de excitación del compensador sincrónico se obtiene una corrección pequeña del voltaje en la barra a la cual están conectados. Los compensadores sincrónicos pueden generar o absorber potencia reactiva del sistema, bastando para eso actuar en sus sistemas de excitación.

### **Reactores**

Los reactores son cargas inductivas que absorben potencia reactiva,



disminuyendo de esta forma el voltaje de la barra donde fueron conectados. Su influencia se manifiesta con menor intensidad en las barras vecinas. Cuando son desconectados ocurre lo contrario.

La potencia reactiva absorbida por el reactor es:

$$Q_R = V^2 \cdot Y_R \quad [3.3]$$

donde,

$Q_R$  : Potencia reactiva absorbida por el reactor

$V$  : Voltaje de barra

$Y_R$  : Admitancia del reactor

La potencia reactiva absorbida por un reactor es función cuadrática del voltaje que lo energiza y a su vez el voltaje queda determinado por la potencia reactiva absorbida por el reactor.

Es un equipamiento de buen desempeño cuando se necesita de correcciones rápidas del voltaje, como en el caso de las perturbaciones.

### Capacitores

Los capacitores son cargas capacitivas que cuando están conectados al sistema generan potencia reactiva, aumentando el voltaje de barra donde fueron conectados e influenciando en menor intensidad en las barras vecinas. Cuando son desconectados ocurre el efecto contrario.

La potencia reactiva entregada por el capacitor es:

$$Q_C = V^2 \cdot Y_C \quad [3.4]$$

donde,

$Q_C$  : Potencia reactiva generada por el capacitor

$V$  : Voltaje de barra

$Y_C$  : Admitancia del capacitor

La potencia reactiva generada por un capacitor es función cuadrática del voltaje que lo energiza y a su vez el voltaje queda determinado por la potencia reactiva generada por el capacitor

- **Líneas de Transmisión**

Las líneas de transmisión presentan efectos inductivos o capacitivos sobre el sistema. Estos efectos se caracterizan por la inyección o absorción de potencia reactiva.

Una línea de transmisión aportará potencia reactiva al sistema o la absorberá dependiendo del valor de la potencia activa que circula por ella.

Una línea de transmisión en vacío o transportando una pequeña potencia activa, genera potencia reactiva para el sistema. A medida que aumenta gradualmente el valor de la potencia activa transportada, el valor de la potencia reactiva generada por ésta (MVar +), va disminuyendo gradualmente hasta cero. Cuando una línea de transmisión está transportando un valor de potencia activa de tal modo que la potencia reactiva generada y la absorbida (MVar -) por la línea de transmisión es cero, se presenta el valor ideal de flujo para la transmisión.

La potencia reactiva neta generada por una línea de transmisión es función del voltaje a la que ésta se energiza y el voltaje, a su vez, es influenciado por la potencia reactiva generada por la línea.

El flujo de potencia reactiva entre los extremos de una línea de transmisión definidos desde la barra 1 hasta la barra 2, es:

$$Q_{12} = -V_1 \cdot V_2 \cdot \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) \cdot g - \left[ V_1^2 - V_1 \cdot V_2 \cdot \cos(\theta_1 - \theta_2) \right] b - \frac{y}{2} \cdot V_1^2 \quad [3.5]$$

donde,

$Q_{12}$  : Flujo de potencia reactiva por la línea de transmisión

$V_1, \theta_1$  : Voltaje y ángulo en la barra 1

$V_2, \theta_2$  : Voltaje y ángulo en la barra 2

g : Conductancia de la línea

b : Susceptancia de la línea

y : Admitancia de la línea

- **Cambiador de TAP bajo carga (LTC)**

Los cambiadores de TAP bajo carga son equipamientos asociados a los transformadores o autotransformadores que permiten un cambio en la relación de voltaje a través del cambio de TAP.

Esta maniobra deberá ser utilizada con reserva en el control de voltaje en el sistema, toda vez que a través de ella no se consigue inyectar potencia reactiva, sino solamente una redistribución de sus flujos.

Mediante la variación de la posición del LTC se mejoran las condiciones de voltaje en un lado del transformador en detrimento del otro. Se corre el riesgo de deteriorar el nivel de voltaje de un lado, en el intento de corregir el nivel de voltaje del otro.

Considerando un transformador con variador de tap bajo carga (tap en el lado de alta tensión), se tiene que:

$$Q = \frac{V_1^2}{X_t^2} - \frac{V_1 V_2}{X_t} \cos(\theta_1 - \theta_2) \quad [3.6]$$

donde,

Q : Potencia reactiva fluyendo desde el nodo 1 hacia el nodo 2

V1,  $\theta_1$  : Voltaje y ángulo en el nodo 1

V2,  $\theta_2$  : Voltaje y ángulo en el nodo 2

X : Reactancia equivalente del transformador

t : Posición del tap del transformador

Cuando se desea aumentar el voltaje de una parte del sistema, se debe hacer una inyección de potencia reactiva usando los recursos descritos anteriormente.

Cuando se desea disminuir el voltaje se toman las medidas inversas.

- **Carga**

Las cargas conectadas a los sistemas eléctricos son normalmente dependientes del voltaje, esto ocurre tanto para motores como para el resto de componentes.

Naturalmente la característica de variación es de coeficiente positivo, es decir, a un aumento de voltaje corresponde un aumento de carga.

Este hecho es de importancia especialmente en períodos de máxima demanda, cuando normalmente se tienen bajos voltajes en los centros de carga, situación en la que se realizan acciones de control para incrementar el voltaje en los centros de carga, produciendo una cierta elevación de carga consumida y consecuentemente mayor carga en el sistema de transmisión y del parque generador, originando variaciones de voltaje en otros puntos del sistema debido a mayores caídas de voltaje.

El fenómeno inverso podría ocurrir en períodos de carga mínima del sistema cuando los niveles de voltaje son altos, requiriéndose medidas para disminuir su valor.

Históricamente, el consumo de potencia reactiva en las cargas ha sido modelado como una función del voltaje bajo la siguiente representación:

$$Q = Q_0 \cdot V^\alpha \quad [3.7]$$

donde,

Q : Potencia reactiva consumida por la carga

$Q_0$  : Potencia reactiva inicial

$\alpha$  : Coeficiente que depende del modelo de carga considerado.

## OPERACIÓN CON VOLTAJES ALTOS VERSUS VOLTAJES BAJOS

De un modo general es preferible operar el sistema con niveles altos de voltaje, por las siguientes razones:

1. Mejores condiciones de estabilidad del sistema.
2. Mejor confiabilidad del sistema frente a alguna perturbación.
3. Situaciones más favorables de carga de potencia reactiva de los generadores, de modo de existir capacidad de absorción de potencia reactiva para atender una eventualidad en el sistema.
4. Menores pérdidas en el sistema.

## MEDIDAS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE EN EL SISTEMA

Básicamente existen dos:

1. Preventiva
2. Correctiva

Las acciones preventivas se realizan sabiendo de antemano que los niveles de voltaje van a estar insatisfactorios en determinados horarios, por lo que previamente se toman medidas para evitar el deterioro del voltaje.

Las acciones correctivas se toman cuando los niveles de voltaje son insatisfactorios.

La mejor política para controlar el voltaje está en el término medio, es decir:

- Acciones preventivas para el control del voltaje: en función de estudios efectuados y principalmente en función de la operación histórica, de modo de preparar el sistema para contar con una franja de regulación necesaria.
- Acciones correctivas para el control del voltaje: a medida que los niveles de voltaje sobrepasen de las franjas previamente definidas como satisfactorias.

Tales providencias serían efectuadas de forma escalonada en pequeñas grados de variación, aproximándose al máximo posible de un control continuo.

Deben naturalmente ser evitadas las intervenciones en el sistema que ocasionen variaciones bruscas del voltaje, de amplitudes excesivas.

### **3.3.3.2 Instrucciones Generales de operación**

El COT y los Centros de Operación (CO) de los Agentes deberán seguir las siguientes instrucciones generales:

1. Entre el CENACE, el COT y los CO deberá existir una perfecta coordinación de las acciones para controlar el voltaje del sistema, de manera de evitar:
  - a) Excesos de maniobras para la regulación de voltaje, resultantes de coincidencias de acciones aisladas de control de voltaje.
  - b) Flujo innecesario de potencia reactiva.
  - c) Deterioro en los niveles de voltaje de un área al intentar controlar el voltaje en otra.
  - d) Desoptimización de los recursos utilizados en el control del voltaje del sistema.
2. El CENACE, el COT y los CO, deberán realizar un control de voltaje preventivo durante la mayor parte posible de tiempo, tendiente siempre a mantener los perfiles de voltaje lo más uniformes posibles y dentro de los límites establecidos para operación normal.
3. El objetivo del control de voltaje es minimizar la transferencia de potencia reactiva. Por tanto, para subir el voltaje del sistema se requiere inyectar la potencia reactiva en primer lugar desde los puntos más cercanos a los requerimientos de la carga. Para disminuir el voltaje del sistema se lo hará en primer lugar desde los puntos más alejados a la carga.
4. La regulación de voltaje se deberá realizar con todos los elementos disponibles de compensación. Será obligación del COT o CO comunicar al CENACE cuando algún equipo deje de operar normalmente, o quede

indisponible informando las causas de la anormalidad, indisponibilidad o limitación operativa, el tiempo estimado en que permanecerá en ese estado, y el momento a partir del cual vuelve a la operación normal.

5. Se deberá evitar programas de mantenimientos simultáneos de generadores, compensadores sincrónicos y/o equipamientos de compensación que pudieren comprometer el control del voltaje de un área o del sistema.
6. Se deberán dejar liberados los reguladores de voltaje de los generadores y compensadores sincrónicos, manteniendo el valor de consigna que hubiera establecido el CENACE o CO correspondiente. En el control de voltaje, todas las unidades generadoras en línea del SNI deberán participar de forma activa, y será obligación de los Agentes Generadores comunicar al CENACE cuando alguna unidad deje de operar en esas condiciones.
7. Los Agentes Generadores, para cumplir con las instrucciones que figuran en estos Procedimientos, deberán llevar por requerimiento del CENACE, los despachos de potencia reactiva de sus unidades generadoras hasta el 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas y de acuerdo a los límites de las curvas de capacidad declaradas o las calculadas por el CENACE, en forma continua, limitadas por las restricciones que hayan sido declaradas.
8. El CENACE podrá solicitar a los Agentes Generadores entregar en forma temporal hasta el 100% de la capacidad de generación de potencia reactiva, establecida en las curvas de capacidad declaradas o las calculadas por el CENACE, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las temperaturas normales de operación del generador.
9. La reserva de potencia reactiva deberá disponerse en equipos que hagan un control rápido y eficiente del voltaje en 230 kV, 138 kV y en voltajes de puntos de entrega. La reserva deberá estar distribuida de forma equilibrada en todo el SNI.

### 3.3.4 CONTROL DE VOLTAJE EN CONDICIONES NORMALES

Comprende todas las acciones que se ejecutan sobre las instalaciones del SNI, con el fin de mantener estables los voltajes del mismo dentro de los límites operativos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, y los que se indiquen en el Despacho Económico Diario Programado.

Para el efecto, se deberán seguir las siguientes instrucciones operativas:

1. El CENACE y los CO deberán mantener de manera coordinada un perfil de voltaje adecuado en todo el SNI. Para esto se dispone de varios elementos de control de voltaje, por lo que se debe regular su uso y explotación de manera eficiente, a fin de preservar en todo momento la integridad de los equipos.
2. El CENACE y los CO deberán tomar las medidas operativas, anticipándose y previendo la posterior evolución de la demanda, con el fin de asegurar que los niveles de voltaje estén dentro de los límites establecidos en la Regulación vigente de Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
3. En el SNI el perfil de voltaje en los nodos de 230, 138 kV y en puntos de entrega, deberá mantenerse en lo posible en los valores nominales, minimizando la transmisión de potencia reactiva, y se deberá disponer de una reserva de potencia reactiva, para permitir afrontar las perturbaciones y desconexiones en el SNI.
4. El CENACE y los CO agotarán todos los recursos de control de voltaje disponibles para mantener los mismos dentro de los límites establecidos de operación normal, de tal forma de evitar que se produzcan violaciones a los límites establecidos o ingresar innecesariamente generación forzada para control de voltaje.
5. Cada CO podrá proponer medidas de control de voltaje particulares para su área, que deberán ser informadas y coordinadas con el CENACE.
6. Para mantener un perfil de voltaje adecuado y evitar variaciones excesivas del voltaje, el CENACE dispondrá:



a) A los Agentes Generadores:

- Variaciones de máximo 2 kV del voltaje de la barra controlada de alto voltaje o una variación máxima de 10 MVAR por central en cada maniobra.
- Cuando una unidad generadora ingrese al sistema, lo hará con un valor de potencia reactiva de 0 MVAR o con el valor que disponga el CENACE.
- La salida de una unidad generadora del sistema, se realizará con 0 MVAR o con el valor que disponga el CENACE.
- El ingreso y salida de generación forzada en forma paulatina.
- La modificación de la potencia activa de generación en forma escalonada.

b) Al COT y COs: la conexión y desconexión de elementos de compensación en forma gradual.

c) Al COT: la operación de los LTCs, variándose como máximo 3 pasos en cada maniobra.

7. El perfil de voltaje del sistema deberá controlarse en todo momento para las diferentes condiciones de demanda horaria, así:

a) En los días ordinarios, en la zona de la sierra la demanda incrementa significativamente aproximadamente desde las 04:30 mientras que en este mismo período en la zona de la costa el incremento no es representativo. En los días feriados la demanda se mantiene casi constante desde las 04:00 hasta la hora en que se desconecta la iluminación pública del sistema.

b) Dependiendo de las condiciones climáticas (lluvia, nubosidad) en una determinada zona del SNI puede presentarse un adelanto del período de demanda máxima. De igual forma dependiendo de las condiciones climáticas puede existir un adelanto o retraso en la conexión o desconexión de la iluminación pública.

8. Para poder cumplir con los valores de voltaje dentro de los límites establecidos, los Distribuidores y Grandes Consumidores no podrán presentar en cada punto de entrega, un factor de potencia menor al establecido en la Regulación vigente de Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. Si esto sucediera, el CENACE solicitará a los Distribuidores y Grandes Consumidores la corrección inmediata de dicho factor de potencia, y en caso de no poderse hacer, el CENACE registrará el hecho para los fines consiguientes.
9. Para asegurar un adecuado perfil de voltaje en 230, 138 kV y en puntos de entrega y las reservas de potencia reactiva, el COT y los CO deberán operar los elementos de compensación existentes en sus sistemas según el siguiente orden general:

#### PARA INCREMENTAR EL VOLTAJE

- a) Conexión de líneas de transmisión, si existiera algún circuito abierto.
- b) Conexión de líneas de transmisión que actúan como compensadores.
- c) Compensadores sincrónicos: si las unidades estuviesen absorbiendo potencia reactiva, ésta deberá ser minimizada de acuerdo a las condiciones del sistema hasta 0 MVAR. De ser necesario subir la generación de reactivos.
- d) Unidades de generación: si las unidades estuviesen absorbiendo potencia reactiva, ésta deberá ser minimizada de acuerdo a las condiciones del sistema hasta 0 MVAR. De ser necesario subir la generación de reactivos.
- e) Desconexión de reactores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI y a las condiciones de voltaje del sistema.
- f) Conexión de capacitores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI y a las condiciones de voltaje del sistema.
- g) Incremento de la potencia reactiva de las unidades de generación más cercanas eléctricamente a los nodos en los que se requiere regular el

voltaje.

