



**BANCO MUNDIAL – ESMAP – USDOE – CIER**

**PROYECTO CIER 03 – Fase I**  
**INTERCONEXIONES REGIONALES DE MERCADOS ELECTRICOS**  
**EL MARCO REGULATORIO EN BOLIVIA**

**Mercados Energéticos S.A.**  
**Power Systems Research, Inc**  
**Mercados de Energía S.A.**  
**Power Technologies, Inc**  
**Sigla S.A.**

**Junio de 2000**

## INDICE

<b>1. MARCO REGULATORIO GENERAL .....</b>	<b>3</b>
1.1 MARCO INSTITUCIONAL .....	3
1.1.1 Marco jurídico de la actividad eléctrica.....	3
1.1.2 Rol de las instituciones del Mercado Eléctrico.....	4
1.2 EL MERCADO SPOT .....	6
1.2.1 El cálculo de la energía .....	6
1.2.2 Administración y Remuneración de los Servicios Complementarios.....	8
1.2.3 Reconocimiento de la Potencia Firme .....	8
1.3 TRANSACCIONES COMERCIALES Y LEGALES .....	10
1.3.1 Contrato de suministro.....	10
1.3.2 Transacciones .....	11
1.4 SERVICIOS AUXILIARES O COMPLEMENTARIOS .....	12
1.5 GARANTÍAS REQUERIDAS Y PROCEDIMIENTOS DE DESCONEXIÓN O DESHABILITACIÓN DEL USUARIO.....	13
1.6 MÉTODOS DE SOLUCIÓN DE DISPUTAS .....	13
1.6.1 Reclamo de un Consumidor al Distribuidor.....	13
1.6.2 Determinación de la responsabilidad en la Transmisión .....	14
1.7 EL TRANSPORTE NACIONAL .....	14
1.7.1 Sistema remuneratorio del Sistema Troncal de Interconexión (STI).....	15
1.7.2 Los cargos de transmisión .....	16
1.7.3 Derechos y obligaciones del transmisor.....	18
1.7.4 Sistema de ampliaciones .....	18
1.7.5 La planificación del sector.....	18
1.7.6 Procedimientos de acceso a la capacidad instalada.....	19
1.7.7 Penalidades y premios asociados a la confiabilidad y calidad .....	19
1.8 LA IMPORTACIÓN – EXPORTACIÓN.....	19
1.8.1 Marco Jurídico.....	19
1.8.2 Procedimientos de Despacho.....	20
<b>2. SITUACIÓN INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....</b>	<b>21</b>
2.1 LIMITACIONES A LA INTEGRACIÓN VERTICAL DE CAPITALES .....	21
<b>3. LA OPERACIÓN.....</b>	<b>23</b>
3.1 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	23
3.1.1 Atribuciones y Responsabilidades.....	23
3.1.2 Personal Responsable.....	23
3.2 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.....	24
3.2.1 Procedimiento General.....	24
3.2.2 Operación de Unidades Generadoras .....	24
3.2.3 Operación del Sistema de Transmisión.....	26
3.2.4 Coordinación con empresas distribuidoras .....	27
3.3 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA .....	27
3.4 DESVIACIONES MÁXIMAS DE FRECUENCIA.....	27
3.5 REDESPACHO.....	28
3.6 POSTDESPACHO .....	28
3.7 OBJECIONES.....	28
3.8 COORDINACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS .....	28
3.8.1 Planes y Programas de Mantenimiento .....	29
3.9 IDENTIFICACIÓN DE RESPONSABILIDADES EN LA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y FRECUENCIA .....	30
3.9.1 Adaptabilidad del esquema a las demandas de la operación .....	31
3.9.2 Requerimientos de habilitación de los Operadores .....	31
3.9.3 Análisis de Fallas.....	31
3.10 ENSAYOS PARA LA HABILITACIÓN DE LOS EQUIPAMIENTOS .....	31
3.10.1 Requisitos para los equipamientos nuevos y reparados.....	31
3.10.2 Procedimientos de Energización de los Equipos.....	32
3.11 ACCIONES ADOPTADAS EN EL CASO DE FALLAS .....	32
3.11.1 Procedimientos de Reposición de Líneas y Cargas.....	32
3.11.2 Procedimientos para Condiciones de Emergencia.....	33

3.12 CENTROS DE CONTROL.....	33
3.12.1 Descripción .....	33
3.12.2 Cobertura de la operación del sistema nacional.....	33
3.12.3 Posibilidad de prever condiciones inseguras de operación – Estudios.....	33
<b>4. CRITERIOS DE CALIDAD .....</b>	<b>34</b>
4.1 REGLAMENTACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA.....	34
4.1.1 Criterios de Desempeño estáticos, dinámicos y de calidad y seguridad para la operación.....	34
4.2 CONTROL EFECTIVO DE LA CALIDAD EXIGIDA.....	35
4.3 REGLAMENTACIÓN DE LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y RESERVAS OPERATIVAS.....	36
4.4 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA ANTE PERTURBACIONES DE SEVERAS .....	36
4.4.1 Alivio de Cargas .....	36
4.4.2 Arranque en Negro .....	36
4.5 POTENCIA REACTIVA.....	36
4.5.1 Reserva operativa para contingencias simples.....	36
4.5.2 Reserva dinámica ante grandes eventos .....	36
<b>5. RESULTADOS OPERATIVOS .....</b>	<b>37</b>
5.1 FRECUENCIA DE COLAPSOS E IMPLICANCIAS .....	37
5.1.1 Vulnerabilidad del sistema ante operación con la Red no completa .....	37
5.1.2 Indices actuales de Calidad y Confiabilidad .....	37

## **DESCRIPCION DE LA REGULACIÓN NACIONAL EN RELACIÓN A LAS INTERCONEXIONES INTERNACIONALES**

### **1. MARCO REGULATORIO GENERAL**

#### **1.1 Marco Institucional**

##### ***1.1.1 Marco jurídico de la actividad eléctrica***

El marco jurídico de la actividad eléctrica se define por:

**a) Ley N° 1544 del 21 de marzo de 1994 “Ley de Capitalización”**

Autoriza al Estado a proceder a la capitalización de las empresas que están en su poder, además establece que el servicio público de electricidad corresponde a la jurisdicción nacional y que será normado por ley sectorial específica y excluye de su alcance a la Ley Orgánica de Municipalidades, etc.

**b) Ley N° 1600 del 29 de octubre de 1994 “Ley del Sistema de Regulación Sectorial” (SIRESE)**

Crea el Sistema de Regulación Sectorial con el objetivo principal de regular, controlar y supervisar aquellas actividades de los sectores de telecomunicaciones, electricidad, hidrocarburos, transportes, aguas y las de otros sectores que mediante Ley sean incorporados al Sistema.

La Ley N° 1600 (SIRESE), describe la representación, el nombramiento y la estabilidad del Superintendente General y de los Superintendentes Sectoriales, establece los requisitos para su designación y les confiere funciones y atribuciones.

También se refiere al régimen de concesiones, licencias, autorizaciones y registros. Contempla un Título referido a disposiciones antimonopólicas y de defensa de la competencia y finalmente se definen los procedimientos de impugnaciones y recursos.

**c) Ley N° 1604 del 31 de diciembre de 1994 “Ley de Electricidad”**

Es la normativa que regula todas las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de tarifas de electricidad.

Establece la nueva estructura de sector, desagregando las actividades de generación, transmisión y distribución e imponiendo restricciones a la propiedad de manera que una empresa eléctrica solo puede realizar una actividad.

Establece las funciones y atribuciones de la Superintendencia de Electricidad, crea un registro de carácter público y define la estructura del sector eléctrico. Norma las operaciones de la generación, transmisión y distribución, crea el Comité Nacional de Despacho de Carga y le otorga sus funciones.

Contempla el régimen de las concesiones, licencias y servidumbres, su tratamiento y establece las causales de caducidad y revocatoria. Establece un nuevo régimen de precios y tarifas para todo el sector eléctrico Finalmente concluye con el Título referido a infracciones y sanciones.

**d) Decreto Supremo N° 24043 del 28 de junio de 1995**

Aprueba los siguientes reglamentos a la Ley No 1604 Ley de Electricidad de 21 de diciembre de 1994:

- a) Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, que consta de 12 capítulos y 91 artículos;
- b) Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales que consta de 18 capítulos y 80 artículos;
- c) Reglamento de Uso de Bienes de Dominio Publico y Constitución de Servidumbres, que consta de 9 capítulos y 55 artículos;
- d) Reglamento de Precios y Tarifas, que consta de 7 capítulos y 69 artículos;
- e) Reglamento de Calidad de Distribución, que consta de 3 capítulos, 33 artículos y un anexo; y
- f) Reglamento de Infracciones y Sanciones que consta de 7 capítulos y 37 artículos.
- g) Reglamento de Calidad de la Distribución
- h) Reglamento de Calidad de la Transmisión
- i) Reglamento de Concesiones y Licencias
- j) Reglamento de Infracciones y Sanciones
- k) Reglamento de Operación
- l) Reglamento de Precios y Tarifas
- m) Reglamento de Uso de Bienes y Servidumbre

**1.1.2 Rol de las instituciones del Mercado Eléctrico**

La Ley N° 1604/1994 “Ley de Electricidad” establece el rol de las instituciones del Mercado Eléctrico.

La función de Regulador y Controlador del mercado eléctrico la cumple la Superintendencia de Electricidad, organismo con jurisdicción nacional. La máxima autoridad ejecutiva de este organismo es el superintendente de Electricidad, cuya forma de designación está establecida en la Ley N° 1600/1994 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial).

Las principales atribuciones asignadas a este organismo son las siguientes:

- a) Proteger los derechos de los consumidores.
- b) Asegurar que las actividades de la Industria Eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor, establecidas en la Ley No. 1600 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial) de fecha 28 de octubre de 1994, y el Título III de la presente ley y tomar las acciones necesarias para corregir cualquier incumplimiento.
- c) Otorgar Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales y enmendarlas.
- d) Declarar y disponer la caducidad de las Concesiones y la revocatoria de las Licencias.
- e) Intervenir las Empresas Eléctricas, cualesquiera sea su forma de constitución social y designar interventores.
- f) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los Titulares.

- g) Imponer las servidumbres necesarias para el ejercicio de la Industria Eléctrica
- h) Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución.
- i) Aprobar y controlar cuando corresponda los precios y tarifas máximas aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional.
- j) Aprobar las interconexiones internacionales, las exportaciones e importaciones de electricidad de acuerdo a reglamento.
- k) Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, establecido en el presente ley de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos.
- l) Aplicar las sanciones establecidas.
- m) Requerir de las personales individuales o colectivas, que realicen alguna actividad de la Industria Eléctrica, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones y publicar estadísticas sobre las actividades de la Industria Eléctrica.
- n) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, asegurando la correcta aplicación de los principios, objetivos y políticas que forman parte de la misma, así como las disposiciones legales conexas.

Para operar el sistema eléctrico, se creó el Comité Nacional de Despacho de Cargas (CNDC). Este organismo es el responsable de la coordinación de la generación, la transmisión y el Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional.

El Comité está conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución, respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados y el representante de la Superintendencia de Electricidad.

El Comité Nacional de Despacho de Carga tiene las siguientes funciones:

- a) Planificar la operación integrada del sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y de costo mínimo.
- b) Realizar el Despacho de Carga en tiempo real a costo mínimo.
- c) Determinar la potencia efectiva de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional.
- d) Calcular los precios de Nodo del sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y presentarlos a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.
- e) Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada, de acuerdo a reglamento.
- f) Entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y cualquier otra información requerida por la Superintendencia; y,
- g) Las demás establecidas en reglamento que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se crea el Comité Nacional de Despacho de Carga.