- h) Subida de las posiciones de los cambiadores de tap bajo carga (LTC) de transformadores (a excepción del LTC del transformador ATQ 138/69 kV de la subestación Ibarra que tiene una operación inversa). Esta operación se ejecutará asegurando que no se afecte sensiblemente el perfil de voltaje en la red de transmisión, área o subestaciones adyacentes y la reserva de potencia reactiva indicada para esa red.

**Nota:** En la actualidad todos los LTCs del SNT se encuentran en modo de operación manual y la variación de la posición del tap es realizada por el COT por disposición del CENACE.

- i) Incremento de la potencia reactiva de los compensadores sincrónicos más cercanos eléctricamente a los nodos en los que se requiere regular el voltaje.
- j) Ingreso al sistema de unidades forzadas para control de voltaje.
- k) Redistribución de la potencia activa de generación.

#### PARA DISMINUIR EL VOLTAJE

- a) Redistribución de la potencia activa de generación.
- b) Salida del sistema de unidades forzadas ingresadas para control de voltaje.
- c) Compensadores sincrónicos: si las unidades estuviesen generando potencia reactiva, ésta deberá ser minimizada de acuerdo a las condiciones del sistema hasta 0 MVAR. De ser necesario bajar la generación de reactivos.
- d) Unidades de generación: si las unidades estuviesen generando potencia reactiva, ésta deberá ser minimizada de acuerdo a las condiciones del sistema hasta 0 MVAR. De ser necesario bajar la generación de reactivos.
- e) Disminución de las posiciones de los cambiadores de tap bajo carga (LTC) de Transformadores (a excepción del LTC del transformador ATQ 138/69 kV de la subestación Ibarra que tiene una operación inversa). Esta operación se ejecutará asegurando que no se afecte sensiblemente el perfil de voltaje en la red de transmisión, área o subestaciones adyacentes y la

reserva de potencia reactiva indicada para esa red.

- f) Desconexión de capacitores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI.
  - g) Conexión de reactores. El orden de operación de estos equipos estará supeditado a su ubicación en el SNI.
  - h) Decremento de la potencia reactiva en las unidades de generación y compensadores sincrónicos de acuerdo a las necesidades del sistema.
  - i) Desconexión de líneas de transmisión que actúan como compensadores.
  - j) Desconexión de líneas de transmisión.
10. Antes de ingresar a las horas de máxima demanda, es deseable que los niveles de voltaje en 230 y 138 kV estén relativamente altos, de tal forma de atenuar la caída del voltaje debido al incremento de la demanda o la posible pérdida de un elemento de compensación capacitiva del sistema. Paralelamente al aumento de la demanda se deberá incrementar el voltaje con los elementos de control disponibles.
11. Cuando por requerimiento de control de voltaje de un área, se requiera conectar o desconectar capacitores, reactores o líneas de transmisión, y si previamente se determina que esta maniobra va a afectar el voltaje de entrega de una subestación en particular y dicha subestación dispone de LTC, se deberá realizar una operación combinada de los compensadores, líneas de transmisión y LTC. Esto significa maniobrar el LTC antes y después de realizar la maniobra requerida.
12. Cuando por requerimientos de control de voltaje de un área, se requiera subir o bajar potencia reactiva en las unidades de generación o compensadores sincrónicos, y si previamente se determina que esta maniobra va a afectar el voltaje de entrega de una subestación en particular y dicha subestación dispone de LTC, se deberá realizar una operación combinada de los generadores, compensadores sincrónicos y LTC. Esto significa maniobrar el LTC antes y después de realizar la maniobra requerida.

13. Si un generador no puede entregar toda la potencia reactiva de acuerdo a su curva de capacidad, y esto se debe a que el voltaje en la barra de alto voltaje es alto y si este voltaje se puede controlar (disminuir) por medio de la actuación del LTC u otro generador, se realizará las acciones necesarias para optimizar y aprovechar al máximo los recursos del sistema.
14. El ingreso y salida de la generación forzada para control de voltaje se deberá ejecutar de acuerdo a las condiciones del sistema, optimizando la hora de ingreso y salida sin afectar la calidad de servicio.
15. Antes de regular el voltaje en sistemas radiales mediante la conexión o desconexión de capacitores o maniobras en LTCs, se deberá considerar el ingreso o salida de la generación despachada, sea ésta forzada o no.
16. Si por requerimientos de control de voltaje se procede a ingresar o salir del paralelo generación forzada, y previamente se determina que esta maniobra puede afectar el voltaje de entrega de la subestación donde está conectada la generación forzada y si dicha subestación dispone de capacitores o LTC, se deberá proceder como se indica:
  - a) Antes de solicitar el ingreso o salida de generación forzada programada se debe analizar que esta maniobra no viole los límites establecidos de operación normal.
  - b) En forma paralela al ingreso o salida de generación forzada se deberán regular los voltajes de la subestación o área afectada.
  - c) Antes de regular el voltaje de entrega, especialmente de subestaciones radiales, mediante la operación de capacitores y LTC, se debe analizar el impacto del posterior ingreso o salida de generación forzada en la calidad de voltaje.
  - d) Antes del ingreso de la generación forzada mantener los voltajes de entrega bajo el valor nominal, de tal forma que cuando ingrese dicha generación, automáticamente se recuperen los voltajes.
  - e) Previa a la salida de la generación forzada se deberá mantener los voltajes de entrega sobre el valor nominal, de tal forma que cuando salga dicha

generación, automáticamente se ajusten los voltajes.

- f) El ingreso o salida de generación forzada deberá realizarse en forma paulatina de tal forma de no afectar los voltajes de operación normal.

Este procedimiento evita la realización de maniobras innecesarias, previo al ingreso o salida de generación forzada.

17. Si para mejorar el voltaje de un punto de entrega en particular, se requieren realizar maniobras que afecten el perfil y la calidad de voltaje del resto del sistema o disminuya su seguridad, la maniobra requerida no debe ser ejecutada.
18. Previo al ingreso o salida de unidades de generación que produzca una redistribución importante de potencia activa en el SNI, el CENACE determinará el impacto sobre los perfiles de voltaje del sistema y antes, durante y después de la maniobra, regulará los voltajes de tal manera que no exista violación de los límites establecidos. Por ejemplo, previo a la salida de una unidad, el voltaje del SNI o área donde este ubicado el generador deberán encontrarse relativamente altos, de tal forma que con la salida de la unidad los voltajes se ajusten automáticamente.
19. Cuando una unidad de generación deba ingresar al paralelo, el CENACE solicitará que la potencia reactiva de generación sea de 0 MVAR, para posteriormente dependiendo de las condiciones de voltaje del sistema subir o bajar la potencia reactiva de generación.
20. Previo a la salida de una unidad de generación, el CENACE solicitará llevar la potencia reactiva de generación a 0 MVAR y al mismo tiempo regulará los voltajes del sistema siempre tendientes a mantener el perfil de voltaje lo más plano posible.
21. Cuando se requiera mejorar el voltaje de entrega en un punto de una subestación mediante la operación de capacitores, se deberá analizar si esta maniobra, va a ocasionar la violación del límite de operación normal del voltaje de las barras adyacentes, de ser así y si la subestación dispone de LTC, en primer lugar se deberá operar el LTC, para posteriormente

dependiendo de las condiciones de voltaje realizar la maniobra, en mención.

22. En las horas de demanda máxima generalmente existen voltajes bajos en el sistema, posteriormente la demanda del sistema va a decrecer y el voltaje del sistema subirá, por lo que la potencia reactiva de las unidades de generación bajará automáticamente. En estas condiciones pueden aún tenerse voltajes bajos en el sistema, por lo cual se debe mantener la potencia reactiva de las unidades de generación y compensadores sincrónicos al máximo.
23. Cuando se requiera regular el voltaje de entrega y si el voltaje del nivel superior se encuentra fuera de los límites establecidos de operación normal, el orden de operación de los LTC, reactores y capacitores, estará encaminado a preservar los voltajes en los límites establecidos.
24. Si en una determinada subestación se requiere mejorar los niveles de voltaje de entrega mediante la operación de compensadores o LTC, se deberá analizar previamente si la maniobra a ejecutarse no va a ocasionar una violación del límite de operación normal en la barra de entrega o de 138 kV.
25. La operación de los LTC será encaminada a no afectar los niveles de voltaje de 230 y 138 kV, por ende si en una determinada subestación se tiene que el voltaje a nivel de punto de entrega tiene una desviación pequeña referente al valor nominal y el voltaje de 138 kV se encuentra fuera de los límites establecidos, el LTC se operará de forma que se disminuya el voltaje de entrega sin violar los límites establecidos y de esa forma subir el voltaje a nivel de 138 kV.
26. En caso que el voltaje de entrega sea cercano o menor al límite de operación normal, y se pueda mejorar con la operación del LTC, sin afectar el voltaje del área o del sistema, se procederá con la maniobra.

### 3.3.5 CONTROL DE VOLTAJE EN CONDICIONES ANORMALES

Comprende todas las acciones extraordinarias que como consecuencia de una perturbación o indisponibilidad severa, se requieran para retornar los voltajes del SNI con la mayor brevedad posible a los límites operativos establecidos de operación normal.

El COT y los COs podrán tomar acciones adicionales, particulares para su área, en coordinación con el CENACE. Para tal efecto se considerarán los siguientes aspectos:

1. Cuando se proceda a desconectar o conectar carga por mantenimiento o cortes programados, se deberá en forma paralela controlar los voltajes del sistema con los recursos disponibles.
2. Cuando se produzca desconexión de carga en el sistema que ocasione sobrevoltajes, el CENACE impartirá las instrucciones necesarias para llevar los valores de voltaje dentro de los límites de operación anormal y antes de proceder a normalizar la carga desconectada determinará si existen las condiciones adecuadas para hacerlo. Antes de conectar la carga los niveles de voltaje de los puntos de entrega deben encontrarse dentro de los límites superiores establecidos de operación anormal. En forma paralela a la conexión de carga se regularán los voltajes del sistema.
3. Si debido a una contingencia en el SNI tal como disparo de un generador, línea de transmisión o transformador se produce una sobrecarga en un elemento, para disminuir esta sobrecarga y/o evitar su disparo, el CENACE bajará los voltajes del área donde se encuentre el elemento hasta niveles que estén dentro de los límites establecidos de operación anormal o si dichos valores se encuentran dentro de los mencionados valores, el CENACE no los mejorará hasta que se elimine la sobrecarga. Una vez superada la sobrecarga el CENACE impartirá las instrucciones necesarias para retornar los niveles de voltaje a valores de operación normal.
4. En determinadas condiciones especiales a solicitud de un Distribuidor o Gran



Consumidor, el CENACE podrá cambiar los límites de voltaje para operación normal de un determinado punto de entrega, siempre y cuando las acciones operativas a tomarse para cumplir con esta nueva condición, no afecten el control de voltaje de otro Agente o ponga en peligro la seguridad del SNI o de unidades generadoras.

5. Por seguridad y operación de los equipos, no se deberán variar los voltajes fuera de los rangos establecidos en condiciones de operación anormal.
6. Si un determinado generador requiere ingresar al paralelo o arrancar equipos auxiliares y no tiene condiciones de voltaje para hacerlo (condición de bajo voltaje), el CENACE realizará las acciones operativas necesarias para mejorar el voltaje de la barra desde donde se alimentan los servicios auxiliares del generador, sin violar los límites establecidos de operación anormal; una vez que el generador haya ingresado al paralelo o haya arrancado sus equipos auxiliares, el CENACE retornará los voltajes a las condiciones normales. Todas las medidas adoptadas por el CENACE serán informadas oportunamente a todos los Agentes afectados por la variación del voltaje.
7. Si para poder desenergizar o energizar un transformador se requiere llevar los perfiles de voltaje a valores anormales (disminuir el voltaje en un área y/o subir el voltaje en otra área), el CENACE realizará todas las acciones operativas necesarias para cumplir con dicho objetivo. Una vez realizada la maniobra, el CENACE llevará los voltajes del SNI dentro de los límites de operación normal. Todas las medidas adoptadas por el CENACE serán informadas oportunamente a todos los Agentes afectados por la variación del voltaje.
8. Si para energizar una línea de transmisión se requiere adecuar los voltajes del sistema (disminuir el voltaje en un área y subir el voltaje en otra área), el CENACE realizará todas las acciones operativas necesarias para cumplir con dicho objetivo. Una vez energizada la línea de transmisión, el CENACE retornará los voltajes del sistema dentro de los límites de operación normal. Todas las medidas adoptadas por el CENACE serán oportunamente

informadas a todos los Agentes afectados por la variación del voltaje.

9. Si el valor de voltaje de un determinado punto de entrega se encuentra fuera de los límites establecidos de operación anormal, el CENACE adecuará el perfil de voltaje del sistema tratando de mejorar el nivel de voltaje de ese punto de entrega sin afectar la calidad de servicio del resto del sistema ni disminuir su seguridad.
10. Se intentará mejorar el nivel del voltaje del SNI o de un área en particular, siempre que esta acción no repercuta en sobrecarga de un elemento de la red.
11. Si como consecuencia de una contingencia en el SNI, se presentan violación a los límites de operación normal en un área, el CENACE adecuará el perfil de voltajes del SNI con todos los recursos disponibles para ayudar al área con problemas.
12. Si en punto de entrega se presentan bajos voltajes y si luego de agotar todos los recursos disponibles no se logra mejorarlos, el CENACE solicitará al CO del Distribuidor respectivo modificar la topología de su red de distribución, transfiriendo la carga de los nodos con problemas de bajo voltaje, a nodos con capacidad de control de voltaje.

### **3.3.6 CONTROL DE VOLTAJE EN CONDICIONES DE EMERGENCIA**

1. La salida de servicio imprevista de un elemento de compensación, un generador o un elemento de transmisión, pueden conducir a voltajes fuera de valores admisibles para la operación o provocar la pérdida del control de voltaje.
2. Cuando en el SNI se produzca una falla que involucre pérdida de generación, desconexión de carga, desconexión de elementos de la red, las primeras acciones del CENACE, COT y CO serán tendientes a estabilizar, controlar y normalizar los voltajes del sistema dentro de los límites de operación anormal.
3. El CENACE podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones

transitorias a la capacidad de transporte, al despacho, a los niveles de voltaje o las operaciones de los CO con el objeto de preservar la seguridad del sistema.

4. En situaciones de emergencia, déficit energético o déficit de potencia, el CENACE podrá variar los niveles de voltaje de entrega a los Distribuidores y Grandes Consumidores, lo que implica una reducción de voltajes en la red del Distribuidor. Estas modificaciones serán comunicadas a todos los agentes del MEM. Una vez superada la emergencia el CENACE retornará los niveles de voltaje a los rangos especificados de operación normal.
5. Ante situaciones de emergencia y por control de voltajes del sistema o de un área, el CENACE solicitará al COT realizar cambios topológicos en el SNT siempre y cuando conlleven a mejorar las condiciones del sistema.
6. Ante una contingencia en el sistema que produzca desconexión de carga y por ende altos voltajes, y si luego de agotar todos los medios de control disponibles no se consigue disminuir los voltajes, el CENACE solicitará a los Distribuidores la reconexión inmediata de carga para abatir los altos voltajes existentes.
7. Ante la ocurrencia de una contingencia que produzca desviaciones de voltaje en las barras del SNT, fuera del rango establecido para operación en condiciones de emergencia, el CENACE dispondrá lo antes posible las acciones de control necesarias para restablecer el perfil de voltajes dentro de los límites de operación en este estado.
8. Si luego de agotarse todas las acciones enunciadas en el Control de Voltaje en Condiciones Anormales, no se restablecen las condiciones normales del sistema, o de existir la posibilidad de que se produzca en el SNI, o en alguna área en particular, una caída de voltaje a valores fuera de los límites operativos admisibles, que pueda conducir a un colapso de voltaje, el CENACE podrá solicitar modificación de generación activa e ingreso de generación forzada según corresponda, desconexiones de carga en el área de mayor desviación de voltaje o afectadas en mayor grado, determinando la

potencia a desconectar sobre la base de los procedimientos establecidos.

9. Con el fin de agilizar las desconexiones de carga requeridas, el COT y los CO de los Distribuidores deberán disponer de un listado de líneas y alimentadores que pueden ser desconectados rápidamente para contribuir a la solución de contingencias en el SNI. Estos alimentadores no podrán ser los que poseen relés de desconexión de carga por baja frecuencia.
10. En la operación en tiempo real, el CENACE determinará la necesidad de desconexiones de carga, modificación de generación activa e ingreso de generación forzada sobre la base de:
  - a) La evolución de la operación diaria.
  - b) Las indisponibilidades que puedan haber sido declaradas por los Agentes para la programación diaria.
  - c) Incumplimiento a los compromisos de potencia reactiva de los Agentes detectados por el CENACE.
  - d) Mediciones en tiempo real de los voltajes.
  - e) Informaciones complementarias de los CO.
  - f) Estudios de operación del SNI.

El CENACE informará a cada CO esta circunstancia, los cuales ejecutarán las acciones necesarias.

## REPOSICIÓN DE LA DEMANDA DESCONECTADA O GENERACIÓN MODIFICADA

1. Después de las desconexiones automáticas de carga por actuación de los relés de bajo voltaje, los Distribuidores y Grandes Consumidores deberán esperar la disposición del CENACE antes de proceder a reponer la carga desconectada. Esta reconexión de carga se realizará en estricta coordinación con el CENACE.
2. El CENACE realizará un seguimiento de la evolución del SNI después de

haber realizado una desconexión de carga y/o una variación de generación, y determinará de acuerdo a las condiciones del sistema, cómo y cuándo se procederá a la reposición de la demanda desconectada o generación modificada.

3. Todo Distribuidor o Gran consumidor que conecte carga a solicitud del CENACE lo hará hasta los valores solicitados, ya que una conexión adicional de carga podría llevar al sistema a otra condición de emergencia y poner en peligro su seguridad.
4. La cantidad de carga a reconectarse dependerá de los niveles de voltaje existentes en el sistema y de la reserva de potencia reactiva. Simultáneamente a la conexión de la carga se procederá a regular el voltaje del sistema.
5. Una vez normalizada toda la carga desconectada y restablecida la reserva de potencia reactiva, el CENACE dispondrá normalizar la generación modificada y la salida de las unidades forzadas ingresadas por control de voltaje.

### **3.4 COORDINACIÓN Y EJECUCION DE MANIOBRAS (1), (6), (17)**

#### **3.4.1 OBJETIVO**

El objetivo de la presente sección es determinar los criterios y delimitar las responsabilidades del CENACE, el Transmisor y los Agentes del MEM en la coordinación y ejecución de maniobras en el SNI, en condiciones normales, anormales y de emergencia, manteniendo los niveles de seguridad, calidad y economía del suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, y la seguridad e integridad del personal involucrado en la ejecución de maniobras y de los equipos respectivos.

#### **3.4.2 INTRODUCCIÓN**

La ejecución de maniobras es de mucha importancia dentro de la operación en tiempo real de un sistema eléctrico de potencia, ya que permite la realización del control de cierre o apertura de algunos elementos del sistema con fines de mantenimiento preventivo o correctivo, o fines restaurativos.

En general, la ejecución de maniobras implica la apertura o cierre de elementos de corte que interrumpen el paso de la corriente eléctrica entre dos puntos; estos elementos son principalmente disyuntores y seccionadores, y su operación requiere que se tomen todas las precauciones necesarias con el fin de que se preserve la integridad del personal y de los equipos controlados.

Estas maniobras pueden ser requeridas principalmente por las siguientes causas:

- a) Mantenimientos programados o de emergencia en elementos del SNT: líneas de transmisión, transformadores de potencia, generadores, elementos de compensación y barras.
- b) Mantenimientos programados o de emergencia en instalaciones de los Distribuidores o Grandes Consumidores.
- c) Control de voltaje y frecuencia del sistema.

- d) Restablecimiento parcial o total del sistema ante la ocurrencia de contingencias, y que hayan producido como consecuencia de la actuación de los sistemas de protección, el aislamiento de uno o más elementos de la red, o en general su reconfiguración.

Cabe recordar que los disyuntores son equipos diseñados para abrir con carga, es decir pueden interrumpir el flujo establecido de corriente eléctrica por un elemento, mientras que los seccionadores que existen en el SNT son elementos diseñados para abrir sin carga, es decir la separación de los elementos normalmente unidos por el seccionador debe darse en condiciones en que no exista flujo de corriente eléctrica.

### **3.4.3 NORMAS GENERALES PARA LA EJECUCIÓN DE MANIOBRAS**

En la realización de toda maniobra deberán tomarse en cuenta los siguientes aspectos:

1. El CENACE es el único ente autorizado para ordenar cualquier clase de maniobras en el SNI.
2. Las maniobras en equipos del SNI serán coordinadas por el CENACE mediante las instrucciones al Transmisor o Agentes, en forma directa o a través del correspondiente Centro de Operación según la cobertura.
3. El Centro de Operación de Transmisión y los Centros de Operaciones de los Agentes, antes de realizar cualquier tipo de maniobras en los equipos bajo su cobertura, deben coordinar previamente con el CENACE.
4. El CENACE coordinará en forma directa con los Agentes Generadores o a través de sus Centros de Operaciones según la cobertura, la entrada, variación de generación y salida de operación de las unidades de generación despachadas centralmente, en el caso de que sea necesario este requerimiento por motivo de ejecución de maniobras en el SNI.
5. El CENACE coordinará las maniobras de operación o mantenimiento de las

interconexiones internacionales, según los acuerdos establecidos para tal efecto.

6. Cualquier comunicación entre el personal del CENACE, COT y Centro de Operación de los Agentes deberá contener, en forma explícita, la siguiente información: el nombre de la persona que emite la comunicación, la identificación del equipo al cual se va a modificar alguna de sus condiciones operativas, la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió, que ella fue entendida claramente.
7. Toda disposición operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente que permita la reconstrucción del evento. La grabación de mensajes entre el personal del CENACE y personal de los Centros de Operaciones es de carácter obligatorio en el CENACE y opcional para los Agentes y el Transmisor.
8. Los Operadores de subestaciones y centrales de generación deberán estar capacitados y calificados para la operación del equipo a su cargo.
9. Los Operadores deberán realizar las maniobras tomando las medidas de seguridad necesarias, dado que cualquier error en las mismas puede producir condiciones de peligro para la vida de otras personas y del ejecutor de las maniobras, y para la seguridad del equipo.
10. Cuando las maniobras a realizar correspondan a una consignación, el CENACE, COT y Centros de Operaciones de los Agentes involucrados contarán con el "instructivo de operación" (ficha de maniobras), que es el documento escrito en donde constarán todas las maniobras a ejecutarse y la secuencia en que éstas deberán efectuarse.
11. El Operador de subestación o central será responsable de ejecutar las maniobras en el equipo principal, efectuándolas de acuerdo al instructivo de operación, y sólo podrá realizarlas por disposición del Operador del respectivo Centro de Operación y, éste a su vez, por disposición del CENACE.



12. El Operador de subestación podrá ejecutar maniobras sin la intervención del respectivo Operador del Centro de Operación correspondiente, solamente en equipos auxiliares o de menor importancia, siguiendo las instrucciones del correspondiente instructivo interno de operación.
13. El Operador del Centro de Operación correspondiente, hará las veces de Operador de subestación asumiendo las responsabilidades que ello implica, en todas las maniobras a control remoto que efectúe.
14. El Operador del CENACE impartirá las instrucciones al Centro de Operación correspondiente y el Operador de éste a quien corresponda, en forma clara y precisa, mencionando al equipo por su nomenclatura, ordenándolas en la secuencia en que deban efectuarse.
15. Si el Operador del Centro de Operación tiene dudas o el Operador del CENACE cree que no fueron bien entendidas sus órdenes, éstas deberán aclararse antes de efectuar cualquier maniobra. Si persisten las dudas, el Operador del Centro de Operación deberá suspender toda orden relacionada con la maniobra en cuestión, hasta que aquellas queden aclaradas.
16. Si el Operador de la instalación que recibe una disposición observa errores en la secuencia o en propósito de las maniobras dictadas por la instancia superior, tiene la obligación de hacer notar el error detectado e informarle la ejecución correcta de las mismas.
17. Si durante la ejecución de las maniobras el Operador de una instalación observa alguna condición anormal, deberá comunicarla al Operador del Centro de Operación correspondiente. Si la condición observada implica peligro inmediato, el Operador de la instalación considerará el caso como de emergencia.
18. En caso de maniobras complejas, el Operador de la instalación deberá ser supervisado paso a paso por el Operador del Centro de Operación correspondiente.
19. Una vez ejecutadas todas las maniobras, el Operador de la instalación deberá

informar al Operador del Centro de Operación respectivo que dispuso la maniobra y, éste a su vez, al Operador del CENACE, quienes anotarán en sus bitácoras cada maniobra y la hora de su ejecución.

20. Cuando el Operador del CENACE y/o Centro de Operación no pueda comunicarse con alguna subestación, central de generación o instalación del sistema, el Operador de una instalación intermedia que si lo pueda hacer, deberá transmitir los mensajes que le sean encomendados.
21. Ante la ocurrencia de una falla que afecte las instalaciones de una subestación del Sistema Nacional de Transmisión o de una Central de Generación de un Agente del MEM, con la pérdida total de las comunicaciones de voz, que imposibilite al Operador de dichas instalaciones comunicarse directa o indirectamente con el COT y el CENACE, el Operador deberá proceder de acuerdo a lo indicado en la sección "Emergencias sin Comunicaciones" del capítulo "Restablecimiento del Servicio ante un Colapso".
22. Al disparar un disyuntor, el Operador de la instalación tomará nota de la hora y de los relés y alarmas que operaron, repondrá las banderas indicadoras, se comunicará enseguida con el Operador del Centro de Operación, a excepción de aquellos casos en que tenga un procedimiento expedido por el CENACE al respecto y/o cuando no hay comunicación con éste; y, operará con el procedimiento establecido en el instructivo que corresponda (por ejemplo una ficha de maniobras o la Guía para la Restauración del SNI; en caso de simultaneidad, la ficha de maniobras tendrá prioridad sobre la Guía para la Restauración del SNI).
23. Cuando la protección diferencial, bucholtz u otras protecciones importantes operen, desconectando el equipo que protege, el Centro de Operación respectivo no deberá disponer su reconexión bajo ninguna circunstancia, sino que deberá comunicar inmediatamente del particular a las instancias superiores, proporcionando toda la información necesaria sobre el evento ocurrido. La reconexión del equipo deberá realizarse con la autorización del responsable del mismo.

24. El CENACE emitirá el código del estado del sistema, estipulado en la Guía para el Restablecimiento del Sistema Nacional Interconectado, para conocimiento de los Operadores de los Centros de Operaciones, y los Centros de Operaciones de los Distribuidores se someterán a las instrucciones del CENACE para la desconexión y reconexión de los circuitos de distribución.
25. Para la coordinación de las maniobras o acciones que se ejecuten en el SNI, se utilizarán los medios de comunicaciones disponibles y en el siguiente orden general:
- a) Sistema de Onda Portadora (PLC)
  - b) Sistema de telefonía pública
  - c) Sistema de telefonía celular
  - d) Sistema de Radio
26. En caso de presentarse situaciones de emergencia en el SNI, los sistemas de comunicaciones deberán quedar totalmente disponibles para su uso exclusivo en el restablecimiento, por lo que todo el personal que esté usando las comunicaciones, deberá suspender inmediatamente su utilización (conversaciones, uso computacional, fax, internet, entre otros).
27. En el caso de presentarse anomalías en el funcionamiento de los sistemas de comunicaciones, el Operador que las ha detectado, deberá reportar al CENACE o al COT, quien a su vez notificará al responsable correspondiente con el fin de que revise y corrija el problema existente.
28. En caso de emergencia local, tales como peligro de muerte o daños en el equipo, incendio, inundación, sabotaje, etc, el Operador de la instalación deberá regirse a los instructivos internos, efectuando las acciones respectivas para evitar o reducir los daños. Tan pronto como sea posible, el Operador deberá notificar la novedad a sus niveles superiores respectivos y al CENACE o al COT.
29. Los Operadores del CENACE, o del COT y Centros de Operaciones de los

Agentes, llevarán un registro de todos los eventos sucedidos en la operación en el área de su competencia. Este registro en adelante se denominará bitácora y tendrá validez actuarial, por lo que debe ser firmado por los Operadores al entregar y recibir el turno.