La Constitución Política del Estado en su artículo 25 declara de Necesidad Nacional, entre otras actividades, a la importación y exportación de electricidad. Y la Ley de Electricidad establece que las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones

internacionales se efectúan de acuerdo a las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo y las disposiciones de la mencionada ley. Además en esta Ley, en el Artículo 26 titulado “Procedimiento de Otorgamiento” se define que la Superintendencia de Electricidad otorga las Licencias para la exportación e importación de electricidad.

La Superintendencia de Electricidad, organismo de jurisdicción nacional, debe supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y a su vez el CNDC debe entregar a la Superintendencia de Electricidad la información técnica, modelos matemáticos, programas de computación y cualquier otra información requerida por la Superintendencia.

## **1.2 El Mercado Spot**

### ***1.2.1 El cálculo de la energía***

Para obtener una mejor comprensión del cálculo de la energía en el Mercado Spot se realiza una breve descripción de las programaciones de la operación que realiza el Comité para los siguientes períodos, con las características que en cada caso se indican:

- a) Programación de mediano plazo. Esta programación se realiza dos veces al año, en los meses de marzo y septiembre, y cubre períodos de 48 meses, que comienzan en mayo y noviembre respectivamente. En esta programación se determina la operación semanal esperada del Sistema Interconectado Nacional en el período indicado.
- b) Programación estacional. Esta programación se efectúa mensualmente y cubre, con detalle semanal, el período estacional en curso. Se define como período estacional a los semestres que comienzan con la primera semana de mayo y noviembre de cada año.
- c) Programación semanal. Es la programación que se realiza semanalmente y cubre, con detalle diario, la semana calendario siguiente.
- d) Programación diaria. Esta programación, también denominada predespacho, se realiza diariamente y cubre con detalle horario las 24 horas del día siguiente.

En forma particular interesa conocer los procedimientos de la Programación diaria, las restricciones del suministro y los intercambios spot con otros países.

Comenzando con la programación diaria o predespacho, el objetivo de esta consiste en programar en forma integrada la operación del Mercado, de forma tal de abastecer la demanda al mínimo costo total, satisfaciendo el nivel de desempeño mínimo preestablecido. Se incluyen en esta programación, los compromisos de importación y exportación resultantes de los intercambios de electricidad acordados y los contratos vigentes con Agentes de países interconectados.

El procedimiento que se aplica en la Programación diaria consiste en que cada día, el Comité realizará el predespacho, basándose en la demanda horaria prevista, capacidad de transporte disponible, restricciones de operación debidas al mantenimiento del nivel de desempeño mínimo requerido del Sistema Eléctrico, las condiciones existentes en las Centrales hidráulicas, y las ofertas presentadas por los Generadores. En caso de días feriados y fines de semana, el último día hábil previo, realizará también el predespacho de dichos días.

El despacho de las Unidades Generadoras que conforman el parque generador, se efectúa considerando la oferta hidráulica de base forzada, la energía hidráulica regulada, con su valor, y la oferta térmica, aplicándose los siguientes criterios técnico-económicos:

- a) Se despacha en primer lugar la oferta hidráulica base forzada. La colocación de la oferta

diaria de energía hidráulica regulada, resultado del modelo semanal, se efectúa de manera de minimizar el costo total diario de generación. En el caso de producirse indiferencia económica para el despacho de dos o más unidades hidráulicas en bloques de punta, estas se despacharán en proporción a las potencias generables por cada una en dichos bloques;

- b) La potencia máxima de una Unidad Generadora térmica se despacha como variable dentro de los tres períodos diarios característicos. El Comité debe contar con previsiones de temperaturas medias para dichos períodos en las regiones dónde se ubican las Centrales térmicas e ingresar como dato al despacho, la potencia máxima prevista en función de la temperatura prevista y de la variación de la capacidad máxima definida para cada Unidad Generadora; y,
- c) Las Unidades Generadoras deben ser despachadas con una reserva regulante no inferior a la reserva prevista en la definición del desempeño mínimo del Sistema Eléctrico, salvo déficit de oferta o requerimientos operativos que fueren a las Unidades Generadoras al máximo generable. En estos casos, el Comité puede decidir operar sin reserva suficiente, informando a los Agentes del Mercado.

El despacho económico determina para cada hora, la asignación óptima de la oferta hidrotérmica, teniendo en cuenta la oferta hidráulica, y las restricciones operativas aguas abajo de las mismas, los precios medios de producción de las Unidades Generadoras térmicas en cada período del día, las restricciones operativas y las pérdidas de la red de transporte y los requerimientos de calidad y seguridad de área determinados por el desempeño mínimo pretendido del sistema.

Como resultado del despacho económico, el Comité obtiene e informa a cada Generador, antes de las 15:00 horas de cada día que corresponda, lo siguiente:

- a) los precios de referencia de sus Unidades Generadoras;
- b) el programa de carga horario a realizar por cada Central y/o Unidad Generadora;
- c) su participación en la reserva rotante, regulación de frecuencia y control de tensión y reactivo;
- d) los programas de restricciones al suministro en caso de surgir déficit para abastecer la totalidad de la demanda; y,
- e) el Costo Marginal Horario de la Energía previsto.

Antes de las 15:00 horas de cada día, el Comité informa a cada Distribuidor y Usuario No Regulado, las restricciones a su consumo de surgir déficit en el despacho para abastecer la totalidad de la demanda prevista.

Los resultados de la operación son informados por el Comité antes de las 18:00 horas de cada día hábil a los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados que realizan transacciones en el Mercado Spot, el cálculo indicativo del resultado operativo del o los días anteriores según corresponda. Dicha información esta constituida por:

- a) Los precios horarios de la energía, calculados en los nodos de conexión del agente.
- b) El cálculo, en cada nodo del agente, de la energía comercializada en el Mercado Spot, discriminada por bloque horario.

De no existir objeciones de los Agentes del Mercado a los cálculos presentados, o cuando aquellas han sido debidamente aclaradas, los valores calculados pasan a formar parte de la base de datos para el cálculo de las transacciones mensuales.

### ***1.2.2 Administración y Remuneración de los Servicios Complementarios***

El Comité (CNDC) es el organismo designado en la administración de los Servicios Complementarios, y diariamente, el Comité determina en el despacho diario los niveles esperados de tensión e intercambio de reactivos para cada uno de los nodos supervisados; se toman en cuenta todos los equipos de compensación con que cuentan los Transmisores. Una vez establecidas las consignas, el Comité acuerda con Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados para cada nodo de conexión los rangos de tensión admisibles y las responsabilidades de los Agentes del Mercado en la regulación de tensión.

La provisión de potencia y energía reactiva es responsabilidad de cada agente del Mercado. Para tal fin se establecen, en cada punto de conexión de cada Distribuidor y Consumidor No Regulado, valores fijos del factor de potencia para horas de punta y resto del día. Siendo obligación de cada Generador aportar con todo el reactivo disponible en sus unidades en servicio.

El factor de potencia horario de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se define como mínimo de 0.95 en horas de punta y 0.90 en el resto del día; y el Comité lleva el control de este factor y cualquier desviación que constituye un incumplimiento. Asimismo, el Comité define el sistema de precios para las transacciones de energía reactiva valorizándola en función de las inversiones evitadas y lo presenta, en períodos de cuatro años, a la Superintendencia para su aprobación. En tanto que los transmisores deben instalar los equipos de compensación reactiva necesarios para mantener los niveles de voltaje del sistema de transmisión dentro de los límites establecidos por el desempeño mínimo.

### ***1.2.3 Reconocimiento de la Potencia Firme***

La potencia firme de una Unidad Generadora es la potencia con que resulta requerida en el despacho económico para cubrir la demanda de punta anual prevista, para una condición de año seco en las Centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad del conjunto de Centrales termoeléctricas.

#### **a) Requerimientos Técnicos**

Al realizar la programación de mediano plazo del período que comienza en mayo, con los modelos de optimización y programación que definen la ubicación óptima de la energía hidráulica, el Comité determina la serie de energía hidráulica total generada para el período mayo-abril inclusive, correspondiente a la serie hidrológica considerada. Calculará la distribución de esta serie y determina la energía que corresponde a la probabilidad de excedencia definida como condición de año seco. Con esta energía determina el despacho de carga para el período indicado, considerando la optimización del abastecimiento del sistema para la condición de oferta hidráulica de año seco. Determina la energía hidráulica disponible en el semestre mayo-octubre en el que se prevé se ubique el pico de demanda de potencia máxima anual, que se denomina energía firme hidráulica del Mercado para el período indicado.

En base a la correspondiente serie que resulta para cada Central hidroeléctrica, el Comité determina la correspondiente energía ofertada en el período mayo-octubre para la condición de año seco y su participación en la energía hidráulica total, de forma tal que la suma de las energías ofertadas de las Centrales hidroeléctricas corresponda a la energía firme hidráulica del Mercado.

**b) Requerimientos Económicos**

El balance de potencia firme se efectuará anualmente en el mes de abril de cada año, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para ese año. No obstante, en el mes de noviembre, una vez que ha transcurrido el período de punta, se recalculan las potencias firmes, sobre la base de la energía demandada y Potencia de Punta reales registradas en el Mercado, y se reliquidan las transacciones correspondientes al período mayo-octubre; las transacciones del período noviembre-abril siguiente, corresponderán a las transferencias reales de potencia firme registradas en el período mayo-octubre anterior.

Al finalizar cada mes, el Comité calcula la remuneración por potencia firme que correspondería a cada Unidad Generadora térmica y cada Central hidráulica, sobre la base del precio de nodo de la Potencia de Punta y del descuento o de la remuneración adicional a que se refiere el artículo 65 del Reglamento de Operación, siguiendo la metodología desarrollada en el Reglamento.

Al finalizar cada mes el Comité calcula la indisponibilidad media de cada Unidad Generadora térmica. Si dicho valor resulta mayor que el porcentaje de indisponibilidad establecido para la determinación de la potencia firme térmica, a la Unidad Generadora le corresponde un descuento en la remuneración de la potencia firme dado por el porcentaje de indisponibilidad media por encima del porcentaje de indisponibilidad establecido.

El monto total correspondiente a los descuentos por indisponibilidad se reparte entre las Unidades Generadoras térmicas que no superaron el porcentaje de indisponibilidad establecido.

De no existir Unidades Generadoras térmicas que no han superado la indisponibilidad objetivo, el monto correspondiente por indisponibilidad se acumula para el mes siguiente, y así sucesivamente.

**c) Obligaciones de los Agentes**

Los contratos de los Generadores establecen compromisos de suministrar energía y potencia a Distribuidores, a Consumidores No Regulados y a otros Generadores a cambio de una remuneración resultante de la aplicación de precios libremente acordados. Un Generador puede comprometer en contratos, la venta de la suma de su potencia firme, de la contratada con otros Generadores y de la que adquiera en el Mercado Spot. Se entiende como potencia firme propia de un Generador a la suma de las potencias firmes de sus Unidades Generadoras, calculadas éstas de acuerdo a lo establecido en el Capítulo VI del Reglamento de Operación.

Los Distribuidores que, conforme a la excepción prevista en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad, son propietarios de instalaciones de generación, no pueden comprometer su potencia firme en el Mercado de Contratos.

Aquellos Distribuidores que, en virtud de lo dispuesto en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad, son propietarios de instalaciones de Generación, pueden incorporar la potencia firme de sus instalaciones de Generación como parte del 80% del total de la energía generada cada hora por el Distribuidor. Solamente se reconocerá incorporada en dicho 80%, la que resulta de multiplicar la fracción que representa la potencia firme de las Unidades Generadoras del Distribuidor, respecto de su Potencia de Punta, por el consumo de energía de cada hora. Si la generación del Distribuidor, supera la energía reconocida, el excedente puede ser vendido en el Mercado Spot; si, por el contrario, la energía generada por el Distribuidor, es inferior a la energía reconocida, debe adquirir el déficit de energía en el Mercado Spot.