30. Durante el turno se registrarán en orden cronológico las novedades ocurridas, debiendo ser claras, precisas y veraces. Deberá prevalecer siempre el criterio de que no se debe omitir lo que en ese momento se considere importante.
31. Los reportes producidos automáticamente por sistemas informáticos tendrán la misma validez de una bitácora.
32. Para actividades donde el tiempo deba ser registrado, se deberá utilizar el formato horario de 00:00 a 24:00.
33. El CENACE, las centrales de generación y subestaciones deberán contar con los correspondientes instructivos de operación y maniobras de sus instalaciones, debidamente actualizados.

#### **3.4.4 EJECUCIÓN DE MANIOBRAS EN CONDICIONES NORMALES**

Se consideran aquellas maniobras que se realizan por mantenimientos programados o emergentes.

##### **3.4.4.1 Criterios Generales**

1. Para que no se presenten inconvenientes en las comunicaciones con los diferentes Centros de Operaciones, centrales de generación y subestaciones durante la realización de maniobras, el CENACE comunicará con al menos 30 minutos a todos los Agentes involucrados, de tal forma que las vías de comunicación se encuentren libres y de uso exclusivo para la operación.
2. El CENACE por condiciones de seguridad, calidad, continuidad de servicio y economía del sistema, podrá suspender trabajos de mantenimiento, excepto cuando se trate de trabajos emergentes, en donde esté en peligro la seguridad

del personal y/o de los equipos.

3. Antes de iniciar cualquier tipo de maniobras el CENACE deberá verificar con el COT o Centro de Operación correspondiente, que el personal de mantenimiento se encuentre listo para iniciar los trabajos programados, y que existan las condiciones ambientales adecuadas.
4. El CENACE adecuará las condiciones operativas del SNI antes, durante y después de cada maniobra, enfatizando en la regulación del voltaje del sistema.
5. Se deberá cumplir estrictamente con el horario de trabajo programado, ya que la prolongación del mismo puede ocasionar: disminución en la seguridad del sistema, incremento de los costos de producción (generación forzada) y/o aumento del tiempo de racionamiento (carga desconectada). Si el mantenimiento se prolonga hasta horas cercanas a la hora pico se pueden presentar varios inconvenientes tales como: sobrecarga de las unidades que realizan el control de la RSF (caso de zonas aisladas) con la consiguiente desconexión de carga, dificultad para conseguir condiciones de sincronización o disminución de la calidad de servicio.

#### **3.4.4.2 Cierre de Líneas de Transmisión**

##### **CONSIDERACIONES GENERALES**

1. Previo a la energización de una línea de transmisión deberá verificarse la finalización de todos los trabajos a realizarse sobre la línea, solicitando la confirmación de la ausencia de personal en la misma o en su zona de riesgo y el retiro efectivo de todo tipo de puestas a tierra, tanto locales como tierras propias de las subestaciones.
2. Para definir el extremo desde el cual se iniciará la energización de la línea, deberán considerarse los siguientes aspectos en orden de importancia decreciente.
  - a) Acuerdos entre empresas contenidos en los respectivos convenios de

interconexión.

- b) En caso de líneas de transmisión radiales de simple circuito sin generación en el extremo receptor, se energizará desde la barra suministradora.
  - c) En caso de líneas de transmisión de doble circuito con un circuito energizado y el otro desenergizado, se considerará la capacidad de regulación de voltaje y compensación de potencia reactiva de la línea en vacío, entonces:
    - Previamente se acondicionarán los voltajes del SNI para disminuir la diferencia de voltaje entre los dos extremos de la línea.
    - Se energizará la línea, en primer lugar, en el extremo de menor voltaje.
    - Si los dos extremos de la línea tienen valores de voltaje muy similares, y en un extremo de la línea exista capacidad de regulación de potencia reactiva (generadores, compensadores sincrónicos), se energizará primero en el extremo sin capacidad de regulación de voltaje.
    - Si los dos extremos de la línea tienen valores de voltaje muy similares, y en los dos extremos de la línea existe capacidad de regulación de potencia reactiva (generadores, compensadores sincrónicos), se energizará primero en el extremo de menor capacidad de regulación de voltaje.
  - d) En el caso de cierre de anillos, se buscarán condiciones favorables de diferencias de voltaje y ángulo, por tanto, se energizará en primer lugar en el extremo que como consecuencia de esta acción, presente condiciones más favorables de voltaje en el otro extremo (menor diferencia de voltaje y ángulo).
  - e) En caso de ser indistinto el extremo de la línea, se debe energizar desde el extremo perteneciente al Agente que realizó el trabajo de mantenimiento.
3. En el caso que no existan condiciones de voltaje y/o ángulo para cerrar una línea, el CENACE adecuará las condiciones operativas del SNI para

conseguir el cierre, entonces se realizará:

- a) Incremento del voltaje en el extremo de menor voltaje y decremento del voltaje en el extremo de mayor voltaje, lo que implica realizar una variación de los voltajes del SNI.
- b) Redistribución de la potencia activa del SNI (variación de la potencia activa de generadores) para disminuir la diferencia de ángulo.
- c) Ingreso de generación forzada que contribuya a disminuir la diferencia de voltaje y ángulo.
- d) Cambios topológicos en el SNI.

Si a pesar de todas las acciones descritas anteriormente no se consiguen condiciones de voltaje y/o ángulo para el cierre de la línea, se intentará en el sentido contrario, es decir, cerrar la línea primero en el extremo de mayor voltaje.

Si persisten las condiciones desfavorables para el cierre de la línea, y si las condiciones del sistema no son críticas referentes a la calidad de servicio y seguridad del sistema, se esperará el tiempo necesario para conseguir condiciones (disminución de la demanda, incremento o disminución de generación, ingreso de generación forzada), previo a ejecutar la maniobra.

En última instancia para conseguir condiciones de cierre, se procederá a la desconexión de carga en el extremo de menor voltaje de tal forma de disminuir la diferencia de voltaje y ángulo.

4. Si no se consigue cerrar la línea en un extremo, se deberá revisar en la subestación correspondiente que:
  - a) El disyuntor no se encuentre bloqueado. Para descartar esta posibilidad se energizará la línea en la subestación respectiva teniendo el otro extremo abierto. Si el cierre es exitoso, implica que el disyuntor no se encuentra bloqueado.
  - b) El disyuntor no se encuentre en control local en el patio de la subestación.

## SINCRONIZACIONES DE ÁREAS AISLADAS

Se considerarán las siguientes acciones:

1. En todos los casos de sincronización de áreas aisladas en el SNT, el CENACE coordinará con los Centros de Operaciones involucrados, la regulación de frecuencia y voltajes en las áreas a ser vinculadas.
2. En el caso de redes aisladas dentro del sistema de un Distribuidor, éste coordinará las maniobras requeridas para la sincronización del área aislada con su sistema, e informará al CENACE de las condiciones operativas del área desvinculada.
3. Se tratará de alcanzar las mejores condiciones de sincronización de las magnitudes de frecuencia y voltaje de las correspondientes áreas separadas, utilizando todos los recursos disponibles.<sup>1</sup>
4. Si un extremo de la línea por medio de la cual se sincronizar 2 áreas aisladas dispone de generación, la sincronización se realizará desde ese extremo por contar con una mejor regulación, cerrando primero el disyuntor del otro extremo.
5. Con relación al sincronismo con interconexiones internacionales, se deben respetar las condiciones recomendadas por los estudios y fijadas en los acuerdos respectivos.

## SECUENCIA DE MANIOBRAS EN CIERRE DE LÍNEAS

### ***a. Líneas de Responsabilidad del Transmisor***

Para el cierre de una línea de transmisión del SNT entre las subestaciones A y B, el CENACE luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras, debe impartir la siguiente secuencia de instrucciones al COT:

---

<sup>1</sup> En el Anexo A2.7 se indican los rangos de calibración de los relés de sincronización.



1. Retirar las puestas a tierra locales si éstas fueron colocadas. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
2. Abrir seccionadores de puesta a tierra en las subestaciones A y B de la línea correspondiente. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras y verifica la apertura en los despliegues del STR.
3. El COT informa al CENACE el retiro de la puesta a tierra de la línea.
4. El COT solicita al Operador de la subestación desbloquear mecánica, eléctrica o electrónicamente las posibilidades de comando de los disyuntores que existieren.
5. Cerrar seccionadores adyacentes a los disyuntores de la línea en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobras y verifica el cierre en los despliegues del STR.
6. El COT solicita a los Operadores de las subestaciones A y B pasar a remoto el control de los disyuntores de la línea.
7. Efectuar el cierre en la subestación A del disyuntor correspondiente de la posición de la línea a la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica el cierre en los despliegues del STR.
8. Efectuar la sincronización y cierre en la subestación B del disyuntor correspondiente de la posición de la línea a la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica el cierre en los despliegues del STR.
9. El COT informa al CENACE del cierre de la línea.

***b. Líneas de Responsabilidad de un Distribuidor***

Se debe cumplir la siguiente secuencia:

1. El Distribuidor solicita autorización al CENACE para efectuar el cierre de la

línea.

2. De ser necesario, el CENACE adecuará las condiciones operativas del SNI para el cierre correspondiente y autorizará al Distribuidor el inicio de las maniobras.
3. Se realiza la secuencia descrita en el literal a. De Líneas bajo Responsabilidad del Transmisor, sólo que quien imparte las instrucciones es el Centro de Operación del Distribuidor.
4. El Distribuidor informa al CENACE la realización del cierre de la línea.

### ***c. Líneas de Responsabilidad Parcial del Transmisor***

Esta situación se presenta cuando solo uno de los extremos de la línea está bajo la responsabilidad del Transmisor. En este caso, se realizará la secuencia descrita en el literal a., Líneas de Responsabilidad del Transmisor, para el extremo bajo responsabilidad del Transmisor. Las maniobras en el otro extremo se realizarán como las descritas en el literal b., Líneas de Responsabilidad de un Distribuidor.

**Nota:** Cuando un extremo de la línea pertenezca a un Agente Generador, las maniobras descritas en el literal b. (Líneas de Responsabilidad de un Distribuidor) serán ejecutadas por este Agente.

#### **3.4.4.3 Apertura de Líneas de Transmisión**

La apertura de una línea de transmisión puede ejecutarse principalmente para: realización de mantenimientos programados o emergentes, control de altos voltajes y salvaguardar la seguridad del sistema.

### **CRITERIOS GENERALES**

Antes de disponer la apertura de la línea, el CENACE determinará que la ejecución de la maniobra no provoque sobrecargas en otros elementos de la red y que no afecte la calidad del voltaje de servicio.

1. Si la línea está bajo cobertura parcial del Transmisor, deberá existir una coordinación previa entre el CENACE, Transmisor y Agente respectivo.
2. Para definir el extremo desde el cual se iniciará la apertura de la línea, deberán considerarse los siguientes aspectos en orden de importancia decreciente:
  - a) Acuerdos entre empresas contenidos en los respectivos convenios de interconexión.
  - b) Abrir primero en el extremo de mayor voltaje.
  - c) Adecuar las condiciones de voltaje y abrir en el otro extremo.

## SECUENCIA DE MANIOBRAS EN APERTURA DE LÍNEAS

### ***a. Líneas de Responsabilidad del Transmisor***

Para la apertura de una línea de transmisión del SNT entre las subestaciones A y B, el CENACE luego de adecuar las condiciones operativas del SNI para efectuar las maniobras, debe impartir la siguiente secuencia de instrucciones al COT:

1. Efectuar la apertura en la subestación A del disyuntor correspondiente de la posición de la línea hacia la subestación B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.
2. Efectuar la apertura en la subestación B del disyuntor correspondiente de la posición de la línea hacia la subestación A. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.
3. Abrir seccionadores adyacentes a los correspondientes disyuntores en las subestaciones A y B. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.
4. El COT solicita a los Operadores de las subestaciones A y B bloquear mecánica, eléctrica o electrónicamente las posibilidades de comando de los disyuntores que existieren.

5. El COT informa al CENACE de la apertura de la línea.
6. El COT solicita a los Operadores de las subestaciones A y B, pasar a control local los disyuntores correspondientes.
7. Cerrar seccionadores de puesta a tierra de la línea en las subestaciones A y B, previa verificación de ausencia de voltaje. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica el cierre en los despliegues del STR. Se exceptuarán los casos en que expresamente se solicite no colocar las puestas a tierra.
8. Colocar puestas a tierra locales si se considera necesario.
9. El COT informa al CENACE la puesta a tierra de la línea.

***b. Líneas de Responsabilidad de un Distribuidor***

Se debe cumplir la siguiente secuencia:

1. El Distribuidor solicita autorización al CENACE para efectuar la apertura de la línea.
2. De ser necesario, el CENACE adecuará las condiciones operativas del SNI para la apertura correspondiente y autorizará al Distribuidor el inicio de las maniobras.
3. Se realiza la secuencia descrita en el literal a. De Líneas bajo Responsabilidad del Transmisor, sólo que quién imparta las instrucciones es el Centro de Operación del Distribuidor.
4. El Distribuidor informa al CENACE que fue realizada la apertura de la línea.

***c. Líneas de Responsabilidad Parcial del Transmisor***

Esta situación se presenta cuando solo uno de los extremos de la línea está bajo la responsabilidad del Transmisor. En este caso, se realizará la secuencia descrita en el literal a. De Líneas bajo Responsabilidad del Transmisor, para el extremo bajo responsabilidad del Transmisor. Las maniobras en el otro extremo, se realizará como las descritas en el literal b. De Líneas bajo Responsabilidad de

un Distribuidor.

**Nota:** Cuando un extremo de la línea pertenezca a un Agente Generador, las maniobras descritas en el literal b. (Líneas de Responsabilidad de un Distribuidor) serán ejecutadas por este Agente.

#### 3.4.4.4 Desenergización de Transformadores de Potencia

La apertura de un transformador podrá ejecutarse principalmente para la realización de mantenimientos programados o emergentes.

#### CRITERIOS GENERALES

1. Antes de proceder con la apertura de un transformador, el CENACE evaluará que la ejecución de la maniobra no provoque sobrecargas en otros elementos de la red (generadores, líneas de transmisión o transformadores), y que no afecte la calidad de servicio de voltaje y frecuencia.
2. Considerar que la apertura de un transformador puede ocasionar la pérdida de alimentación de energía a los servicios auxiliares en la subestación donde se realiza el mantenimiento, en subestaciones de los Distribuidores o en el CENACE. En este caso se deberá prever otra alternativa de suministro de servicios auxiliares.
3. El CENACE deberá efectuar los análisis correspondientes para determinar la conveniencia de realizar transferencias de cargas alimentadas desde el transformador en donde se realiza el mantenimiento a otro punto de entrega, de tal forma de disminuir el ingreso de generación forzada por seguridad y calidad de servicio.
4. La apertura del transformador deberá realizarse en general desde el lado de alto voltaje.