### 1.3 Transacciones Comerciales y Legales

El Mercado Eléctrico Mayorista está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra - venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional. Este Mercado se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Spot. En particular, el Mercado de Contratos es el mercado de transacciones de compra - venta de electricidad entre Generadores, entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Consumidores No Regulados y entre Distribuidores y Consumidores No Regulados, contempladas en contratos de suministro.

#### 1.3.1 Contrato de suministro

##### a) Generador

Estos contratos establecen compromisos de suministrar energía y potencia a Distribuidores, a Consumidores No Regulados y a otros Generadores a cambio de una remuneración resultante de la aplicación de precios libremente acordados. Un Generador puede comprometer en contratos, la venta de la suma de su potencia firme, de la contratada con otros Generadores y de la que adquiera en el Mercado Spot. Los contratos de los Generadores deben ser registrados ante la Superintendencia.

Los Distribuidores que, conforme a la excepción prevista en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad<sup>1</sup>, sean propietarios de instalaciones de generación, no pueden comprometer su potencia firme en el Mercado de Contratos.

##### b) Distribuidor

Un Distribuidor debe contratar con los Generadores el abastecimiento de su demanda en uno o más nodos de suministro, respetando las restricciones de la Ley de Electricidad y el Reglamento de Operación. Los contratos de abastecimiento deben ser pactados libremente en cuanto a las cantidades de energía y Potencia de Punta contratadas con cada Generador.

Los Distribuidores deben comprar por medio de contratos, al menos el 80% de la Potencia de Punta bajo su responsabilidad en su zona de Concesión. Una vez cumplida esta obligación, los Distribuidores pueden comprar en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot el remanente de su demanda.

Los contratos que suscriban los Distribuidores en el Mercado de Contratos deben ser informados al Comité por lo menos un mes antes de su entrada en vigencia. En caso de decidirse la resolución de un contrato dentro de su período de vigencia, el Distribuidor debe informar al Comité, con la anticipación que le fuese posible dicha resolución. De afectar el contrato resuelto la obligación de contratar que establece el Reglamento, el Distribuidor, dentro de los siguientes 30 días, debe efectuar un nuevo concurso y adjudicar un contrato que sustituya al resuelto. Hasta la adjudicación del nuevo contrato, el Distribuidor debe comprar su potencia y energía faltante de contratar del Mercado Spot.

Los contratos obligatorios del Distribuidor se suscriben, previo concurso entre los Generadores. El Distribuidor tiene que realizar el llamado a concurso, con una anticipación no inferior a dos meses a la fecha de entrada en vigencia, estableciendo el o los nodos de abastecimiento y el requerimiento de energía y potencia en cada uno de ellos.

---

<sup>1</sup> Este artículo hace referencia a las empresas de Distribución que pueden ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el 15% del total de su demanda.

El Distribuidor adjudica a la oferta y/o combinación de ofertas para la que el costo de abastecer el requerimiento, resulte el más conveniente. Si en el concurso el Distribuidor no recibe ofertas suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, tiene que comprar en el Mercado Spot el remanente de su obligación de compra por contratos.

En caso que el costo del suministro solicitado, evaluado con las ofertas recibidas en el concurso, no le resulte conveniente en relación con lo establecido en el artículo 51 de la Ley de Electricidad, el Distribuidor puede solicitar a la Superintendencia que rebaje el porcentaje mínimo de contratación que establece el artículo 31 de la Ley de Electricidad. La duración de los contratos obligatorios del Distribuidor es como mínimo de tres años.

### **c) Consumidor No Regulado**

Un Consumidor No Regulado puede contratar el abastecimiento de toda o parte de su demanda, en cada uno de sus nodos, mediante Contratos de abastecimiento con Generadores o Distribuidores; estos contratos pueden ser pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y Potencia de Punta.

#### **1.3.2 Transacciones**

##### *1.3.2.1 Compras de Energía por Distribuidores y Consumidores No Regulados en el Mercado Spot*

A cada hora el Distribuidor y el Consumidor No Regulado pueden comprar en el Mercado Spot, en cada uno de sus nodos, la energía demandada por encima de la energía total abastecida por contratos, al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario en el nodo.

##### *1.3.2.2 Compras de Potencia de Punta por un Distribuidor y Consumidores No Regulados en el Mercado Spot*

Cada mes el Distribuidor y el Consumidor No Regulado deben comprar en el Mercado Spot en cada uno de sus nodos la parte de su potencia de punta no abastecida por contratos.

La potencia firme adquirida por Distribuidores y Consumidores No Regulados en el Mercado Spot se repartirá entre todos los Generadores en proporción a la potencia firme excedentaria de cada uno, después de descontada la potencia comprometida en contratos. En este caso, el precio a pagar por dichos Agentes del Mercado incluirá, en los nodos que corresponda, el respectivo peaje por transmisión; para la remuneración de este peaje al Transportista se considerará que la proporción de potencia firme suministrada en el Mercado Spot a Distribuidores y Consumidores No Regulados es retirada por cada Generador en dichos nodos en la proporción indicada.

##### *1.3.2.3 Compras de Energía por Generadores en el Mercado Spot*

Un Generador con contratos de suministro, es considerado comprador en el Mercado Spot de la energía comprometida en cada nodo, al Costo Marginal de Energía Horario en dicho nodo. El Comité calcula cada hora, la energía abastecida por el Generador en cada nodo, sobre la base de lo especificado en el respectivo contrato.

##### *1.3.2.4 Balance de las Transacciones Comerciales*

El Comité tiene la función de registrar todas las transacciones efectuadas por cada Agente en el Mercado Spot, identificando para cada una de ellas, si el Agente del Mercado resulta comprador o vendedor, para cada uno de los productos y servicios a los cuales el Reglamento

les asigna un valor.

Mensualmente, el Comité efectuará para cada Agente del Mercado un balance de sus compras y sus ventas, restándole al monto total de los créditos obtenidos por el total de las ventas efectuadas, el monto total de los débitos por todas las compras efectuadas. Si el resultado obtenido es de signo positivo, el agente, en dicho mes, resultó vendedor, caso contrario resultó comprador. En cada caso, el monto acreedor o el monto deudor de cada Agente del Mercado en un mes, será igual al valor absoluto de la resta mencionada. El Comité calculará mensualmente el factor de participación de cada Agente del Mercado vendedor como su monto acreedor dividido por el monto total de las ventas realizadas, en dicho mes, en el Mercado Spot.

Cada Agente del Mercado comprador es deudor de cada uno de los Agentes vendedores, por montos que surgen de multiplicar su monto deudor por los respectivos factores de participación de cada Agente del Mercado vendedor.

El monto de las transacciones de los Agentes del Mercado se calcula como se detalla a continuación:

- a) Las transacciones de Generadores se calcula valorizando la totalidad de la energía y potencia firme vendida en contratos y en condiciones spot en el mes, con los precios básicos de energía y Potencia de Punta vigentes, respectivamente.
- b) Las transacciones de Transmisores son iguales a la suma del ingreso tarifario y de los peajes percibidos en el respectivo mes;
- c) La transacciones de los Distribuidores y Usuarios No Regulados se calculan valorizando la totalidad de la energía y Potencia de Punta facturable en el mes con los Precios Básicos de Energía y Potencia de Punta vigentes, respectivamente.

#### **1.4 Servicios Auxiliares o Complementarios**

La provisión de potencia y energía reactiva es responsabilidad de cada agente del Mercado. Para tal fin se establecen, en cada punto de conexión de cada Distribuidor y Consumidor No Regulado, valores fijos del factor de potencia para horas de punta y resto del día. Siendo obligación de cada Generador aportar con todo el reactivo disponible en sus unidades en servicio.

Diariamente, el Comité determina en el despacho diario los niveles esperados de tensión e intercambio de reactivos para cada uno de los nodos supervisados; se deben tomar en cuenta todos los equipos de compensación con que cuenten los Transmisores. Una vez establecidas las consignas, el Comité tiene que acordar con Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados para cada nodo de conexión los rangos de tensión admisibles y las responsabilidades de los Agentes del Mercado en la regulación de tensión.

El factor de potencia horario de los Distribuidores y Consumidores No Regulados debe ser como mínimo de 0.95 en horas de punta y 0.90 en el resto del día; el Comité debe llevar el control de este factor y cualquier desviación se constituirá un incumplimiento. Asimismo, el Comité será el que defina el sistema de precios para las transacciones de energía reactiva valorizándola en función de las inversiones evitadas y lo presentará, en períodos de cuatro años, a la Superintendencia para su aprobación.

Los transmisores deben instalar los equipos de compensación reactiva necesarios para mantener los niveles de voltaje del sistema de transmisión dentro de los límites establecidos por el desempeño mínimo.

## **1.5 Garantías requeridas y procedimientos de desconexión o deshabilitación del usuario**

La Superintendencia de Electricidad impone sanciones a los titulares y/o terceros por la comisión de infracciones a las disposiciones de la Ley N° 1600/1994 (Ley del Sistema de Regulación Sectorial), a la Ley N° 1604/1994 y a sus reglamentos. Además de la posibilidad de dictar la caducidad de las Concesiones o la revocatoria de las Licencias y la intervención previstas en la ley, las infracciones cometidas por los Titulares serán sancionadas con multas de acuerdo a la gravedad de la falla, en sujeción a lo previsto en los reglamentos y en los respectivos contratos.

Para las infracciones cometidas por terceros que no sean titulares, se prevé sanciones a ser aplicadas por la Superintendencia de Electricidad con multas equivalentes al monto de 500 a 100.000 kWh, multiplicado por la tarifa promedio de venta del lugar que corresponde al último trimestre anterior a la infracción de acuerdo a su gravedad y en sujeción a lo previsto en los reglamentos y sin perjuicio de resarcir los daños ocasionados.

En el caso de los consumidores finales, la falta de pago de dos facturas mensuales dará derecho al Titular a proceder al corte del servicio, sin necesidad de trámite o procedimiento previo alguno. Y para el caso de incumplimiento de pago entre Empresas Eléctricas, se aplicarán las estipulaciones contractuales respectivas.

Las deudas resultantes de la compra y venta de electricidad en bloque de la utilización de las instalaciones de las empresas de transmisión y de Distribución, y del suministro a consumidores Regulados o No Regulados, constituyen obligaciones líquidas y exigibles en cuyo caso, la factura impaga tendrá la calidad de título hábil y constancia de deuda para iniciar acción ejecutiva después de transcurrido treinta (30) días de su notificación con la factura. Durante este período los afectados podrán presentar reclamo por error, en cuyo caso y de no haber acuerdo entre las partes la divergencia se someterá a resolución de la Superintendencia de Electricidad, sin lugar a recurso posterior alguno. El Titular podrá demandar el pago de intereses por mora que legalmente corresponde.

Para los consumidores que pertenecen a una empresa de Distribución es exigible un depósito de garantía, considerado para cada categoría de consumidor, que se calcula como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría, para su aplicación deberá ser aprobado por la Superintendencia. Todo nuevo consumidor cancela el depósito de garantía el cual le será devuelto, cuando decida prescindir del servicio, al valor vigente en la fecha de desconexión, previo descuento de sus deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado.