## APERTURA DE UN TRANSFORMADOR QUE INVOLUCRA LA PARTICIÓN DEL SISTEMA EN DOS O MÁS ÁREAS

1. El CENACE deberá especificar y comunicar con anterioridad que unidades generadoras realizarán el control de la RSF en las diferentes áreas.
2. En cada área, se deberá contar en todo momento de la operación, con la reserva rodante necesaria con el fin de que al ocurrir alguna perturbación, principalmente salida de unidades de generación, la frecuencia se recupere rápidamente y no se presenten sobrecargas en elementos de la red, especialmente en generadores.
3. Para desenergizar el transformador se deberá disminuir el flujo de potencia activa a 0 MW, por lo que deberá considerarse la generación del Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
4. Para desenergizar el transformador es necesario disminuir al mínimo posible el flujo de potencia reactiva. Para cumplir con este objetivo se readecuará las condiciones operativas del SNI, lo que involucra subir el voltaje (conexión de capacitores, subir la potencia reactiva en unidades de generación) en el área que quedará aislada del SNI, y disminuir el voltaje en el resto del SNI (conexión de reactores, disminuir la potencia reactiva en unidades de generación, apertura de líneas de transmisión).
5. Con el objetivo de disminuir el flujo de potencia reactiva del transformador, se conectarán en caso de existir, los reactores asociados al transformador. Sobre esta base se desenergizará el transformador en primer lugar en el lado de bajo voltaje.
6. Antes de proceder a abrir el transformador, el CENACE comunicará de la maniobra al Generador que realizará el control de RSF del área aislada.
7. Una vez que el flujo de potencia activa sea de 0 MW y el flujo de potencia reactiva esté al mínimo posible, el CENACE dispondrá al COT la desenergización del transformador e inmediatamente solicitará, a la central que va a realizar en control de RSF del área aislada, que tome el control de la

frecuencia.

8. Durante la realización de las maniobras, el CENACE y los Agentes involucrados deberán mantener una estrecha coordinación y comunicación de las mismas, especialmente con las centrales que realizan el control de RSF y con los Generadores que pueden verse afectados por la desenergización del transformador.
9. En todo momento mientras duren los trabajos, el CENACE supervisará la frecuencia del área aislada y que el valor de la reserva para RSF se mantenga dentro de los límites establecidos.
10. Simultáneamente a la realización de las maniobras se deberán regular los voltajes del sistema, teniendo en consideración que luego de la desenergización del transformador, se van a presentar bajos voltajes en el área aislada y altos voltajes en el resto del SNI.
11. En el caso que se requieran realizar transferencias de carga desde el área que quedará aislada al resto del SNI, éstas deberán realizarse con antelación de tal forma de empezar el mantenimiento en el horario programado.

#### DESENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR EN QUE LA CARGA SE TRANSFIERE A OTRO ELEMENTO DE LA RED

1. El mantenimiento programado deberá realizarse en lo posible en los días y horas de menor demanda de la semana, de tal forma de causar el menor impacto en el sistema, de disminuir en lo mínimo la seguridad y la calidad de servicio en el sistema, de que no se produzca desconexión de carga, y de no incrementar los costos de producción.
2. Se tendrá especial cuidado en que la apertura del transformador no ocasione la sobrecarga de otro elemento de la red (líneas de transmisión, transformadores, generadores).
3. Dado que la apertura del transformador va a ocasionar una redistribución de flujos, deberá controlarse simultáneamente a la realización de las maniobras,

el voltaje del sistema, especialmente en aquellas áreas en las que se estima se puedan presentar altos o bajos voltajes.

4. Para realizar la apertura del transformador será necesario disminuir al mínimo posible la transferencia de potencia activa, para lo cual deberá sujetarse al Despacho Económico Diario Programado o del Redespacho vigente, y en último caso, se deberá readecuar la generación y las condiciones del sistema de tal forma que la apertura del transformador no produzca altos voltajes, bajos voltajes, ni sobrecarga en otros elementos de la red.
5. Para desenergizar el transformador es necesario disminuir al mínimo posible el flujo de potencia reactiva. Para cumplir con este objetivo se readecuará las condiciones operativas del SNI, lo que involucra subir el voltaje (conexión de capacitores, subir la potencia reactiva en unidades de generación) en un área del SNI y disminuir el voltaje en el resto del SNI (conexión de reactores, disminuir la potencia reactiva en unidades de generación, apertura de líneas de transmisión).
6. Con el objetivo de disminuir el flujo de potencia reactiva del transformador, se conectarán en caso de existir, los reactores asociados al transformador. Sobre esta base se desenergizará el transformador primero en el lado de bajo voltaje.
7. Antes de abrir el transformador, se deberá disminuir la generación de potencia reactiva de las unidades de generación que se verán afectadas por la realización de esta maniobra, especialmente en aquellas unidades que se encuentran eléctricamente cerca al transformador, el valor del porcentaje a disminuir dependerá del flujo de transferencia de MVAR por el transformador y del número de unidades en línea del área. Esta maniobra se realiza con el objetivo de que en el momento de abrir el transformador no se disparen las unidades por sobreexcitación.
8. Previa a la apertura del transformador, se deberá comunicar a los diferentes Agentes del MEM afectados directa o indirectamente por la realización de la maniobra, para que estén atentos y puedan tomar los correctivos necesarios.



9. En todo momento mientras duren los trabajos de mantenimiento, se deberá supervisar que no se sobrecargue ningún elemento de la red, especialmente en el área afectada por el mantenimiento.
10. Se deberá mantener una reserva adecuada de potencia activa y reactiva de tal forma de afrontar cualquier contingencia.
11. Es muy importante que los Generadores tomen precaución mientras duren los trabajos, para evitar el disparo de alguna unidad, o en el caso en que se requiera variar la generación por situación de emergencia, en este último caso deberán informar oportunamente al CENACE del particular.

#### DESENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR EN QUE LA CARGA SE DESCONECTA TOTALMENTE

1. La apertura del transformador se realizará con 0 MW y 0 MVAR de transferencia.
2. Previa a la apertura del transformador el CENACE solicitará a los Distribuidores y Grandes Consumidores que son alimentados desde este transformador, desconectar la carga en forma paulatina en bloques de carga determinados por el CENACE. Simultáneamente se informará del particular a la central que realiza el control de RSF para que tome los correctivos necesarios.

#### SECUENCIA DE MANIOBRAS DE APERTURA DE TRANSFORMADORES

Para la apertura de un transformador del SNT, el CENACE luego de adecuar las condiciones operativas del SNI, imparte la siguiente secuencia de instrucciones al COT:

1. Abrir el disyuntor del lado de alto voltaje del transformador. El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.
2. Abrir el disyuntor del lado de bajo voltaje del transformador. El CENACE

espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.

3. Abrir los seccionadores adyacentes a los disyuntores de alto y bajo voltaje del transformador. El CENACE espera confirmación de la ejecución de estas maniobra y verifica la apertura en los despliegues del STR.
4. El COT solicita al Operador de la subestación bloquear mecánica, eléctrica o electrónicamente las posibilidades de comando que existieren.
5. El COT solicita al Operador de la subestación, pasar a local el control de los disyuntores.
6. El COT informa al CENACE de la apertura del transformador.
7. Cerrar los seccionadores de puesta a tierra del transformador (de ser ese el caso). El CENACE espera confirmación de la ejecución de esta maniobra y verifica el cierre en los despliegues del STR.
8. Colocar puestas a tierra locales en el transformador, si se considera necesario.
9. El COT deberá confirmar al CENACE la puesta a tierra del transformador.

#### **3.4.4.5 Energización de Transformadores de Potencia**

##### **CRITERIOS GENERALES**

1. La energización se debe realizar en general desde el lado de alto voltaje y con el LTC, en caso de existir, ubicado en una posición que asegure que el voltaje secundario se encuentre dentro de los límites de operación normal.
2. En los casos de energización desde el lado de bajo voltaje por requerimientos especiales, como en casos de colapso u otros, se deberá dejar constancia de la causa que originó tal alteración.
3. Se deberá confirmar el lado del transformador donde existe sincronización.
4. Se analizará que lado del transformador se energiza en primer lugar,

dependiendo de la capacidad de regulación de voltaje y compensación de potencia reactiva en cada lado del transformador.

5. Cuando existen reactores o capacitores asociados al transformador, se deberá determinar la posibilidad de la conexión o desconexión de estos elementos, para lograr mejores condiciones de sincronización.
6. Previo a la energización, el CENACE deberá verificar con el COT la culminación de todos los trabajos programados en el transformador, solicitando la confirmación de la ausencia del personal en el mismo o en su zona de riego y el retiro efectivo de todo tipo de puestas a tierra, tanto locales como propias de la subestación.
7. Si la desenergización del transformador fue debido al cambio de la posición del tap en el mismo, previa a la energización, el CENACE deberá confirmar con el COT que la posición del tap sea la programada.

En el caso de un banco de transformadores monofásicos se deberá verificar que el cambio de la posición del tap se haya realizado en los tres transformadores y a la misma posición final. Para su confirmación, el CENACE dispondrá al COT energizar el transformador en vacío, para que entonces se mida en la respectiva subestación los voltajes en las tres fases, valores éstos que deben ser muy similares.

8. Si la causa de la desenergización de un banco de transformadores monofásicos es el cambio de uno de ellos por el de reserva, previa a la energización se deberá verificar que la posición del tap del transformador de reserva esté ubicada en la misma que los 2 transformadores restantes.
9. El CENACE comunicará a todos los Agentes involucrados que los trabajos han concluido y que se procede a normalizar el sistema.
10. En forma paralela a la realización de las maniobras de energización, se deberá regular el voltaje del sistema.
11. Una vez energizado el transformador, el CENACE solicitará a los Distribuidores de acuerdo al caso, normalizar la carga desconectada o

transferida, o normalizar el sistema de distribución.

12. Posterior a la normalización del transformador, el CENACE solicitará a los generadores sujetarse al Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

## ENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR QUE INVOLUCRA LA SINCRONIZACIÓN DE DOS SISTEMAS

1. Cuando el cierre de un transformador involucre la sincronización de dos sistemas, previamente el CENACE deberá acondicionar las condiciones operativas de los dos sistemas, de tal forma de alcanzar las mejores condiciones de voltaje, diferencia de ángulo y de frecuencia, para realizar la respectiva sincronización.
2. Si los transformadores disponen de reactores o capacitores, se deberá considerar su conexión o desconexión para mejorar las condiciones de voltaje, previo a la sincronización.
3. Si los transformadores disponen de reactores (conectados al terciario del transformador) y se dispone de sincronización en el lado de baja, primero se energizará el transformador en el lado de alta para poder conectar los reactores con el fin de disminuir la diferencia de voltaje y se sincronizará en el lado de baja en modo local.
4. Cuando los transformadores dispongan de capacitores (conectados al terciario del transformador) y se dispone de sincronización en el lado de alta, primero se energizará el transformador en el lado de baja para poder conectar los capacitores con el fin de disminuir la diferencia de voltaje y se sincronizará en el lado de alta en modo local.
5. Previa a la sincronización el CENACE deberá comunicar a la unidad generadora que realiza el control de RSF del área aislada que se procederá a sincronizar los dos sistemas.
6. Posterior a la sincronización de los dos sistemas se deberá regular el voltaje,

tomando en consideración que se presentarán bajos voltajes especialmente en las áreas del resto del SNI, y altos voltajes en el área que estaba aislada.

7. Una vez sincronizados los dos sistemas, el CENACE solicitará a la unidad generadora que realizaba el control de RSF del área aislada, que suspenda el control de la frecuencia y permanezca con carga fija, en el valor que disponga el CENACE.
8. El CENACE solicitará a las unidades generadoras sujetarse al despacho económico diario programado o ultimo Redespacho vigente.

#### ENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR QUE INVOLUCRA LA RECONEXIÓN DE CARGA DESCONECTADA

1. En general, se energizará primero el lado de alto voltaje.
2. Antes de energizar el lado de bajo voltaje, se regulará el voltaje del sistema (bajar el voltaje) para no producir altos voltajes en el secundario del transformador. En caso que el transformador disponga de reactores se considerará su conexión dependiendo de los niveles de voltaje. Si el transformador dispone de LTC se ubicará el tap en una posición tal (generalmente bajar la posición del tap del LTC) que permita obtener un voltaje en el lado de baja dentro de los límites establecidos de operación normal.
3. Antes de normalizar la carga desconectada, el CENACE comunicará a la central que realiza el control de la RSF que se procede a conectar carga, para que se tomen las acciones de control necesarias.
4. Una vez energizado el lado de bajo voltaje del transformador, el CENACE solicitará a los Distribuidores y Grandes Consumidores normalizar la carga desconectada en forma escalonada y en bloques de carga que no afecten el control de voltaje y frecuencia.
5. Simultáneamente a la conexión de la carga se regulará el voltaje del sistema.

## ENERGIZACIÓN DE UN TRANSFORMADOR QUE INVOLUCRA UNA REDISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN EL SISTEMA

1. Dado que el cierre del transformador va a ocasionar una redistribución de flujos, se deberá realizar simultáneamente a la ejecución de las maniobras el control de voltaje del sistema, especialmente de aquellas áreas que van a presentar bajos o altos voltajes.
2. Antes de cerrar el transformador, se deberá acondicionar la generación de potencia reactiva de las unidades de generación que se verán afectadas por la realización de esta maniobra, especialmente en aquellas unidades que se encuentran eléctricamente cercanas al transformador, el valor a variar dependerá del flujo de potencia reactiva que se estima circulará por el transformador y del número de unidades en línea del área. Esta maniobra se realiza con el fin de que al momento de energizar el transformador no disparen las unidades por sobreexcitación.
3. Previo al cierre del transformador se deberá comunicar a los diferentes Agentes del MEM que son afectados directa o indirectamente por la realización de la maniobra para que estén atentos y puedan tomar de ser requeridos, los correctivos necesarios.
4. Previo al cierre del transformador, el CENACE acondicionará los valores de los dos niveles de voltaje, de tal forma de alcanzar las mejores condiciones de voltaje y ángulo para realizar la sincronización.
5. Si los transformadores disponen de reactores o capacitores, se deberá considerar su conexión o desconexión para mejorar las condiciones de voltaje, previo a la sincronización.
6. Si los transformadores disponen de reactores (conectados al terciario del transformador) y se dispone de sincronización en el lado de baja, primero se energizará el transformador en el lado de alta para poder conectar los reactores con el fin de disminuir la diferencia de voltaje y se sincronizará en el lado de bajo voltaje en modo local.