## **1.6 Métodos de solución de disputas**

### ***1.6.1 Reclamo de un Consumidor al Distribuidor***

El reclamo por parte de un Consumidor, por cualquier deficiencia en la prestación del servicio, en cualquiera de sus aspectos, debe ser recibida y registrada por el Distribuidor, haciendo constar el número correlativo, el nombre del Consumidor, la fecha y hora de recepción y el motivo de la misma, mediante un sistema informático auditable que permita efectuar su seguimiento hasta su resolución y respuesta al Consumidor.

Para este propósito, el Distribuidor debe brindar a sus Consumidores un servicio comercial eficiente y deberá atender los reclamos por interrupción en el suministro de electricidad las 24 horas del día.

### **1.6.2 Determinación de la responsabilidad en la Transmisión**

La Unidad Operativa del Comité establece la responsabilidad de los distintos Agentes del Mercado en cada Desconexión en base a los informes de los Agentes del Mercado involucrados y los registros de la propia Unidad Operativa del Mercado involucrados con la determinación de responsabilidad establecida por la Unidad Operativa del Comité, el Agente del Mercado afectado podrá efectuar una representación ante la Unidad Operativa, dentro de los cinco (5) días hábiles posteriores a la recepción del informe de la Unidad Operativa. En caso de persistir el desacuerdo, la Superintendencia define la responsabilidad de los Agentes del Mercado involucrados en base a toda la información disponible y cualquier otra adicional o complementaria que solicite.

Los Agentes del Mercado involucrados pueden efectuar representaciones ante la Superintendencia de Electricidad, dentro de los diez (10) días hábiles de recibida la notificación. Vencido ese plazo, las notificaciones se entienden por aceptadas. En este caso, la Superintendencia emite instrucciones para la aplicación de las reducciones en las remuneraciones dentro de los quince (15) días hábiles de vencido el plazo de representación de su notificación, las que tendrán carácter de inapelables. En caso de resolución condenatoria, el Transmisor luego de hacer efectiva las reducciones en la remuneración, puede interponer los recursos legales pertinentes.

## **1.7 El Transporte Nacional**

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) se denomina al Sistema Eléctrico Interconectado que a la fecha de promulgación de la Ley Eléctrica abastece de electricidad en los departamentos de la Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca y Potosí los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste. Además, se define como Sistema Troncal de Interconexión (STI) a la parte del Sistema Interconectado Nacional, que comprende las líneas de alta tensión, incluidas las correspondientes subestaciones. A la fecha de promulgación de la ley este sistema comprendió las líneas y subestaciones de Guaracachi, Valle hermoso, Vinto y el Kenko; Vinto, Potosí y Sucre; y Valle Hermoso; Catavi. La Superintendencia de Electricidad puede, mediante resolución, redefinir las instalaciones que conforman el Sistema Troncal de Interconexión.

La red de transporte en alta tensión que conforma el Sistema Troncal de Interconexión (STI) está compuesta por líneas en 230 kV, 115 kV y 69 kV. Siendo la longitud de las líneas del sistema de transporte STI de unos 1500 km, correspondiéndole aproximadamente a la red de 230 kV el 36%, a la de 115 kV el 58% y a la de 69 kV el 6%.

La Ley Eléctrica establece la necesidad de otorgar una Licencia para que el Transmisor pueda operar, tanto para la transmisión como para la transmisión asociada a la producción.

El otorgamiento de las Licencias tiene en cuenta que:

- a) no son con carácter de exclusividad;
- b) la Licencia define las instalaciones afectadas a la actividad de Transmisión;
- c) están obligadas al acceso abierto; y
- d) las nuevas instalaciones requeridas por el Titular, se otorgaran como ampliaciones de la Licencia.

### ***1.7.1 Sistema remuneratorio del Sistema Troncal de Interconexión (STI)***

La remuneración del Sistema Troncal de Interconexión (STI) se establece mensualmente por el Comité de la siguiente manera:

- a) Se calcula el ingreso tarifario como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta respectivamente, en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Como inyección de Potencia de Punta en los nodos se considera la que resulta de despachar la potencia firme de las Centrales generadoras. Esta valorización se efectúa utilizando los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía y Potencia utilizados por el Comité para determinar las transacciones entre los Agentes en el Mercado Spot.
- b) Si existiesen dos o más propietarios u operadores del Sistema Troncal de Interconexión, se debe determinar el ingreso tarifario de cada uno de ellos; para determinar el ingreso tarifario de energía deberán establecerse equipos de medida que permitan registrar las transferencias horarias de energía en los puntos de interconexión, las cuales se imputarán como inyecciones o retiros de las porciones del Sistema Troncal de Interconexión pertenecientes a cada uno. Para el caso de los ingresos tarifarios de potencia, el Comité separa el correspondiente a cada propietario u operador mediante la realización de flujos de potencia en cada una de las porciones del Sistema Troncal de Interconexión controladas por cada uno de ellos, e imputando las transferencias de potencia en los puntos de conexión como inyecciones o retiros de Potencia de Punta según corresponda.
- c) Para cada tramo del Sistema Troncal de Interconexión cuyo uso es atribuible a los generadores, se calcula el peaje a ser abonado por cada Generador, multiplicando el peaje del tramo por la fracción de la potencia firme de ese Generador respecto a la sumatoria de potencias firmes de los Generadores a los cuales se les atribuye el uso de dicho tramo.
- d) Si existiesen dos o más propietarios u operadores del Sistema Troncal de Interconexión, el Comité calculará separadamente el peaje de cada Generador a ser pagado a cada uno de los propietarios u operadores, sobre la base del peaje correspondiente a cada uno de los tramos del Sistema Troncal de Interconexión pertenecientes a cada uno de dichos propietarios u operadores. Si en un mismo tramo existiesen instalaciones en paralelo pertenecientes a distintos propietarios u operadores, el peaje se dividirá entre ellos en proporción a su capacidad de transporte.
- e) Para cada tramo del Sistema Troncal de Interconexión cuyo uso es atribuible a los consumos, se calcula el peaje total a ser abonado por cada uno de los Generadores multiplicando la potencia retirada por cada Generador, en el nodo correspondiente, por el peaje para ese nodo. La potencia retirada incluye tanto la correspondiente a Contratos como la suministrada en el Mercado Spot.
- f) Si existiesen dos o más propietarios u operadores del Sistema Troncal de Interconexión, el Comité calcula separadamente el peaje a ser pagado a cada uno de los propietarios u operadores, sobre la base del peaje correspondiente a cada uno de los tramos del Sistema Troncal de Interconexión pertenecientes a cada uno de dichos propietarios u operadores. Si en un mismo tramo existiesen instalaciones en paralelo pertenecientes a distintos propietarios u operadores, el peaje se divide entre ellos en proporción a la capacidad de transporte.

### *1.7.1.1 El costo anual de la Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión*

Este costo se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

- a) El costo anual de inversión, será igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y será calculado multiplicando el indicado valor de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley de Electricidad (10% anual) y una vida útil de 30 años.
- b) Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán como máximo al 2% de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas.

## **1.7.2 Los cargos de transmisión**

### *1.7.2.1 Remuneración máxima por el Uso de la Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión*

La remuneración máxima que los Generadores conectados al Sistema Troncal de Interconexión abonarán por el uso de las correspondientes instalaciones de transmisión, se compone de un ingreso tarifario y de un peaje por transmisión.

- c) El ingreso tarifario se calculará como la diferencia entre los retiros valorizados de energía y Potencia de Punta y las inyecciones valorizadas de energía y Potencia de Punta respectivamente, en los diferentes nodos del Sistema Troncal de Interconexión. Como inyección de Potencia de Punta en los nodos de Generadores se considerará la que resulte de despachar la potencia firme de las Centrales generadoras. Esta valorización se efectuará utilizando los costos marginales de corto plazo de energía y potencia utilizados por el Comité para determinar las transacciones entre los agentes en el Mercado Spot.
- d) Para los efectos de determinar el peaje a que se refiere el inciso b), la valorización se efectúa utilizando los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía y Potencia Esperados, determinados por el Comité en la programación de mediano plazo a que se refiere el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico de la Ley de Electricidad.
- e) El peaje por transmisión, es la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. Este peaje es pagado en mensualidades por cada Generador en proporción a su respectivo nivel de uso del Sistema Troncal de Interconexión.

### *1.7.2.2 Identificación y Pago del Uso Atribuible a los Generadores*

La identificación del uso atribuible a los Generadores se efectúa de acuerdo con el área de influencia de cada Central. Esta área de influencia comprende el conjunto de instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión cuyo flujo de energía se incrementa cuando un aumento de la energía aportada por dicha Central, es compensado por un decremento de los aportes de la Central marginal ubicada en el nodo de referencia de aplicación del Precio Básico de Energía.

El pago del peaje correspondiente al uso atribuible a los Generadores, permite al propietario de la central comercializar su energía, en cada uno de los nodos comprendidos en el área de influencia y en cada uno de aquellos nodos desde los que existe un flujo predominante de energía medido anualmente hacia los nodos comprendidos en el área de influencia.

El peaje total en cada uno de los tramos que conforman el área de influencia de una Central, será pagado por todas las Centrales que tienen ese tramo como área de influencia común, en proporción a la potencia firme conectada por cada central al sistema eléctrico.

### *1.7.2.3 Identificación y Pago del Uso Atribuible a los Consumidores*

La identificación del uso atribuible a los consumos, se realiza de acuerdo con el área de influencia del consumo conectado a un determinado nodo. Esta área de influencia comprende el conjunto de instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión, cuyo flujo de energía se incrementa cuando un aumento del consumo de energía en dicho nodo es compensado por un incremento de la energía producida por la Central marginal ubicada en el nodo de referencia de aplicación del Precio Básico de Energía.

El peaje total en cada uno de los tramos que conforman un área de influencia de consumo, se expresa por kilovatio de Potencia de Punta anual suministrada en los nodos, para cuyo abastecimiento se requiere el tránsito de potencia por el respectivo tramo, dando origen al peaje unitario de cada tramo, que será pagado por todos los Generadores que extraen energía para el suministro a consumidores en dichos nodos.

Para cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión, ubicado en un área de influencia de consumo, se calcula el peaje unitario total, correspondiente a la suma de los peajes unitarios de los tramos que conforman su área de influencia; el peaje unitario total de cada nodo será incluido en el Precio de Nodo de Potencia de Punta correspondiente.

- a) El peaje por transmisión, es la diferencia entre el costo anual de transmisión y el ingreso tarifario anual. Este peaje será pagado en mensualidades por cada Generador en proporción a su respectivo nivel de uso del Sistema Troncal de Interconexión.

### *1.7.2.4 Cálculo y Aprobación de los Peajes*

Sobre la base del valor de los costos anuales de transmisión del Reglamento de Precios y Tarifas, del ingreso tarifario esperado para el semestre siguiente, de la potencia firme conectada y de la demanda en los nodos, el Comité calculará los peajes por uso atribuible a los Generadores y a los consumos y los presentará para aprobación de la Superintendencia, junto con su fórmula de indexación, la cual se estructurará ponderando las fórmulas de indexación de los costos de inversión y de los costos de operación mantenimiento y administración a que se refiere el artículo anterior, de acuerdo con el porcentaje que representen cada uno de estos costos en el costo anual de Transmisión.

La aprobación de los peajes por la Superintendencia se efectuará mediante Resolución y se someterá a las mismas normas establecidas para la aprobación de los precios de nodo y entrará en vigencia en la misma oportunidad que éstos.

### **1.7.3 Derechos y obligaciones del transmisor**

#### *1.7.3.1 Obligaciones*

- Brindar libre acceso no discriminatorio a la capacidad de transporte disponible, a todo Agente del Mercado que la solicite.
- Procesar en tiempo y forma las solicitudes de acceso a la capacidad existente y las solicitudes de ampliaciones.
- Cumplir la prohibición de comprar electricidad para la venta a terceros.
- Informar semestralmente a los Agentes del Mercado sobre la evolución previsible de la demanda de capacidad de transporte y de la oferta de este servicio para los siguientes cuatro años.