7. Cuando los transformadores dispongan de capacitores (conectados al terciario del transformador) y se dispone de sincronización en el lado de alta, primero se energizará el transformador en el lado de baja para poder conectar los capacitores con el fin de disminuir la diferencia de voltaje y se sincronizará en el lado de alto voltaje en modo local.
8. Posterior a la normalización del transformador, el CENACE solicitará a los Generadores sujetarse al Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

## SECUENCIA DE MANIOBRAS DE CIERRE DE TRANSFORMADORES

Para efectuar las maniobras de cierre de un transformador del SNT, el CENACE luego de adecuar las condiciones operativas del SNI, impartirá la siguiente secuencia de instrucciones al COT:

1. Retirar las puestas a tierra locales colocadas en el transformador.
2. Abrir los seccionadores de puesta a tierra del transformador (de ser ese el caso). El CENACE esperará la confirmación de la ejecución de esta maniobra y verificará la apertura en los despliegues del STR.
3. El COT solicita al Operador de la subestación desbloquear mecánica, eléctrica o electrónicamente las posibilidades de comando que existieren.
4. El COT solicita al Operador de la subestación pasar a remoto el control de los disyuntores.
5. Cerrar los seccionadores adyacentes a los disyuntores de alta y baja del transformador. El CENACE esperará la confirmación de la ejecución de estas maniobras y verificará el cierre en los despliegues del STR.
6. Cerrar el disyuntor del lado de alto voltaje del transformador. El CENACE esperará la confirmación de la ejecución de esta maniobra y verificará el cierre en los despliegues del STR.
7. Cerrar el disyuntor del lado de bajo voltaje del transformador. El CENACE

esperará la confirmación de la ejecución de esta maniobra y verificará el cierre en los despliegues del STR.

8. El COT confirmará al CENACE el cierre del transformador.

#### 3.4.4.6 Maniobras en Subestaciones y Centrales de Generación

Se asume que ante la realización de toda maniobra el personal del COT, Centros de Operaciones de los Agentes, centrales de generación y de subestaciones, está capacitado, y conoce los procedimientos específicos de cada instalación.

#### 1. Clasificación de las Subestaciones del SNT

La clasificación de las subestaciones del SNT se realiza considerando el nivel de voltaje y el esquema de barras correspondiente, como se indica a continuación:

##### a) Nivel de 230 kV

Se tiene un sistema de doble barra principal, con un disyuntor de acoplamiento que será utilizado para conectar las barras entre sí, o en calidad de disyuntor de transferencia. Normalmente las dos barras se encuentran energizadas a través del disyuntor acoplador de barras. La excepción en este caso es la subestación Trinitaria que cuenta con una sola barra principal.

##### b) Nivel de 138, 69 y 34,5 kV

Generalmente se tiene un esquema que corresponde al de barra principal y barra de transferencia, en el cual solamente la barra principal se halla energizada y el disyuntor de transferencia se encuentra normalmente abierto.

El disyuntor de transferencia será el que reemplace a cualquier disyuntor por requerimientos de mantenimiento o falla, o en caso de inminente disparo.

Existen excepciones en los patios de las siguientes subestaciones, que tienen el esquema de doble barra principal: Molino (138 kV), Agoyán (138 kV), Trinitaria (138 y 69 kV), Daule – Peripa (138 kV), Central Gonzalo Zevallos (69 kV).

Las subestaciones que disponen de una sola barra principal son:

Patios de 138 kV: Posorja, Policentro, Central Santa Rosa, Babahoyo.



Patios de 69 kV: Machala, Policentro, Ibarra, Quevedo (posición del OSAKA), Electroquil, Babahoyo, Mulaló.

Patios de 34,5 kV: Ibarra.

## 2. Maniobras de Transferencia

### a. En patios con esquema de doble barra principal

#### Maniobras de transferencia de una posición

Utilización del disyuntor acoplador de barras en remplazo de cualquier otro disyuntor (operación como barra principal y barra de transferencia).

- Se asume que el acoplador y seccionadores adyacentes se encuentran cerrados.
- Se utilizará una barra como principal y la otra como de transferencia.
- Dejar la posición a ser reemplazada conectada a la barra en que se encuentra al momento.
- Pasar las demás posiciones a la otra barra, operando los seccionadores selectores de barra.
- Cerrar el seccionador by-pass de la posición en que se va a reemplazar el disyuntor.
- Abrir el disyuntor reemplazado.
- Abrir los seccionadores adyacentes al disyuntor reemplazado

**Nota:** Si durante la utilización del disyuntor acoplador de barras como transferencia, éste dispara, la normalización del circuito afectado se deberá realizar siempre con el mismo disyuntor acoplador de barras.

### Maniobras de normalización de una posición transferida

- Cerrar los seccionadores adyacentes del disyuntor reemplazado.
- Cerrar previa sincronización el disyuntor que estuvo transferido (reemplazado).
- Abrir el seccionador by-pass del disyuntor que se acaba de conectar.
- Regresar las demás posiciones a su barra original, mediante el uso de los seccionadores selectores de barra.

### **b. En patios con esquema de barra principal y barra de transferencia**

#### Maniobras de transferencia de una posición

- Cerrar el seccionador by-pass de la posición que se quiere transferir.
- Cerrar los seccionadores adyacentes de la posición de transferencia.
- Cerrar el disyuntor de transferencia.
- Abrir el disyuntor que ha sido reemplazado.
- Abrir los seccionadores adyacentes del disyuntor que fue reemplazado.

#### Maniobras de normalización de una posición transferida

- Cerrar los seccionadores adyacentes de la posición reemplazada.
- Cerrar el disyuntor transferido.
- Abrir el disyuntor de transferencia.
- Abrir los seccionadores adyacentes del disyuntor de transferencia.
- Abrir el seccionadores by-pass de la posición que estuvo transferida.

### **3. Mantenimiento de una barra de una subestación con un esquema de doble barra principal**

#### **Maniobras de desenergización**

- Se asume que la barra 1 saldrá a mantenimiento.
- Pasar todas las posiciones que se encuentran conectadas en la barra 1 a la barra 2 mediante los seccionadores selectores de barra respectivos.
- Abrir el disyuntor acoplador de barras.
- Abrir los seccionadores adyacentes al disyuntor acoplador de barras.
- Colocar las tierras que sean necesarias en la barra 1.

#### **Maniobras de energización**

- Retirar todas las puestas a tierra que fueron colocadas.
- Cerrar los seccionadores adyacentes al disyuntor acoplador de barras.
- Cerrar el disyuntor acoplados de barras.
- Pasar todas las posiciones correspondientes de la barra 2 a la barra 1, mediante los seccionadores selectores de barra, quedando el esquema de barras normalizado.

### **4. Mantenimiento total de una subestación**

#### **Desenergización de la subestación**

El objetivo es dar mantenimiento general a una subestación, por lo que se necesita desenergizar toda la subestación.

Las cargas servidas por esta subestación, deberán ser en lo posible, transferidas a otros puntos de entrega (otra subestación), ser abastecidas desde otra subestación mediante interconexiones, con generación local y en último caso ser desconectadas.

- Solicitar a los Distribuidores que en caso de poder hacerlo, transfieran la carga a otros puntos de entrega y/o realizar las interconexiones respectivas.
- Solicitar el ingreso de generación local si hubiere, para suministrar toda o parte de la carga de los Distribuidores. En este caso, una unidad o una central definida por el CENACE realizará el control de la frecuencia del área aislada.
- Solicitar a los Distribuidores, la desconexión de la carga servida desde la subestación que saldrá a mantenimiento.
- Paralelamente a la realización de las maniobras, el CENACE deberá regular el voltaje y la frecuencia del sistema.
- Una vez que la transferencia de potencia activa por las posiciones de entrega a los Distribuidores sea de 0 MW o la carga va a ser abastecida desde otro punto, el CENACE solicitará al COT la apertura del disyuntor respectivo.
- La apertura de las diferentes posiciones (disyuntores y seccionadores) se iniciará en forma general desde el nivel de menor voltaje hasta los de mayor voltaje.
- Una vez que se encuentre desenergizada toda la subestación, el CENACE solicitará al COT y/o Centro de Operación poner a tierra las posiciones que sean necesarias.

### **Energización de la subestación**

- El CENACE verificará con el COT y/o Centro de Operación que todos los trabajos hayan concluido.
- Que las tierras locales hayan sido retiradas.
- Que el personal de mantenimiento se encuentre fuera del área de trabajo.
- El CENACE comunicará a todos los Agentes que tengan relación con los trabajos de mantenimiento que los mismos han finalizado, y que se procede a normalizar el servicio.
- El CENACE solicitará al COT y/o Centro de Operación, abrir todos los seccionadores de puesta a tierra.

- El CENACE solicitará al COT y/o Centro de Operación, cerrar los seccionadores adyacentes a los disyuntores de todas las posiciones.
- El cierre de los diferentes disyuntores, se iniciará en forma general desde el nivel de mayor voltaje hasta los de menor voltaje.
- Previo al cierre de los disyuntores de las posiciones de entrega a los Distribuidores, el CENACE deberá coordinar las maniobras respectivas con los diferentes Agentes, y de existir generación en la zona de mantenimiento se comunicará al agente Generador correspondiente.
- Si en el sistema eléctrico de un Distribuidor, existen unidades de generación en línea, el cierre de las posiciones de entrega deberá realizarse previa sincronización.
- Una vez cerrados los disyuntores de las posiciones de entrega a los Distribuidores, el CENACE solicitará a los Distribuidores la normalización de la carga desconectada y de la carga transferida.
- Se solicitará al agente Generador, sujetarse al despacho económico diario programado o Redespacho vigente.
- Paralelamente a la realización de las maniobras, el CENACE deberá regular el voltaje y la frecuencia del sistema.

### **3.4.5 EJECUCIÓN DE MANIOBRAS EN CONDICIONES DE EMERGENCIA**

#### **3.4.5.1 Consideraciones Generales**

En esta sección se reglamentan los derechos y obligaciones que deben ser considerados por el CENACE, TRANSELECTRIC y los Agentes del MEM, al presentarse condiciones operativas anormales y de emergencia en el SNI, debido a la ocurrencia de contingencias que produzcan o puedan producir indisponibilidad momentánea o con algún tiempo de duración, de equipos de la red.

Dentro de los objetivos de estos procedimientos está reducir al mínimo posible el tiempo de restablecimiento del elemento fallado, considerando prioritario la

integridad de las personas, la conservación de los equipos y la continuidad de servicio.

1. Cuando un equipo o elemento del SNI presente un funcionamiento anormal o sus parámetros operativos hayan superado los límites establecidos, el Operador de la instalación informará del hecho al Operador del Centro de Operación respectivo y éste al CENACE. Si las condiciones son incontrolables, el Operador de la instalación procederá de forma inmediata, de acuerdo a los procedimientos internos que disponga, a fin de superar la emergencia, comunicando lo más pronto posible al Operador del Centro de Operación y éste último al CENACE, sobre las acciones tomadas.

Es importante destacar que en estos casos se deberá prestar especial atención a las posiciones de interconexión con otros Agentes del MEM, a fin de no trasladar un problema a otras áreas de las cuales se carece de información de sus condiciones particulares de operación.

2. En casos de emergencia del SNI, el CENACE es el único facultado para disponer desconexión o reconexión de carga, reducción de voltaje y/o frecuencia, ingreso, variación o salida de generación de acuerdo a las circunstancias.
3. En situaciones de emergencia, todas las acciones del CENACE y Centros de Operaciones deberán orientarse a estabilizar el sistema, controlando el voltaje y la frecuencia del SNI, de tal manera de llevar estas variables dentro de los límites establecidos de operación anormal, así como los elementos sobrecargados.
4. En los casos de emergencia en el SNI que involucran pérdida de generación, desconexión de carga, desconexión de elementos o partes de la red eléctrica, el Operador del CENACE seguirá el siguiente procedimiento general:
  - a) Normalizar voltajes, frecuencia y aliviar sobrecargas en los componentes de la red que se mantengan en servicio.
  - b) Suministrar lo más pronto posible energía a los servicios auxiliares de las centrales térmicas.

- c) Restablecer el servicio de acuerdo a la generación disponible en línea, capacidad del sistema de transmisión y capacidad de regulación de voltaje.
- d) De acuerdo a las protecciones operadas, reconectar o mantener fuera de servicio los elementos desconectados.
- e) Disponer el incremento y/o disminución de generación en las unidades en línea y/o arranque de unidades de generación para el restablecimiento del servicio, de acuerdo a las condiciones de demanda y lista de mérito de la reserva fría.
- f) Registrar y reportar los eventos ocurridos.

#### **3.4.5.2 Desconexión de Equipos Especiales**

1. Cuando se produzca la desconexión de equipos primarios del SNI (líneas de transmisión, transformadores, generadores, barras, etc.), los Operadores de las subestaciones y centrales de generación afectadas procederán al registro de las protecciones, alarmas y relés operados y consecuencias sobre las instalaciones, e informarán del particular al Centro de Operación respectivo.
2. Los Operadores de subestaciones y centrales, luego de registrar la información relacionada con la operación de alarmas y relés en las instalaciones a su cargo, procederán a reponer los relés y las banderas operadas.
3. El COT o CO de Agente involucrado en la desconexión de equipos, realizarán en base a la información recopilada, un análisis exhaustivo de las protecciones actuadas, previo a la declaración al CENACE, de la disponibilidad o indisponibilidad del equipo afectado.
4. Cuando la desconexión de un equipo se deba a la operación de sus protecciones o por fallas en el equipo, el Operador del Centro de Operación respectivo, informará al CENACE sobre la disponibilidad del elemento fallado. Si el equipo desconectado se declara disponible, el CENACE autorizará su reconexión de ser necesario, caso contrario quedará fuera de servicio.

### 3.4.5.3 Desconexión de Líneas de Transmisión

#### Consideraciones Generales

1. Todas las líneas que salgan de servicio como consecuencia de una perturbación, deberán ser reconectadas a la red lo antes posible, debiéndose intentar su reconexión si la falla hubiese sido monofásica, bifásica o bifásica a tierra y cuando la perturbación ocasionada y las condiciones meteorológicas u otras así lo permitan. Previo a la reconexión, se debe efectuar la coordinación operativa correspondiente, cuando en la maniobra estén involucrados dos o más Agentes.
2. Para todos los casos mencionados en el numeral anterior, especialmente en casos críticos como a) áreas radiales con restricciones de suministro parciales o totales de larga duración, b) disminución crítica de la confiabilidad del SNI, d) disminución considerable de la calidad de voltaje, se deberá intentar la reconexión al menos una vez, salvo que se disponga de información fehaciente sobre características de la falla que impidan tal maniobra, tales como:
  - a) Caída de ciertos elementos de la línea de transmisión como: cables de guardia, cadenas de aisladores, torres de sustentación, otros.
  - b) Caída de ciertos elementos sobre la línea de transmisión, como: vegetación, animales u otros.
  - c) Explosión o daño en pararrayos o en trampas de onda.
3. En caso de falla trifásica, el CENACE recolectará información complementaria a las protecciones reportadas por TRANSELECTRIC y demás Agentes, a fin de analizar la causa posible. El CENACE podrá optar por reconectar la línea o solicitar su revisión por parte del personal de mantenimiento que corresponda.
4. Para la definición del extremo desde el cual empezar la energización de la línea, deberán respetarse los mismos criterios establecidos para las maniobras en condiciones de operación normal. Cuando por algún motivo resulta alterado el orden propuesto para definir el extremo de energización, se deberá dejar



constancia en la bitácora correspondiente indicando la causa que originó tal alteración.