#### *1.7.3.2 Derechos*

- Recibir en tiempo y forma, de parte de los usuarios los pagos correspondientes al servicio de transmisión, deducidos los descuentos y penalidades por indisponibilidad, determinados de acuerdo con lo establecido en los Reglamentos de Calidad y de Infracciones y Sanciones de la Ley de Electricidad;
- Proponer al Comité la expansión de sus instalaciones, que considere necesarias para la óptima operación del sistema de Transmisión.

### **1.7.4 Sistema de ampliaciones**

Las instalaciones para la expansión del Sistema Troncal de Interconexión o para el incremento de su capacidad de transporte, que la empresa propietaria de este sistema considere necesarias para la óptima operación del transporte, sólo podrán ejecutarse previo informe del Comité y aprobación de la Superintendencia mediante Resolución.

Las instalaciones de expansión del Sistema Troncal de Interconexión o de incremento de su capacidad de transporte, que sean ejecutadas por cuenta de otros agentes del Mercado, serán de exclusiva responsabilidad de ellos, en cuanto a su inversión y mantenimiento, y deberán tomar en cuenta las respectivas limitaciones a que hace mención el artículo 15 de la Ley de Electricidad. Si la evolución del Sistema así lo justifica, la Superintendencia, previo informe del Comité, determinará la fecha, y el valor con que dichas instalaciones pasen a formar parte del correspondiente Sistema Económicamente Adaptado, a partir de cuyo momento serán remuneradas de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo III Reglamento de Precios y Tarifas.

### **1.7.5 La planificación del sector**

En el artículo 11 de la Ley de Electricidad, define que “La Secretaría, a través del ministerio, propondrá normas reglamentarias de carácter general, para su aprobación por el Poder Ejecutivo y que serán aplicadas por la Superintendencia de Electricidad. La Secretaría elaborará el Plan Referencial para el Sistema Interconectado Nacional y los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados.”

Formando parte del proceso de planificación del sector, los Transmisores tienen el derecho específico de proponer al Comité la expansión de sus instalaciones, que considere necesarias

para la óptima operación del sistema de Transmisión.

### ***1.7.6 Procedimientos de acceso a la capacidad instalada***

Los generadores tienen la obligación de suscribir un contrato de conexión con el Transmisor, que estipulará que el uso de las instalaciones de transporte por el Generador se sujetará a los precios regulados de transmisión y a la determinación de los cargos que por tal concepto efectuará el Comité en conformidad con las disposiciones del Reglamento de Operación.

Para los Transmisores es obligatorio brindar el libre acceso no discriminatorio a la capacidad de transporte disponible, a todo Agente del Mercado que la solicite.

Los Distribuidores están obligados a brindar el libre acceso y no discriminatorio a otros Agentes del Mercado que requieran del uso de sus redes para conectarse entre sí o con el Mercado.

### ***1.7.7 Penalidades y premios asociados a la confiabilidad y calidad***

Anualmente el Comité presenta la Superintendencia una evaluación del comportamiento del Sistema de Transmisión atribuible tanto a Transmisores como a Usuarios del Sistema de Transmisión y la contabilización de los montos acumulados del período por reducción de las remuneraciones a los Transmisores. La Superintendencia, en los casos que corresponda emite anualmente notificaciones por incumplimiento de la calidad del servicio de Transmisión y procederá a la aplicación de reducciones en las remuneraciones a los Transmisores.

## **1.8 La Importación – Exportación**

### ***1.8.1 Marco Jurídico***

Como se ha señalado en este documento, la Constitución Política del Estado en su artículo 25, considera entre otras actividades a la de exportación e importación de energía eléctrica como una actividad de Necesidad Nacional.

También la Ley de Electricidad en el artículo 9 expresa “las exportaciones e importaciones de electricidad y las interconexiones internacionales se efectuarán de acuerdo a las políticas establecidas por el Poder Ejecutivo y las disposiciones de la presente ley.”

Actualmente está en elaboración un Reglamento de importación y exportación.

La Ley de Electricidad en el artículo 26, el punto 1 inciso c, prevé que los generadores de otros países podrán participar como Agentes del Mercado siempre que cuenten con una Licencia para la exportación e importación de electricidad otorgada por la Superintendencia de Electricidad. Por el lado de la exportación, los consumidores de otros países, que tengan características definidas para los Consumidores No Regulados, podrán participar como Agentes del Mercado siempre que cuenten con una Licencia de exportación de electricidad otorgada por la Superintendencia de Electricidad. Asimismo, los intercambios spot que surjan con otros Agentes de países interconectados, de acuerdo a las oportunidades que se presenten y los convenios en las interconexiones internacionales.

Cuando un generador de otro país obtiene una Licencia para la exportación o importación de electricidad otorgada por la Superintendencia de Electricidad, se le reconoce a dicho generador el derecho a ejercer las actividades de Generación y de Transmisión. Siendo reconocido como un Agente del Mercado.

Al ser un Agente del Mercado, el generador de otro país queda sujeto a las leyes y disposiciones reglamentarias que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.

### ***1.8.2 Procedimientos de Despacho***

Los Generadores de otros países pueden participar como Agentes del Mercado siempre que cuenten con una licencia de importador de electricidad otorgada por la Superintendencia. La operación de este Agente dentro del Mercado equivale a la de un Generador.

Los consumidores de otros países, que tienen las características definidas para los Consumidores No Regulados, podrán participar como Agentes del Mercado siempre que cuenten con una licencia de exportador de electricidad otorgada por la Superintendencia. La operación de este Agente dentro del Mercado equivale a la de un Consumidor No Regulado.

Para la habilitación como agente, es necesaria la adhesión explícita al sistema de derechos y obligaciones contenido en el presente reglamento.

El Comité coordina los intercambios spot que surgen con Agentes de países interconectados, de acuerdo a las oportunidades que se presentan y los convenios en las interconexiones internacionales. Para ello, los Agentes de los países interconectados le deben enviar dentro de los plazos establecidos para la programación semanal y despacho diario las ofertas spot de importación o las solicitudes spot de exportación.

## 2. Situación Institucional del Sector Eléctrico

### EMPRESAS DE GENERACIÓN - AÑO 1998

EMPRESA	UBICACION	TIPO DE UNIDAD	POT. INST. MW	PART. %
COBEE	La Paz	Hidro	170.0	21.3
		Termo-Gas	30.0	3.6
CORANI S.A.	Cochabamba	Hidro	126.0	15
GUARACACHI S.A.	Santa Cruz	Termo-Gas	251.0	29.9
		Termo-Gas-DO	22.0	2.6
VALLE HERMOSO S.A.	Cochabamba	Termo-Gas	231.0	27.5
<b>TOTAL</b>			<b>839.0</b>	<b>100</b>

### PRINCIPALES EMPRESAS DE DISTRIBUCION Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

EMPRESA	UBICACION	1997		1998	
		DEMANDA MW	PART.	DEMANDA MW	PART.
ELECTROPAZ	La Paz	194	35%	213	31%
CRE	Santa Cruz	172	31%	208	31%
ELFEC	Cochabamba	94	17%	136	20%
CESSA	Sucre	20	4%	23	3%
SEPSA	Potosí	15	3%	20	3%
ELFEO	Oruro	35	6%	49	7%
INTI RAYMI	Oruro	22	4%	22	3%
EMP. MIN. VINTO	Oruro	4	1%	6	1%
OTROS	-----	4	1%	4	1%
<b>TOTAL</b>		<b>560</b>	<b>100%</b>	<b>681</b>	<b>100%</b>

### 2.1 Limitaciones a la integración vertical de capitales

La Ley de Electricidad define las limitaciones a la integración vertical de las Empresas Eléctricas en el Sistema Interconectado Nacional, debiendo estar desagregadas en empresas de Generación, Transmisión y Distribución y dedicadas a una sola de estas actividades. La participación en la propiedad de las mismas está sujeta a las siguientes limitaciones:

- Las empresas de Generación o Distribución, sus Empresas Vinculadas y Accionistas o Socios Vinculados no puede ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Transmisión, ni ejercer el control de la administración de la misma. Del mismo modo las empresas de Transmisión sus Empresas

Vinculadas y Accionistas o Socios Vinculados no pueden ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Generación o de distribución, ni ejercer el control de la administración de las mismas.

- b) Las empresas de Generación, sus Empresas Vinculadas y sus Accionistas o Socios Vinculados no pueden ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Distribución, ni ejercer el control de la administración de la misma. Del mismo modo, las empresas de Distribución, sus Empresas Vinculadas y sus Acciones o Socios Vinculados no pueden ser titulares del derecho propietario en ningún porcentaje del capital social de cualquier empresa de Generación, ni ejercer el control de la administración de la misma.
- c) Las empresas de Generación, cualesquiera de sus Accionistas o Socios Vinculados o Empresas Vinculadas, directa o indirectamente, no pueden ser titulares de derecho propietario equivalente de más del treinta y cinco por ciento (35%) de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional, en forma individual o conjunta. Queda excluida de esta limitación aquella capacidad instalada destinada a la exportación. La Superintendencia de Electricidad podrá autorizar que este limite sea excedido temporalmente cuando por la magnitud de nuevos proyectos, la participación de alguna empresa de Generación alcance un valor superior al establecido.
- d) Excepcionalmente y las empresas de Distribución pueden ser propietarias directas de instalaciones de Generación, que utilice y aproveche recursos naturales renovables, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) del total de su demanda máxima.

### 3. LA OPERACIÓN

#### 3.1 Operación en Tiempo Real

##### 3.1.1 *Atribuciones y Responsabilidades*

- a) La supervisión, control y coordinación de la operación de las instalaciones del SIN está a cargo del Centro de Despacho de Carga (CDC) el cual depende de la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga.
- b) La operación en tiempo real se efectuará en base a la programación de la operación diaria o Predespacho, que considera 24 estados horarios de carga y define la reserva rotante para cada hora.
- c) Constituye una obligación de todos los Agentes del Mercado acatar las instrucciones del CDC en la operación en tiempo real, excepto cuando a criterio del Agente, la instrucción del CDC implique daño físico a su personal o a sus instalaciones.
- d) Todos los Agentes del Mercado deben suministrar oportunamente al CDC la información específica que les sea requerida, para efectuar el control y supervisión de la operación, principalmente aquella información que no sea registrada por el sistema SCADA. En caso de no disponer la información del Agente, el CDC adoptará la información disponible.
- e) El CDC debe suministrar oportunamente a los Agentes toda información que le sea solicitada relativa a la operación del Sistema.

##### 3.1.2 *Personal Responsable*

Con el objeto de realizar una adecuada coordinación de la operación en tiempo real entre el CDC y los Agentes del Mercado, se asigna el siguiente personal mínimo:

- a) El Centro de Despacho de Carga:
  - i) A nivel operativo:
    - Un Técnico Operador por turno
    - Un Ingeniero Supervisor por turno
  - ii) A nivel de coordinación:
    - El Jefe del CDC
- b) Los Agentes del Mercado:
  - i) A nivel operativo:
    - Un Técnico Operador por turno
    - Un Ingeniero responsable de la operación de las instalaciones de cada Agente.
  - ii) A nivel de coordinación:
    - Un Ingeniero Coordinador expresamente designado por cada empresa.

## 3.2 Procedimiento de Operación en Condiciones Normales

### 3.2.1 Procedimiento General

- a) La operación y coordinación de la operación normal es realizada por el Técnico Operador el que, mediante teléfono directo, estará en permanente comunicación con los Técnicos Operadores de los Agentes del Mercado.
- b) Los operadores del CDC emiten instrucciones en base a las previsiones del Predespacho y ajustando la operación a los cambios que se registren respecto a lo programado por variaciones en la demanda, temperatura, disponibilidad de equipos, potencia disponible, compromisos de potencia de reserva rotante, etc.
- c) Las instrucciones de los Operadores del CDC deben ser acatadas por los Operadores de los Agentes, aún en el caso en que se alejen significativamente de la programación; los ingenieros responsables de la operación de las instalaciones de los Agentes pueden solicitar al ingeniero supervisor del CDC información complementaria sobre los cambios registrados y los ajustes realizados por el CDC.
- d) Los responsables del intercambio de información operativa en tiempo real entre los Agentes y el CDC son los Técnicos Operadores y los Ingenieros encargados de la operación.

### 3.2.2 Operación de Unidades Generadoras

- a) Toda unidad generadora que haya sido considerada en el cálculo de la potencia firme del Sistema, es considerada unidad disponible en todo momento, excepto en los períodos de mantenimiento programado y de indisponibilidad forzada.
- b) La indisponibilidad de unidades generadoras por cualquier causa que no sea mantenimiento programado, es considerada como indisponibilidad forzada. Entre estas causas se pueden considerar las siguientes sin que esto signifique la exclusión de otras contempladas en la Norma de Coordinación de Mantenimientos de Plantas e Instalaciones de Transmisión.
  - Desconexión automática o parada manual de emergencia.
  - Falla en el arranque
  - Retraso en la entrada en servicio luego de una instrucción, el tiempo que exceda a 15 minutos ó a los plazos de arranque informados por los Agentes.
  - Extensión de su mantenimiento programado que afecte las condiciones de desempeño mínimo.
  - Ingreso de unidades diferentes a las convocadas, excepto el caso de unidades con características técnicas similares y previa coordinación con el CDC
  - Ingreso o retiro de servicio de unidades sin instrucción del CDC.
  - Operación con potencia limitada, que se traducirá en horas equivalentes de desconexión forzada. Esto se aplica también a un retraso en la toma de carga luego de recibida la instrucción del CDC, en tiempos que excedan a los informados por los agentes.

- c) La indisponibilidad de unidades termoeléctricas serán computadas por el CDC, en base a registros del CDC e información de los generadores sobre la hora de desconexión, disponibilidad y puesta en servicio, y según corresponda, de la potencia limitada.
- d) En condiciones normales, de acuerdo al Predespacho y a las condiciones reales de suministro, el CDC instruye al generador que corresponda, la entrada en operación de unidades con una anticipación de 15 minutos a su sincronización al sistema.
- e) En condiciones de emergencia, la sincronización de las unidades instruidas debe efectuarse a la mayor brevedad, en función a las condiciones de los parámetros eléctricos existentes y las características de la planta.
- f) Una vez sincronizada la unidad, ésta toma carga en función a sus características propias y a las necesidades del sistema, en coordinación con el Operador del CDC. En el caso de una instrucción de parada, ésta se realizará en el tiempo necesario, de acuerdo a las características informadas de la unidad generadora.
- g) La regulación primaria de frecuencia es efectuada en forma automática por los gobernadores, por lo que las unidades en operación deben estar continuamente en control de velocidad. La reserva rotante debe ser activable en todo momento.
- h) La regulación secundaria de frecuencia (control de frecuencia), es efectuada manualmente en las unidades de centrales hidroeléctricas con embalse; cuando ello no es posible por razones técnicas, la regulación se realizará en las unidades térmicas. Toda variación de carga debe ser corregida en modo de reponer los márgenes de reserva rotante, en un tiempo no mayor a 15 minutos.
- i) Los niveles de carga de las unidades térmicas serán continuamente ajustados a sus valores óptimos (potencia efectiva menos margen de potencia de reserva de acuerdo al período del día) en función de la temperatura.
- j) El CDC puede solicitar en cualquier momento el uso de la potencia de reserva rotante llevando su unidad a carga base, tanto para cubrir la demanda como para verificar el cumplimiento del mantenimiento de la reserva; para este segundo objetivo, las pruebas no podrán ser efectuadas en las horas de punta.
- k) No se computan como indisponibilidades atribuibles a un generador las originadas en fallas de equipos e instalaciones de otros Agentes del Mercado, las originadas en instalaciones o acciones de terceros y en los casos de fuerza mayor o caso fortuito. En los programas de mantenimiento, los Agentes deben informar la disponibilidad de sus instalaciones luego de concluir los trabajos; si fuera necesario tiempo adicional, deben solicitarlo oportunamente
- l) Cuando los trabajos de mantenimiento concluye antes de la hora estimada, el CDC considera su reincorporación al Sistema en función a las necesidades del mismo.
- m) El aprovechamiento de los aportes extraordinarios de energía hidroeléctrica de COBEE y Planta Santa Isabel no previstos en la información para el Predespacho tienen el siguiente tratamiento:
  - En caso de preverse excedentes de energía por tiempos inferiores a tres horas, se puede postergar el arranque o adelantar la parada de unidades termoeléctricas. Para las unidades de este tipo que se queden forzadas en línea, se debe disminuir su generación hasta su límite técnico. En caso de que todas las unidades térmicas en línea resulten forzadas, no son consideradas como unidades marginales a efectos de dar precio.

- De presentarse excedentes de energía solamente en COBEE, primeramente se deberá disminuir la generación de Corani y Santa Isabel hasta el mínimo técnico de sus unidades conectadas (sin retirarlas de servicio) y luego en las unidades térmicas sin incrementar el costo marginal horario previo.
  - En caso de presentarse excedentes tanto en COBEE como en Santa Isabel simultáneamente, la potencia desplazada debe repartirse entre las unidades de Corani y las unidades térmicas en proporción a la disponibilidad de potencia en Santa Isabel y Zongo respectivamente.
- n) De preverse excedentes de energía hidroeléctrica por periodos de tres o más horas, su aprovechamiento será solicitado como Redespacho vía fax al CDC a cuyo efecto el generador debe informar la potencia excedente y el tiempo estimado de disponibilidad. En esta situación el CDC puede instruir la salida de unidades termoeléctricas, contemplando las condiciones de desempeño mínimo.
- o) La solicitud de ingreso de unidades para efectuar mediciones o ensayos estará sujeta al siguiente tratamiento:
- La carga asignada a cada planta de la empresa solicitante, deberá ser repartida entre sus unidades despachadas incluyendo la unidad en ensayo, o con unidades de otras plantas de la misma empresa, a su conveniencia, de modo de no afectar la potencia total asignada ni los costos marginales.
  - De estar marginando una unidad de la empresa instantes previos al ensayo, se deberá seguir considerando a dicha unidad como la marginal con carga óptima, a efectos de fijar el precio.
  - En caso de que la solicitud involucre a unidades forzadas, el costo que deberá ser transferido al Agente Distribuidor debe ser el correspondiente a la asignación de generación de las unidades forzadas previas a la solicitud de ensayo o medición.
  - En caso de que la carga asignada a una empresa en el Predespacho no le permita realizar el ensayo o medición, debe necesariamente coordinar con las otras empresas la reducción de la generación de éstas y comunicar a la Unidad Operativa las condiciones para su realización. De igual manera para la determinación de la unidad marginal y los precios de nodo, se repiten las condiciones existentes en el Sistema previas a la solicitud de ensayo.

### ***3.2.3 Operación del Sistema de Transmisión***

- a) El operador del sistema de transmisión es responsable de mantener el voltaje lo más próximo posible a las consignas de tensión informadas por el CDC en el Predespacho de acuerdo a las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- b) En condiciones normales, es responsabilidad del Transmisor, coordinar con el CDC la entrada o salida de algún componente del sistema de transmisión.
- c) En condiciones de emergencia, cuando se produzca la salida automática de componentes del sistema de transmisión, es responsabilidad del Transmisor verificar el estado del componente, informar la disponibilidad y en cada caso, coordinar con el CDC su reincorporación al Sistema.

### **3.2.4 Coordinación con empresas distribuidoras**

- a) En condiciones normales, es responsabilidad del Distribuidor la entrada o salida de sus alimentadores.
- b) En condiciones de emergencia, cuando se produzca salida automática de alimentadores, es responsabilidad del Distribuidor coordinar con el CDC la reincorporación de carga al Sistema.

### **3.3 Procedimiento de Operación en Condiciones de Emergencia**

1. En condiciones de emergencia definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo, el CDC puede apartarse del despacho económico y adoptará las medidas necesarias para restituir las condiciones normales de operación del Sistema en el menor tiempo posible, siempre que no implique poner en riesgo las instalaciones.
2. Para superar déficits de potencia imprevistos, se utiliza la reserva rotante y el esquema de alivio de cargas aprobados por el CNDC.
3. Cuando se registren déficits de potencia permanentes, el CDC puede utilizar los siguientes recursos, en el orden en que se indica y dentro los límites establecidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.
  - a) Manejo de carga mediante reducción de voltaje.
  - b) Manejo de carga mediante reducción de frecuencia.
  - c) Desconexión manual de carga en coordinación con los Agentes consumidores.
4. Cuando la desconexión de la carga sea manual, una vez determinado el monto del déficit, éste se reparte entre los distribuidores y consumidores no regulados en proporción a su demanda.
5. Cuando la administración de carga sea prevista, el CDC informará el hecho en el Predespacho o Redespacho. Su ejecución será previamente coordinada por el CDC.
6. En caso de que el déficit sea identificado luego de hacerse conocer el Redespacho, el CDC informa los déficits vía Fax. Su ejecución será previamente coordinada por el CDC.
7. En caso de que el déficit sea imprevisto, el CDC informará los déficits vía telefónica a cada agente y su ejecución será coordinada en tiempo real.
8. Cuando el déficit sea local por capacidad de transferencia y se manifieste en voltajes bajos, el CDC coordina con los distribuidores respectivos el retiro local de carga mientras permanezca el problema. Esto se aplica también en el caso de salidas momentáneas de líneas de interconexión, en las áreas deficitarias, para permitir condiciones de sincronismo para la recomposición del SIN.
9. Ante contingencias en el Sistema, tales como salidas de componentes del sistema de transmisión, colapsos totales o parciales, etc., el CDC adoptará medidas de restitución del sistema que se establecen en la Norma de Operación de Restitución del Sistema en Condiciones de Emergencia.

### **3.4 Desviaciones Máximas De Frecuencia**

El tiempo acumulado máximo por desviaciones en la frecuencia es de  $\pm 30$  segundos.

El CDC instruye a los Agentes Generadores la corrección de la desviación de frecuencia principalmente en los períodos de carga mínima y durante un tiempo tal que minimice los efectos de la corrección de frecuencia.

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

### **3.5 Redespacho**

Siempre que las condiciones de oferta y demanda hayan variado significativamente respecto al Predespacho, la Unidad Operativa, elabora el Redespacho el cual se procesará con información de los Agentes del Mercado recibida en el CDC hasta las 7:00hs del día correspondiente al del Predespacho. El CDC enviará el Redespacho a los Agentes del Mercado hasta Hs. 09:00 y, a partir de esta hora, reemplazará al Predespacho remitido el día anterior.

El Redespacho que se origina después de Hs. 7:00 será realizado en línea e informado a los Agentes por escrito.

### **3.6 Postdespacho**

1. El informe de Postdespacho conteniendo potencias horarias, costos marginales horarios, indisponibilidades y eventos registrados, será remitido por el CDC a los Agentes, vía fax ó correo electrónico, hasta Hs. 18:00 del día siguiente al de la operación.
2. De no haber observaciones de los Agentes en el plazo indicado, estos datos se consideran convalidados e ingresan al cómputo de las transacciones económicas.
3. Los Agentes pueden efectuar cuestionamientos al Postdespacho antes de las 15:00hs del día hábil siguiente de recibido el Postdespacho. El CDC, dará respuesta en las 48 horas de recibido el cuestionamiento.