5. Para todos los tipos de fallas, si después de realizar una primera reconexión se produce el disparo inmediato de la línea (la falla persiste), **no** se intentará una nueva reconexión hasta que se proceda a la revisión (patrullaje) de la línea por parte del personal de mantenimiento.
6. Si después de haberse realizado el patrullaje de la línea no se ha encontrado ninguna falla en la misma, quedará a criterio del CENACE, realizar una segunda reconexión, con la demora que juzgue conveniente para que desaparezcan las presuntas causas de la falla (vegetación, lluvia, viento, etc.) si es el caso.
7. En el caso de una segunda desconexión el CENACE no autorizará otra prueba hasta que se determine la causa de la falla y se solucione el problema.
8. Si es el caso de apertura en ambos extremos, en líneas que disponen de recierre <sup>2</sup>, se procederá de la siguiente manera:
  - a) Si el recierre no operó, el CENACE dispondrá de manera inmediata, el cierre del disyuntor de uno de los extremos de la línea.
  - b) Si el recierre operó y no fue exitoso, el CENACE dispondrá el cierre del disyuntor de uno de los extremos de la línea, después de un período de 3 minutos (para asegurar la recarga de aire en el compresor del disyuntor de posición).
9. En general no se debe repetir la prueba para líneas que hubiesen disparado con señalización de falla trifásica.
10. Ante el disparo de una línea consignada para realizar mantenimiento con voltaje (línea energizada), o una línea paralela, el CENACE no efectuará ni autorizará ninguna maniobra de reenergización, sin antes tener directa comunicación y conformidad por parte del Jefe de Trabajo y/o CO respectivo.

---

<sup>2</sup> Ver anexo A2.8 con la información sobre recierres en L/Ts del SNT.

#### 3.4.5.4 Desconexión de Transformadores

En caso de desconexión de transformadores o autotransformadores, se procederá de la siguiente manera:

1. El Operador del Centro de Operación en coordinación con el CENACE, procederá a mantener fuera de servicio el equipo desconectado. En ningún caso está autorizado a reconectarlo.
2. El Operador del Centro de Operación reportará inmediatamente al CENACE y al Jefe de la Unidad Operativa correspondiente o su delegado sobre el particular, informando sobre todas las protecciones actuadas y otra información que considere importante.
3. El Operador del Centro de Operación dispondrá al Operador de la subestación o central, realizar una inspección visual del equipo para determinar posibles anomalías en el mismo, y las informará inmediatamente al Centro de Operación, y éste al CENACE.
4. En caso de la actuación de una o varias de las protecciones abajo indicadas, no se podrá energizar el transformador (autotransformador), sin antes haber efectuado una revisión física del equipo, particular que el Centro de Operación informará inmediatamente al CENACE:
  - a) Relé bucholtz y presencia de gases.
  - b) Relé diferencial y otras protecciones eléctricas principales del transformador.
  - c) Válvula de seguridad de la cuba.
  - d) Válvula de seguridad del cambiador de taps.
  - e) Sobretemperatura de devanados.
5. Luego de la revisión y análisis de las protecciones actuadas, el Jefe de la Unidad Operativa o su delegado, a falta de comunicación entre ellos, será la única persona que autorice al Operador del Centro de Operación o al CENACE, la reconexión del equipo afectado.

6. En el caso que no se pueda energizar el transformador o se demore su energización, el CENACE realizará el análisis correspondiente para determinar si es posible normalizar la carga desconectada si lo hubiere desde otro punto, para entonces ingresar con generación forzada si es el caso.
7. Una vez que el Operador del COT ha sido informado de la disponibilidad del transformador, éste a su vez declarará inmediatamente al CENACE la disponibilidad del transformador, con el fin de coordinar las maniobras de restablecimiento.
8. Una vez que el COT comunique al CENACE la disponibilidad del transformador, el CENACE coordinará con los diferentes Agentes del MEM su normalización, y se procederá de igual forma (en lo que competa) que en el caso de energización de transformadores después de mantenimientos programados.

#### **3.4.5.5 Unidades de Generación**

Luego de una desconexión de unidades de generación debido a fallas internas o a una falla en el sistema, el Agente Generador correspondiente deberá realizar una revisión minuciosa del equipo y sus elementos asociados, con el fin de contar con todos los elementos de juicio necesarios antes de su puesta en operación.

El personal responsable del equipo deberá realizar el análisis de las protecciones actuadas, una revisión visual y demás acciones que se consideren pertinentes, antes de declarar la disponibilidad, mas aún si dentro de las protecciones operadas constan las siguientes:

- a) Relé diferencial.
- b) Relé estator a tierra.
- c) Relé de corrientes parásitas en el eje.
- d) Nivel de aceite alto en cojinetes.
- e) Sobretemperatura de devanados.
- f) Sobretemperatura de aceite de cojinetes.

g) Sobretemperatura de metal de cojinetes.

El Jefe de Operación de la Central o el Supervisor de turno de la Central, será quien determine la disponibilidad de la unidad. En ese caso, el CENACE solicitará el arranque de la unidad si lo considera necesario.

#### **3.4.5.6 Disparo de Barras en Subestaciones**

El disparo de barras es uno de los más críticos aunque su probabilidad de ocurrencia es baja. Ante este caso proceder como se indica:

1. El Operador de la subestación o central informará del particular a los niveles superiores, más aún si han actuado una de las siguientes protecciones:
  - a) Relé diferencial.
  - b) Relé de falla del disyuntor.
2. Se verificará la ausencia de voltaje en barras y la apertura de los disyuntores que la vinculan la barra al Sistema.
3. El responsable de la instalación, previo a cualquier energización, de considerarlo necesario, solicitará una inspección en sitio.
4. Luego de aislado el equipamiento afectado y de acuerdo a la naturaleza de la falla, se iniciará la normalización de la subestación transformadora en general desde el nivel de mayor voltaje.
5. Una vez que el Centro de Operación comunique al CENACE la disponibilidad parcial o total de la instalación, el CENACE coordinará con los diferentes Agentes involucrados la normalización de la subestación o central y se procederá de igual forma (en lo que competa) que en el caso de energización de subestaciones después de mantenimientos programados.

### 3.4.5.7 Disparo del Disyuntor Acoplador de Barras

#### NORMALIZACIÓN DEL SISTEMA LUEGO DEL DISPARO DEL DISYUNTOR ACOPLADOR DE BARRAS

Se debe considerar que ante el disparo del acoplador de barras principales de una subestación, va a existir en forma general una redistribución de flujos, una variación de voltaje en el sistema y una diferencia de voltajes entre las barras principales (B1 y B2). Entonces, ante el disparo del disyuntor acoplador de barras, para el restablecimiento se debe considerar lo siguiente:

1. Una vez revisados y analizados los relés y alarmas actuadas, el COT o Centro de Operación correspondiente, informará al CENACE la disponibilidad del disyuntor.
2. El CENACE adecuará las condiciones del SNI (voltaje, redistribución de potencia activa y reactiva), de tal forma de sincronizar las barras B1 y B2.
3. El CENACE solicitará al COT o Centro de Operación, cerrar previa sincronización, el disyuntor acoplador de barras.

#### SINCRONIZACIÓN DE UNA POSICIÓN DE UN PATIO CON ESQUEMA DE DOBLE BARRA PRINCIPAL, MEDIANTE EL DISYUNTOR ACOPLADOR DE BARRAS

Cuando ocurra una falla en uno de los disyuntores asociados a un esquema de doble barra principal, se podrá energizar el circuito correspondiente a dicho disyuntor, utilizando la posición del acoplador de barras mediante el siguiente procedimiento:

1. Asegurarse que el disyuntor afectado esté abierto, en caso contrario abrirlo.
2. Abrir los seccionadores adyacentes al disyuntor afectado.
3. Con los seccionadores selectores de barra de la posición afectada, seleccionar una barra (puede ser la misma barra a la que estaba conectada originalmente).

4. Mediante la operación de los seccionadores selectores de barra, pasar las demás posiciones a la otra barra.
5. Abrir el disyuntor acoplador de barras.
6. Cerrar el seccionador by-pass asociado al disyuntor afectado.
7. Cerrar el disyuntor acoplador de barras.

**Nota:** La normalización del esquema de barras se realizará de forma similar a lo indicado para maniobras en condiciones de operación normal.

#### **3.4.5.8 Maniobras para disminuir la sobrecarga de un elemento, debido a contingencias**

Las sobrecargas por contingencias se consideran con valores y tiempos admisibles máximos, declarados por TRANSELECTRIC o el Agente propietario, en función de las características de los equipos involucrados y de las temperaturas y estados de carga previos, debiéndose por lo tanto corregir la sobrecarga de manera de llevar nuevamente los equipos a sus valores normales de operación.

El CENACE impartirá las siguientes instrucciones generales cuando debido al disparo de unidades de generación, transformadores, líneas de transmisión o carga, se produzca la sobrecarga de elementos del SNI, tales como: transformadores, líneas de transmisión o unidades de generación.

#### **DISPARO DE UNIDADES DE GENERACIÓN**

Acciones a considerarse:

1. No se normalizará la carga desconectada, si la hubiere.
2. Disminuir el voltaje del sistema o área en la cual se encuentra el elemento sobrecargado, dentro de los límites establecidos de operación anormal, sin afectar el voltaje de las unidades de generación del sistema.
3. Disminuir la frecuencia del sistema hasta los límites establecidos de operación

anormal.

4. Subir al máximo la potencia activa de las unidades de generación que ayuden a eliminar la sobrecarga, lo que implica agotar la reserva rodante. En condiciones de emergencia extrema, se subirá la generación hasta la potencia máxima de emergencia declarada y por el tiempo máximo declarado.
5. Solicitar el ingreso de las unidades más rápidas contempladas en la reserva fría, hasta alcanzar la capacidad suficiente para eliminar la sobrecarga.
6. El CENACE evaluará las condiciones del elemento sobrecargado (presencia de alarma de sobretensión en caso de transformadores), y de acuerdo a los tiempos permisibles de sobrecarga solicitará a los Distribuidores, cuya carga es suministrada por el elemento sobrecargado, realizar desconexiones manuales de carga.
7. Si la contingencia produce la sobrecarga de un transformador más allá de los valores máximos de emergencia declarados por el Agente propietario, el CENACE dispondrá inmediatamente a los Distribuidores desconectar la carga necesaria para bajar la sobrecarga del transformador al límite de emergencia declarado por el propietario.

La desconexión de carga se realizará siguiendo el procedimiento respectivo.

Eliminada la sobrecarga, el CENACE realizará las siguientes acciones:

- a) Normalizar la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos de operación normal.
- b) Normalizar los voltajes del sistema dentro de los límites establecidos de operación normal.
- c) Normalizar la carga desconectada, si la hubiere.
- d) Normalizar la potencia activa de salida de las unidades de generación, de tal forma de contar con la reserva rodante.

- e) Coordinar el ingreso de las unidades disparadas y el incremento de su potencia activa de acuerdo a lo establecido en el Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.
- f) De acuerdo a las condiciones del sistema, disponer la salida de las unidades de generación que ingresaron para solventar la emergencia, respetando sus tiempos mínimos de operación y de acuerdo a la lista de mérito establecida.

Superada la emergencia, el CENACE y los Agentes Generadores se sujetarán al Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

### DISPARO DE CARGA

Ante sobrecarga de elementos provocada por el disparo de carga, el CENACE considerará las siguientes acciones:

1. Normalizar la carga desconectada lo más rápido posible.
2. Disminuir la potencia activa de las unidades de generación asociadas al elemento sobrecargado, hasta valores que permitan eliminar la sobrecarga. Se disminuirá la generación en las unidades que tengan una mayor velocidad de descarga MW/min, y entre ellas las que tengan los costos variables de producción más altos. En condiciones de emergencia extrema, se disminuirá la generación hasta la potencia mínima de emergencia declarada y hasta por el tiempo máximo declarado.
3. Aumentar el voltaje del sistema o área en la cual se encuentra el elemento sobrecargado, dentro de los límites establecidos de operación anormal.
4. Subir la frecuencia del sistema hasta los límites establecidos de operación anormal.
5. El CENACE evaluará las condiciones del elemento sobrecargado (presencia de alarma de sobretensión en caso de transformadores), y de acuerdo a los tiempos permisibles de sobrecarga, solicitar a los Agentes Generadores la salida de unidades de generación, en orden de prelación de costos variables de producción más altos.



Eliminada la sobrecarga, el CENACE realizará las siguientes acciones:

- a) Normalizar la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos de operación normal.
- b) Normalizar los voltajes del sistema dentro de los límites establecidos de operación normal.
- c) De acuerdo a las condiciones del sistema, normalizar la generación disminuida.
- d) Disponer el ingreso de las unidades de generación que salieron para solventar la emergencia, respetando sus tiempos mínimos fuera de operación.

Superada la emergencia, el CENACE y los Agentes Generadores se sujetarán al Despacho Económico Diario Programado o Redespacho vigente.

#### DISPARO DE TRANSFORMADORES O LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se procederá de acuerdo a lo establecido en disparo de unidades de generación o disparo de carga, dependiendo del elemento sobrecargado y el sentido de la sobrecarga.

### **3.5 CONSIGNACIÓN Y COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y DE GENERACIÓN EN PRUEBAS (1), (6), (17)**

#### **3.5.1 OBJETIVO**

Determinar las instrucciones, fijar criterios y delimitar las responsabilidades del CENACE, de TRANSELECTRIC y de los Agentes del MEM para la Consignación y Coordinación de Mantenimientos en tiempo real de equipos, unidades de generación u otros equipamientos del SNI, y para la realización de generación de unidades por pruebas a pedido del correspondiente Agente propietario.

#### **3.5.2 INTRODUCCIÓN**

En un sistema eléctrico de potencia pueden presentarse circunstancias que afecten la disponibilidad de uno o más de sus elementos constitutivos, que se encuentren en operación o no, tal que pudieren afectar la operación en tiempo real. Ante la ocurrencia de estos eventos, es necesario determinar y normar los procedimientos a cumplirse por parte del CENACE, de TRANSELECTRIC y de los Agentes del MEM, para realizar las solicitudes de consignación correspondientes de equipamientos, con el fin de iniciar su revisión y corrección respectivas.

En general, en la operación en tiempo real puede presentarse por parte de los propietarios de los equipamientos del SNI, la necesidad de consignar equipamientos con urgencia (mantenimiento emergente) o en el corto plazo (mantenimiento correctivo), lo que puede implicar la desenergización del equipamiento afectado.