### **3.7 Objeciones**

1. Las objeciones sobre las instrucciones del CDC deben presentarse por escrito antes de las 15:00 horas del día siguiente de ocurrido el acto objetado. Esta objeción no implica el incumplimiento de la instrucción. Recibida la objeción, el CDC deberá dar la respuesta correspondiente en un plazo de 48 horas.
2. En caso que una instrucción operativa del CDC, implique un riesgo físico a su personal y/o instalaciones, los Agentes podrán insistir en el no cumplimiento de la instrucción. El CDC aceptará dicha insistencia y los Agentes deberán justificar esta situación por escrito dentro de las 24 horas siguientes de producido el hecho, el que luego de evaluado, será informado al CNDC.

### **3.8 Coordinación de los Mantenimientos**

La Unidad Operativa del CNDC, es la encargada de coordinar los planes y programas de mantenimientos, la cual consiste en elaborar, conjuntamente con los agentes, un programa único a partir de los programas de mantenimiento de cada empresa, procurando mantener las condiciones mínimas de desempeño del SIN y normas de calidad del suministro, respetando el derecho de los generadores a decidir, bajo su responsabilidad y con causa fundada la

indisponibilidad de sus unidades generadoras.

Los generadores y el transmisor son responsables de elaborar los programas de mantenimiento de sus instalaciones e informar al CNDC; así mismo los distribuidores y consumidores no regulados informarán al CNDC sus programas de mantenimiento de instalaciones de conexión al STI.

### **3.8.1 Planes y Programas de Mantenimiento**

#### *3.8.1.1 Planes de mantenimiento de mediano plazo*

Hasta el 15 de febrero y 15 de agosto de cada año, los generadores y el transmisor deben informar a la Unidad Operativa, el plan de mantenimiento de sus instalaciones para los siguientes 48 meses, especificando el tipo de trabajo y las fechas de inicio y conclusión del mantenimiento con el siguiente alcance:

- El plan de mantenimiento para los primeros 12 meses debe incluir trabajos que impliquen desconexión de una instalación por 3 o más días.
- El plan de mantenimiento para los siguientes 36 meses debe incluir trabajos que impliquen desconexión de la instalación por 8 o más días.

Cuando se registra una coincidencia de periodos de realización de dos o más trabajos de mantenimiento, que determinen reservas operativas inferiores a las mínimas, la Unidad Operativa debe solicitar a los generadores involucrados revisar sus planes procurando eliminar la condición de restricción.

#### *3.8.1.2 Programas de mantenimientos mensuales*

Hasta el día 25 de cada mes, los generadores y el transmisor deben informar a la Unidad Operativa su programa de mantenimientos para el siguiente mes, incluyendo el tipo de trabajo a realizar, fecha de inicio y tiempo requerido. En casos en que se registre una coincidencia de periodos de dos o más trabajos de mantenimiento, valen las mismas consideraciones que en el punto anterior.

Determinado el programa oficial de mantenimiento, la Unidad Operativa lo informa a todos los agentes antes del segundo día siguiente a la fecha de definición.

#### *3.8.1.3 Programas de mantenimientos semanales*

Hasta las 10:00hs del penúltimo día hábil de cada semana, los generadores y el transmisor deben informar por escrito a la Unidad Operativa su programa de mantenimientos para la siguiente semana, incluyendo el tipo de trabajo a realizar, la fecha de inicio y el tiempo requerido. Los programas semanales de mantenimiento deben considerar las modificaciones acordadas en el caso de coincidencia en los programas mensuales.

Este programa se adopta como definitivo. Las indisponibilidades por mantenimiento no incluidos en el programa semanal, serán penalizadas por indisponibilidad forzada, siempre y cuando esta indisponibilidad no programada determine condiciones de desempeño mínimo inferiores a los valores establecidos.

Respecto a la coincidencia de periodos de dos o más trabajos de mantenimiento, valen las mismas consideraciones que en el punto anterior.

#### 3.8.1.4 *Mantenimientos diarios*

Diariamente hasta las 10:00hs, y junto con la información para el predespacho de carga, los generadores y el transmisor deberán comunicar a la Unidad Operativa los mantenimientos a efectuarse el siguiente día, incluyendo el tipo de trabajo a realizar, la hora de inicio y el periodo en que el equipo estará desconectado.

Extensiones a los programas de mantenimiento diarios en el período en el cual la unidad generadora o componente de transmisión según corresponda, no sea convocada o no altere las condiciones de desempeño mínimo, no se considerarán como desconexiones forzadas. Los Mantenimientos programados que no hayan sido realizados por decisión del propietario del equipo, podrán ser reprogramados en el mes respectivo.

En el caso de mantenimiento de unidades de características similares, los Agentes podrán reemplazar las unidades programadas por otras, siempre y cuando sean debidamente informados en el horario establecido.

#### 3.8.1.5 *Mantenimiento de Instalaciones que Involucran a dos o más Agentes*

Los mantenimientos de instalaciones de un agente que afecten directamente a instalaciones de otros agentes deben ser previamente acordados entre los involucrados. Una vez acordado el mismo y la secuencia de maniobras, el agente que realice el trabajo deberá informar a la Unidad Operativa antes de las 48 horas de su realización, para su coordinación en tiempo real.

### **3.9 Identificación de responsabilidades en la Regulación de Tensión y Frecuencia**

La provisión de potencia y energía reactiva es responsabilidad de cada agente del Mercado. Para tal fin se establecen, en cada punto de conexión de cada Distribuidor y Consumidor No Regulado, valores fijos del factor de potencia para horas de punta y resto del día. Es obligación de cada Generador aportar con todo el reactivo disponible en sus unidades en servicio.

Diariamente, el Comité determina en el despacho diario los niveles esperados de tensión e intercambio de reactivos para cada uno de los nodos supervisados; se tomarán en cuenta todos los equipos de compensación con que cuenten los Transmisores. Una vez establecidas las consignas, el Comité acordará con Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados para cada nodo de conexión los rangos de tensión admisibles y las responsabilidades de los Agentes del Mercado en la regulación de tensión.

Con respecto a la Regulación de Frecuencia, es el CNDC quién verifica que los Agentes Generadores del Mercado se ajusten a lo especificado, esto es:

- constatar que los “regulados” estén funcionando adecuadamente en forma automática, en forma continua en el modo control de velocidad. La reserva rotante debe estar activable en todo momento;
- verificar que los niveles de carga de las unidades térmicas estén ajustados a sus valores óptimos en función de la temperatura.

Como verificación, el CDC puede solicitar en cualquier momento el uso de la potencia de reserva rotante llevando su unidad a carga base, tanto para cubrir la demanda como para verificar el cumplimiento del mantenimiento de la reserva.

### ***3.9.1 Adaptabilidad del esquema a las demandas de la operación***

En los casos en que la demanda o la generación difiera, por alguna causa, sustancialmente de las condiciones previstas el día anterior, el CDC realizará un redespacho para lo cual comunicará a través de medios telefónicos, las instrucciones a los agentes involucrados. Los agentes deben aceptar las órdenes y emitir sus objeciones al día siguiente. Las previsiones de cambios respecto del predespacho originadas en razones de indisponibilidades no previstas, pueden informarse hasta las 7:00 hs del día, en cuyo caso el CDC realizará un redespacho y comunicará el nuevo programa a todos los agentes.

### ***3.9.2 Requerimientos de habilitación de los Operadores***

El grupo de operación está compuesto por técnicos e ingenieros que coordinan las operaciones y comunicaciones con los Centros de Operación de los Agentes, no existiendo requerimientos de habilitación.

### ***3.9.3 Análisis de Fallas***

Cada Agente responsable de un elemento fallado debe hacer un informe detallado del evento, indicando sus causas y consecuencias, y suministrarlo al CDC en plazos preestablecidos (en gral. 24 hs). El CDC debe emitir luego su informe a la Unidad Operativa, estableciendo las responsabilidades del Caso.

## **3.10 Ensayos para la habilitación de los Equipamientos**

### ***3.10.1 Requisitos para los equipamientos nuevos y reparados***

No hay requisitos especiales para los equipamientos nuevos ni reparados, fuera de los contenidos en los estudios que deben realizar los agentes para acceder a la capacidad de transporte.

Estos constan en una Norma Operativa específica designada “Condiciones para Incorporación de Instalaciones Nuevas”. En su contenido, se estipulan los requerimientos necesarios de información para la Coordinación de la Operación y Mantenimientos, además de los equipos a para disponer la Información necesaria para la Operación en Tiempo Real. A continuación se transcriben estas últimas:

#### ***Información para la Operación en Tiempo Real***

Para la operación en tiempo real, los propietarios de nuevas instalaciones de generación o de consumo, con capacidad igual o superior al valor mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, deben instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de su operación en tiempo real, al sistema Scada del Centro de Despacho de Carga, en formatos y protocolos compatibles.

Los generadores o consumidores con capacidad o demanda menor a dicho mínimo, deben enviar datos de su producción o consumo en forma horaria, mediante teléfono dedicado.

En el caso de plantas con varias unidades generadoras con capacidad inferior al mínimo definido por la Superintendencia de Electricidad, los propietarios podrán agrupar las señales en un mismo punto de inyección o retiro, para su envío al Centro de Despacho de Carga.

Los equipos a ser instalados para enviar información en tiempo real, deben ser capaces de hacer llegar al Centro de Despacho de Carga, la siguiente información:

a) Señales Analógicas:

- Tensión
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Temperatura Ambiente (plantas térmicas)
- Frecuencia
- Factor de potencia

b) Señales Discretas:

- Posición de Interruptores y Seccionadores
- Posición de Taps de transformadores con regulación bajo carga
- Estado de operación para unidades térmicas

### ***3.10.2 Procedimientos de Energización de los Equipos***

No se identifican procedimientos específicos para la energización de cada elemento.

Existen sin embargo, Normas de Operación con Instructivos para la restitución del Sistema (colapsos parciales o totales) en que se explicitan en detalle las instrucciones para energizar las instalaciones que permiten recomponer el sistema.

Se listan a continuación los Instructivos:

- Instructivo N° 1: Colapso Total del SIN
- Instructivo N° 2: Colapso Total del Sistema Oriental (Santa Cruz)
- Instructivo N° 3: Colapso Total del Sistema Norte (La Paz)
- Instructivo N° 4: Colapso Total del Sistema Sur (Potosí y Sucre)

En tales instructivos, se destacan las acciones a seguir, en caso de que queden algunas unidades en giro dentro del área, o bien, desde el arranque en negro, indicando en cada caso los interruptores que deben activarse en cada secuencia de operación.

## **3.11 Acciones adoptadas en el caso de fallas**

### ***3.11.1 Procedimientos de Reposición de Líneas y Cargas***

Ante una falla que deje el sistema en estado de emergencia, el CDC comunica a los agentes involucrados la situación de emergencia. Es el CDC quien dirige la recomposición del sistema, autorizando las operaciones a los Centros de Control de los Agentes, luego de que éstos informan al CDC la disponibilidad del equipo para su reingreso a la operación. En el caso de los distribuidores, en régimen de emergencia deben solicitar autorización para reponer sus cargas.

### ***3.11.2 Procedimientos para Condiciones de Emergencia***

El CDC declara las condiciones de emergencia del sistema, a partir de la información propia en los puntos supervisados, y comunica a los centros de control de los agentes de tal condición. A partir de estas condiciones, se habilitan apartamientos respecto a los despachos económicos, y las todas las operaciones de maniobras deben ser autorizadas por el CDC.