Para el caso de los Generadores las causas que generalmente pueden presentarse para requerir consignaciones de equipo bajo las circunstancias mencionadas son:

1. Salida de emergencia de una unidad de generación por problemas internos de la unidad o de la central.
2. Salida de unidades o centrales para mantenimiento correctivo.

3. Declaración emergente de indisponibilidad de unidades que se encuentran fuera de línea.
4. Lavado de embalse, limpieza de la bocatoma y canales en el caso de centrales de generación de pasada.

Para el caso de TRANSELECTRIC las causas pueden ser:

1. Pérdida de presión de aire y/o gas SF6 en disyuntores, por lo que se requiere realizar la transferencia de la posición.
2. Presencia de puntos calientes en elementos de transformadores u otros equipamientos del SNT.
3. Mantenimiento en elementos de líneas de transmisión: cambio de aisladores, desbroce de vegetación alrededor de la franja de servidumbre, etc.

Para los Distribuidores las causas pueden ser:

1. En líneas de Subtransmisión: las mismas causas anotadas para el caso de mantenimiento en líneas de transmisión de TRANSELECTRIC.
2. Presencia de puntos calientes en elementos de transformadores u otros equipamientos de los sistemas de subtransmisión y distribución.
3. Cambio de posición en taps de transformadores.

Para los Grandes Consumidores la causa puede ser la presencia de puntos calientes en elementos de transformadores u otros equipamientos.

### **3.5.3 PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS**

#### **3.5.3.1 Mantenimiento Emergente**

Se considera una consignación por mantenimiento emergente de un equipamiento o una instalación, cuando se requiere su salida de operación de forma inmediata, con el fin de precautelar la integridad física del equipamiento, lo cual puede implicar su indisponibilidad total.

Este procedimiento a cumplirse para consignación por mantenimiento emergente de equipamiento, es aplicable también a aquel que se encuentra fuera de operación al momento de presentarse la necesidad de mantenimiento.

Este tipo de mantenimientos emergentes será siempre comunicado en primera instancia de forma verbal por parte del Agente o TRANSELECTRIC, propietario del equipo, al Centro de Operaciones del CENACE o al Director de Operaciones del CENACE.

En estos casos, los procedimientos a seguirse por parte de los Agentes correspondientes, de TRANSELECTRIC y/o del CENACE son los siguientes:

1. El Centro de Operación correspondiente, de TRANSELECTRIC o del Agente propietario del equipamiento a consignarse, informará al Coordinador de Operación del Centro de Operaciones del CENACE de la emergencia presentada, especificando la causa del problema, las consecuencias sobre el equipo y el tiempo estimado de indisponibilidad, de ser necesario, requerido para solventar el problema presentado.
2. El Centro de Operaciones del CENACE o el Director de Operaciones, autorizará verbalmente la consignación del equipamiento y solicitará al Centro de Operación correspondiente, el envío por escrito de la consignación respectiva en el formato establecido para este fin.
3. El Centro de Operaciones del CENACE evaluará el impacto sobre el sistema, del mantenimiento emergente del equipo en cuestión, y acondicionará el sistema de manera de minimizar los efectos causados por esta indisponibilidad, sobre la calidad y seguridad del servicio.
4. El Centro de Operaciones del CENACE informará verbalmente a los Agentes y/o a TRANSELECTRIC afectados por la emergencia presentada, de las consecuencias operativas sobre su correspondiente sistema.
5. Una vez finalizado el mantenimiento emergente, el Centro de Operación del

Agente propietario declarará, en primera instancia verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE, la disponibilidad del equipo con las restricciones operativas que hubieren, y posteriormente comunicará por escrito al CENACE sobre esta disponibilidad.

6. Una vez recibida la declaración verbal de disponibilidad del equipo consignado, el CENACE evaluará el requerimiento de poner en operación el mismo, lo cual informará oportunamente al Agente propietario.
7. El CENACE comunicará, si es el caso, a los Centros de Operación de los Agentes involucrados, y/o de TRANSELECTRIC, de la disponibilidad de equipo afectado y de las subsecuentes acciones a realizarse.

#### **3.5.3.2 Mantenimiento Correctivo**

Se considera como mantenimiento correctivo a aquel que se realiza sobre un equipo o instalación para solucionar un problema presentado, que modifique las condiciones operativas normales, declaradas por TRANSELECTRIC o el Agente propietario, y que por la naturaleza del problema no implica, a juicio del propietario del equipamiento, una condición de riesgo inmediato, pero que requiere de consignación para la revisión y solución correspondientes.

Este procedimiento a cumplirse para consignación por mantenimiento correctivo de equipamiento, es aplicable también a equipamiento que se encuentra fuera de operación al momento de presentarse la necesidad del mantenimiento.

El CENACE considerará el mantenimiento como correctivo si tiene una duración de hasta 24 horas. Para mantenimientos que requieran una duración mayor a 24 horas, la solicitud de consignación deberá siempre dirigirse por escrito, con la debida oportunidad, a la Dirección de Planeamiento del CENACE.

Dependiendo de la fecha y hora de la solicitud de consignación de equipos por mantenimiento correctivo, por parte de los Agentes o de TRANSELECTRIC, y del período de mantenimiento, se procederá como se indica a continuación:

- a) Si el mantenimiento se iniciare en el mismo día de la solicitud, la consignación deberá dirigirse a la Dirección de Operaciones o al Centro de Operaciones del CENACE de acuerdo a lo siguiente:
1. En días laborables (de lunes a viernes) y si la solicitud de consignación se efectuare entre las 08:00 y 17:00 del día, ésta deberá realizarse por escrito al Director de Operaciones.
  2. En horas fuera del horario mencionado en el punto anterior y en días no laborables (fines de semana y feriados), la solicitud de consignación se dirigirá, en primera instancia verbalmente y posteriormente por escrito, al Coordinador del Centro de Operaciones.
- b) Si el mantenimiento se iniciare al día siguiente de la solicitud, la consignación deberá dirigirse a la Dirección de Planeamiento o de Operaciones del CENACE de acuerdo a lo siguiente:
1. Si la solicitud de consignación se efectuare hasta las 10:00 del mismo día (días laborables o no), ésta deberá realizarse por escrito a la Dirección de Planeamiento.
  2. En días laborables y si la solicitud de consignación se efectuare entre las 10:00 y 17:00 del mismo día, ésta deberá realizarse por escrito al Director de Operaciones.
  3. En días laborables y si la solicitud de consignación se efectuare entre las 17:00 y 24:00 del mismo día y en días no laborables entre las 10:00 y 24:00, la solicitud de consignación se dirigirá, en primera instancia verbalmente y posteriormente por escrito, al Coordinador del Centro de Operaciones.

El CENACE entonces, luego del análisis de la solicitud de consignación, remitirá por escrito al Agente correspondiente, indicando en el formato establecido para tal fin, la aprobación del mantenimiento en la fecha y horas solicitadas o indicando su adelanto o postergación, y demás observaciones e indicaciones pertinentes.

Adicionalmente el CENACE informará por escrito a TRANSELECTRIC y/o los Agentes que se verían afectados por este mantenimiento, para que tomen las medidas necesarias.

En cualquier caso, una vez que la solicitud de consignación ha sido autorizada, los procedimientos a seguirse por parte de los Agentes correspondientes, de TRANSELECTRIC y/o del CENACE, con el fin de proceder al mantenimiento correctivo, son los siguientes:

1. El Centro de Operación correspondiente, de TRANSELECTRIC o del Agente propietario del equipamiento a consignarse, informará verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE del inicio del mantenimiento correctivo.
2. El Centro de Operaciones del CENACE evaluará el impacto sobre el sistema del mantenimiento del equipo en cuestión, y acondicionará el sistema de manera de minimizar los efectos causados sobre la calidad y seguridad del servicio.

En caso de que las condiciones del sistema no permitan la salida de operación del equipo consignado, si éste estuviera en operación, el CENACE podrá postergar el inicio del mantenimiento previsto.

3. El Centro de Operaciones del CENACE informará a los Agentes y/o a TRANSELECTRIC afectados por el mantenimiento, de las consecuencias operativas sobre su correspondiente sistema.
4. Una vez finalizado el mantenimiento sobre el equipo, el Centro de Operación de TRANSELECTRIC o del Agente propietario, declarará en primera instancia verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE la disponibilidad del equipo consignado con las restricciones operativas que hubieren, y adicionalmente, comunicará por escrito al CENACE sobre esta disponibilidad.
5. Una vez recibida la declaración verbal de disponibilidad del equipo consignado, el CENACE evaluará el requerimiento de poner o no en operación el mismo, lo cual informará oportunamente a TRANSELECTRIC o al Agente propietario.

6. El CENACE comunicará, si es el caso, a los Centros de Operación de los Agentes involucrados y/o de TRANSELECTRIC, de la disponibilidad del equipo y de las subsecuentes acciones a realizarse.
7. Para elementos que se encuentren fuera de operación, el CENACE considerará como la hora de inicio de la indisponibilidad del equipo aquella determinada en la solicitud de consignación.

Para todos los casos, el CENACE considerará como fecha y hora de disponibilidad del equipo, aquellas del momento en que el correspondiente Centro de Operación informa al Centro de Operaciones del CENACE.

### 3.5.3.3 Generación en pruebas

Se considera como generación de unidades en pruebas, aquella que el Agente Generador propietario de las unidades solicita al CENACE, y que puede requerirse entre otras razones por lo siguiente:

1. Verificación por parte de un Agente Generador de la disponibilidad de una unidad de generación luego de finalizado un mantenimiento programado.
2. Verificación por parte de un Agente Generador del estado operativo de una unidad con requerimiento o no de sincronización y toma de carga de la unidad.
3. Pruebas de rendimiento.
4. Generación por sobre el valor determinado en el Despacho Diario Económico Programado o Redespacho vigente.

Con el fin de mantener los criterios de calidad y seguridad de la operación del SNI, y para garantizar dentro de lo posible el suministro de energía eléctrica al usuario final, el CENACE autorizará la generación de unidades por pruebas fuera de las horas de punta, es decir, las pruebas podrían realizarse desde las 22:00 hasta las 17:00. Solamente en casos excepcionales y en los cuales no se ponga en riesgo la continuidad y seguridad del servicio eléctrico, se podrá autorizar la generación por pruebas, fuera del horario indicado.



En operación en tiempo real, el Director de Operaciones o el Centro de Operaciones del CENACE podrá autorizar la continuación de las pruebas fuera del horario previamente solicitado, en caso de ser requerido por el Agente Generador, dependiendo de las condiciones del sistema y siempre que no se ponga en riesgo la seguridad del sistema.

En caso de que la solicitud de generación por pruebas indique una duración de la prueba de más de 24 horas, ésta deberá siempre dirigirse por escrito, con la debida oportunidad, a la Dirección de Planeamiento del CENACE.

Para pruebas de hasta 24 horas, el Generador correspondiente para la realización de la solicitud de generación por pruebas, procederá como se indica a continuación:

- a) Si la generación por pruebas se requiriese para el mismo día, la solicitud correspondiente deberá dirigirse a la Dirección de Operaciones o Centro de Operaciones del CENACE de acuerdo a lo siguiente:
  1. En días laborables (de lunes a viernes) y si la solicitud se efectuare entre las 08:00 y 17:00 del día, ésta deberá realizarse por escrito al Director de Operaciones.
  2. En horas fuera del horario mencionado en el punto anterior y en días no laborables (fines de semana y feriados), la solicitud se dirigirá, en primera instancia verbalmente y posteriormente por escrito, al Coordinador del Centro de Operaciones.
  
- b) Si la generación por pruebas se requiriese para el día siguiente, la solicitud correspondiente deberá dirigirse a la Dirección de Planeamiento o de Operaciones del CENACE de acuerdo a lo siguiente:
  1. Si la solicitud se efectuare hasta las 10:00 del mismo día (días laborables o no), ésta deberá realizarse por escrito a la Dirección de Planeamiento.
  2. En días laborables y si la solicitud se efectuare entre las 10:00 y 17:00 del mismo día, ésta deberá realizarse por escrito al Director de Operaciones.

3. En días laborables y si la solicitud se efectuare entre las 17:00 y 24:00 del mismo día, o en días no laborables entre las 10:00 y 24:00, la solicitud de consignación se dirigirá, en primera instancia verbalmente y posteriormente por escrito, al Coordinador del Centro de Operaciones.

El CENACE entonces, luego del análisis de la solicitud, remitirá por escrito al Agente correspondiente, indicando en el formato establecido para tal fin, la aprobación de la generación por pruebas en la fecha y horas solicitadas o indicando su postergación, y demás observaciones e indicaciones pertinentes.

En cualquier caso, una vez que la solicitud ha sido autorizada, los procedimientos a seguirse por parte de los Agentes Generadores correspondientes y/o del CENACE, con el fin de proceder a la generación por pruebas programada, son los siguientes:

1. El Centro de Operación del Agente Generador propietario de la unidad de generación, informará verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE del inicio de la generación por pruebas programada.
2. El Centro de Operaciones del CENACE evaluará el impacto sobre el sistema, de la generación por pruebas en cuestión, y acondicionará el sistema de manera de minimizar los efectos causados por ésta sobre la calidad y seguridad del servicio.

En caso de que las condiciones del sistema no permitan el ingreso de la generación por pruebas, el CENACE podrá postergar su inicio.

3. El Centro de Operaciones del CENACE informará a los Agentes y/o a TRANSELECTRIC potencialmente influenciados por la generación por pruebas, de las consecuencias operativas sobre su correspondiente sistema.
4. Una vez finalizada la generación por pruebas, el Centro de Operación del Agente propietario declarará, en primera instancia verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE, la disponibilidad de la unidad de generación con las restricciones operativas que hubieren y, adicionalmente, comunicará por escrito al CENACE sobre esta disponibilidad, en caso de que previamente la

unidad hubiere estado indisponible.

5. Una vez recibida la declaración verbal de disponibilidad de la unidad de generación, en caso de que previamente la unidad hubiere estado indisponible, el CENACE evaluará el requerimiento de poner o no en operación la misma, lo cual informará oportunamente al Agente propietario.
6. El CENACE comunicará, si es el caso, a los Centros de Operación de los Agentes involucrados y/o de TRANSELECTRIC, de la disponibilidad de la unidad de generación y de las subsecuentes acciones a realizarse.
7. Para unidades que se encontraren previamente indisponibles a la realización de la prueba, el CENACE considerará como fecha y hora de disponibilidad de la unidad, aquellas del momento en que el correspondiente Centro de Operación informa verbalmente al Centro de Operaciones del CENACE. Esta disponibilidad deberá ser confirmada posteriormente por escrito al CENACE.

**Nota:** En caso de que el CENACE requiriese la generación a pruebas de ciertas unidades, con el fin de verificar la disponibilidad de potencia o verificar los parámetros técnicos operativos declarados, se procederá de acuerdo al procedimiento establecido para el efecto.