En los casos en que la emergencia se debe al colapso de una o más áreas, se les encarga a los centros de operación zonales respectivos la recomposición del sistema que supervisan, en paralelo con las tareas de reposición de las otras áreas o el restablecimiento de los vínculos entre áreas.

## **3.12 Centros de Control**

### ***3.12.1 Descripción***

Existen el Centro de Despacho de Cargas (CDC) de la Unidad Operativa del CNDC, y los Centros de Operaciones de los Agentes, entre los que se encuentra el COT correspondiente a la Transportista (TDE).

El CDC dispone de un sistema SCADA, que permite las funciones de supervisión, comando, y almacenamiento de valores históricos. Para las funciones de supervisión y comando, consta de las mediciones necesarias, y los estados operativos de los equipos de maniobras. El período de renovación de las mediciones es de 2 s.

En las barras, se miden tensión y frecuencia; en líneas se miden potencia activa, reactiva y tensión, y en los transformadores potencia activa y reactiva. En los equipos de compensación se mide la tensión.

Se cuenta con tres puestos de trabajo, y no se realizan aplicaciones en línea.

### ***3.12.2 Cobertura de la operación del sistema nacional***

El CDC es responsable de la operación a nivel nacional, pero cada uno de los centros de operación de zonas (COBEE en el área La Paz, CRE en Santa Cruz de la Sierra y COT en Potosí y Sucre, además del Sistema Troncal de Interconexión) se encargan de mantener las consignas operativas impartidas por el CDC.

Los centros de operación de las zonas, son a su vez, los responsables en la recomposición de cada subsistema zonal cuando se producen colapsos en el sistema, a fin de disminuir los tiempos de reposición.

### ***3.12.3 Posibilidad de prever condiciones inseguras de operación – Estudios***

No se hacen estudios en línea. La prevención de las condiciones inseguras de la operación se realizan por los estudios previos realizados en el predespacho. Por otra parte, la Transportista debe realizar, en su Informe de la Oferta y Demanda de Capacidad de Transporte, estudios de contingencias para prevenir condiciones inseguras de operación.

No se publican estudios dinámicos que permitan conocer como se establecen las restricciones por estabilidad transitoria y dinámica.

## 4. CRITERIOS DE CALIDAD

### 4.1 Reglamentación del Desempeño del Sistema

#### 4.1.1 *Criterios de Desempeño estáticos, dinámicos y de calidad y seguridad para la operación*

El Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano está en proceso de definir los Criterios de Desempeño Mínimo adaptados al Sistema de Interconexión Nacional (SIN), pero hasta el momento, rigen los lineamientos establecidos por la Superintendencia de Electricidad de Bolivia (SEB) en la Resolución SSDE N° 10/96, del 3 de Mayo de 1996, los que se resumen a continuación.

Se define como Condición Normal de Operación cuando:

- Las unidades de generación y la red de transmisión se encuentran operando o en condiciones de hacerlo.
- La energía y potencia ofertadas exceden la demanda de energía y potencia respectivamente.
- La reserva rotante total y por áreas está dentro de los límites que aquí se definen.
- Las fuentes de reactivo son suficientes para mantener las tensiones dentro de los límites permitidos.

La Condición de Emergencia surge cuando no se cumple una o más de las condiciones anteriores.

#### ***Límites operativos:***

- Rango de variación de la tensión respecto a los valores nominales.
- En los puntos de suministro, la variación de tensión respecto a los valores nominales debe ser  $\pm 5\%$  en condiciones normales, y hasta  $\pm 10\%$  en condiciones de emergencia.
- Rango de variación de frecuencia:
- $\pm 0.5\%$  en condiciones normales, y  $\pm 1.0\%$  en condiciones de emergencia.
- El tiempo acumulado máximo por desviaciones en la frecuencia es  $\pm 30.0$  s
- Reserva Rotante: Rige para todas las unidades en servicio, conectadas al SIN y programadas por el Centro de Despacho de Carga, exceptuando a las unidades forzadas (aquellas que no pertenecen al despacho económico):

	% de la Demanda Total	
	días laborables	Domingos y Feriados
De 23 a 6 horas	10	15
De 7 a 18 horas	8	10
De 19 a 22 horas	4	5

- **Factor de Potencia:** En los consumos, el factor de potencia debe ser 0.90 entre las 19 y 22 hs, y 0.90 entre las 23 y 17 hs. Sin embargo, el Art. 53 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, especifica que el factor de potencia de los Distribuidores y Consumidores No Regulados será como mínimo 0.95 en horas de punta (19 – 22 hs) y de 0.90 el resto del día.
- **Esquema de Alivio de Cargas:** Es obligatorio para los consumidores, se define por áreas y es rotativo. La reglamentación establece:
- **Relés de subfrecuencia:** 30 % de la demanda máxima local.
- **Relés de gradiente de frecuencia:** 12 MW/etapa (referido a 1996, que corresponde a aproximadamente a 14.5 MW a la demanda actual), con 2 etapas en las áreas Central (Cochabamba) – Sur (Potosí y Sucre) y Norte (La Paz) y 1 etapa en el área Oriental (Santa Cruz).
- **Etapa de Restitución:** 6 MW/Etapa (ref. a 1996, corresponde a 7.25 MW), con 2 etapas en las áreas Central – Sur y Norte, y 1 etapa en el área Oriental.
- Considerando que las etapas de restitución integran el alivio de cargas, la demanda total asignada a este esquema de subfrecuencia es alrededor del 46 %.
- **Seguridad de áreas:** Está determinada en cada momento, por las transferencias de potencia activa y reactiva. Son determinadas por el Centro de Despacho de Carga (CDC) como resultado de: La reserva rotante local, la capacidad del esquema de alivio de cargas, la capacidad de las fuentes de reactivo, y la seguridad de los equipos.
- **Número mínimo de unidades por regulación de Tensión y Capacidad de Transformación**

Considera el mantenimiento de la tensión en la última barra del Sistema Troncal de interconexión, dentro de los límites que se definen. La Resolución especifica:

<b>Planta de Aranjuez (Sucre)</b>	: 1 Unidad
<b>Barra en 10 kV Guaracachi (Santa Cruz)</b>	: 1 Unidad
<b>Planta de Guaracachi</b>	:
<b>De 23 a 6 horas</b>	: 1 Unidad
<b>De 7 a 10 horas</b>	: 3 Unidades
<b>De 19 a 22 horas</b>	: 5 Unidades

#### 4.2 Control Efectivo de la Calidad Exigida

Las consignas de tensión y factor de potencia, son vigiladas en el despacho post-operativo. La regulación permite la verificación del nivel de reserva activa disponible para Regulación de Frecuencia, durante la propia operación, siempre que tales pruebas no se realicen en el horario de demanda de Punta.

Se están articulando los mecanismos para establecer los criterios de desempeño mínimo, requiriendo la comprobación de las respuestas de los equipos a fin de contar con una calidad de respuesta preestablecida.

### **4.3 Reglamentación de la Regulación de Frecuencia y Reservas Operativas**

Los valores actuales de reserva están expuestos en las condiciones de desempeño mínimo. No obstante, se está buscando establecer nuevos valores de reserva, que permitan cubrir la salida del grupo más grande. En la actualidad, estos son las nuevas unidades de la Central Guaracachi, de EGSA, con 63 MW de potencia nominal.

### **4.4 Esquemas de Control de Emergencia ante Perturbaciones de Severas**

#### ***4.4.1 Alivio de Cargas***

Existe un esquema de alivio de cargas, que ha demostrado ser eficaz en la preservación del sistema ante la pérdida de aportes significativos de generación, o ante condiciones de aislamiento de subsistemas. Tiene etapas de umbral de frecuencia, y de gradiente.

#### ***4.4.2 Arranque en Negro***

Existen procedimientos explícitos para el Arranque en Negro, a fin de reconstituir el sistema luego de colapsos parciales, o bien, totales. Cada uno de los subsistemas integrantes del SIN de Bolivia, consta de grupos con la capacidad de arranque en negro, de manera de recomponer el sistema en forma paralela, con la supervisión de cada centro de operación de la zona (COBEE, CRE y COT), además del control general del CDC.

### **4.5 Potencia Reactiva**

#### ***4.5.1 Reserva operativa para contingencias simples***

No hay una estipulación taxativa en las Condiciones de Desempeño Mínimo, sin embargo, el CDC realiza un predespacho horario el día anterior, que tiene como premisas la operación del sistema dentro de las Condiciones de Desempeño Mínimo, y la preservación de la seguridad de áreas, que involucran proteger al sistema contra las fallas más severas.

Con el predespacho realizado, estipula al Transportista (Transportadora de Electricidad) las consignas de tensión que debe mantener en los nodos supervisados. Los generadores del sistema tienen la obligación de responder con todo el reactivo disponible según la curva de capacidad declarada.

#### ***4.5.2 Reserva dinámica ante grandes eventos***

No se realizan provisiones de reactivo para los grandes eventos. La disponibilidad de reactivo está constituida por los elementos de compensación disponibles en la red de transmisión (capacitores y reactores) y por las reservas en los generadores, cuyo aporte es función de la ubicación del evento y del despacho previo. No existen compensadores sincrónicos o compensadores estáticos para aportar la reserva dinámica.

## 5. Resultados operativos

### 5.1 Frecuencia de colapsos e Implicancias

No hay colapsos frecuentes en el sistema.

#### 5.1.1 Vulnerabilidad del sistema ante operación con la Red no completa

El sistema no se presenta vulnerable ante la operación con la red no completa, puesto que tanto el Transportista como la Unidad Operativa del Comité Nacional del Despacho de Cargas, realizan estudios de contingencias para planificar la operación en tales condiciones.

El esquema de control de subfrecuencia, preserva a los subsistemas en caso de aislamiento.

#### 5.1.2 Índices actuales de Calidad y Confiabilidad

Se transcriben a continuación, los índices de frecuencia y tiempos de interrupción anuales autorizados y exigidos, para los principales componentes del Sistema de Transporte. Los índices autorizados son los valores máximos tolerados, y los exigidos, corresponden a los valores promedio de 5 años. Estos valores fueron usados como representativos para el período transitorio durante el cual el transportista debía realizar un estudio con una consultora independiente para establecer los índices de comportamiento apropiados. No se conocen aún estos resultados.

COMPONENTES	LIMITES EXIGIDOS		LIMITES AUTORIZADOS	
	Ne	De (Min)	Na	Da (Min)
<b>COMPONENTES PERTENECIENTES AL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXION (STI)</b>				
San José – Guaracachi	49	9	90	11
Corani – Valle Hermoso 2	1	93	2	342
Valle Hermoso – Vinto 2	3	7	5	12
Santa Isabel – San José	9	8	32	13
Valle Hermoso – Vinto 1	9	33	17	228
Valle Hermoso – Catavi	15	7	20	17
Santa Isabel – Corani	1	50	3	111
Santa Isabel – Arocagua	4	30	9	91
Corani – Valle Hermoso 1	2	4	5	7
Valle Hermoso – Arocagua	1	4	3	8
Vinto – Kenko	3	12	7	24
Vinto – Catavi	3	44	8	71
Catavi – Potosí	6	147	10	610
Karachipampa – Aranjuez	7	15	10	48
Potosí – Karachipampa	3	10	5	16
<b>COMPONENTES NO PERTENECIENTES AL STI</b>	<b>Ne</b>	<b>De</b>	<b>Na</b>	<b>Da</b>
Chuquiaguillo – Chojlla	37	22	69	22
Potosí – Punutuma	2	12	3	34
Punutuma – Telamayu	9	25	31	70
Telamayu – Tupiza	5	51	9	180