

DECRETO SUPREMO N° 26093 DE 2 DE MARZO DE 2001

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (ROME)

HUGO BANZER SUÁREZ
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

9

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 1604 de Electricidad fue promulgada el 21 de diciembre de 1994, normando las actividades de la Industria Eléctrica y estableciendo los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional.

Que posteriormente mediante Decreto Supremo N° 24043 de 28 de junio de 1995 fueron aprobados los Reglamentos de Operación del Mercado Eléctrico, Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales, Uso de bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres, Precios y Tarifas, Calidad de Distribución e Infracciones y Sanciones.

Que a objeto de realizar una evaluación del funcionamiento del mercado eléctrico mayorista, la Superintendencia de Electricidad contrató a la Empresa Consultora "Mercados Energéticos", misma que identificó puntos críticos, que bajo el esquema actual de operación, han afectado a la eficiente operación y desarrollo de la actividad de generación eléctrica, por lo que propusieron una sana de recomendaciones en materia de normativa para promover el desarrollo eficiente del sector eléctrico.

Que es necesario establecer una relación entre la remuneración por potencia y energía en función de la disponibilidad de las unidades generadoras, con la finalidad de reducir las diferencias existentes entre el precio spot y el precio de nodo, estabilizando de esta manera las tarifas de los consumidores finales de energía eléctrica.

Que para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en un determinada área ante fallas en generación o en transmisión, es necesario incorporar el concepto de reserva fría.

Que para un óptimo funcionamiento del mercado mayorista boliviano es necesario establecer vínculos entre la coordinación de mantenimiento, compromiso de disponibilidad y asignación de potencia firme a las unidades generadoras, creando de esta manera un marco regulatorio claro de operación de este mercado y seguro para fomentar futuras inversiones en este sector.

Que el artículo 67 de la Ley de Electricidad faculta al Poder Ejecutivo su reglamentación.

EN CONSEJO DE MINISTROS,

DECRETA:

ARTÍCULO 1.- Se deroga el Decreto Supremo N° 24043 de fecha 28 de junio de 1995 en lo que corresponde al Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, y el artículo 1 del Decreto Supremo N° 24775 de 31 de julio de 1997 y se abroga el Decreto Supremo N° 26071 de 9 de febrero de 2001.

ARTÍCULO 2.- Se aprueba el nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico en sus 12 Capítulos y 87 Artículos, cuyo texto en Anexo forma parte del presente Decreto Supremo.

ARTÍCULO 3.- Para la programación de mediano plazo que empieza el mes de mayo de 2001, la declaración de información a que hace referencia el artículo 30 (INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO) del nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, será entregada hasta el 15 de marzo de la presente gestión.

El señor Ministro de Estado en el Despacho de Desarrollo Económico, queda encargado de la ejecución y cumplimiento del presente Decreto Supremo.

Es dado en el Palacio de Gobierno de la ciudad de La Paz, a los dos días del mes de marzo del año dos mil uno.

FDO. HUGO BANZER SUÁREZ, Javier Murillo de la Rocha, Marcelo Pérez Monasterios, Guillermo Fortún Suárez, Oscar Vargas Lorenzetti, José Luis Lupo Flores, Carlos Alberto Goitia Caballero **MINISTRO INTERINO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS**, Carlos Saavedra Bruno, Tito Hoz de Vila Quiroga, Guillermo Cuentas Yañez, Jorge Pacheco Franco, Hugo Carvajal Donoso, Ronald MacLean, Claudio Mancilla Peña, Rubén Poma Rojas, Manfredo Kempff Suárez, Wigberto Rivero Pinto.

REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO (ROME)

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

ARTÍCULO 1.- (DEFINICIONES). Para los efectos de la aplicación del presente Reglamento se establecen, además de las definiciones contenidas en el artículo 2 de la Ley de Electricidad, las siguientes:

Agentes del Mercado. Son los Distribuidores, Generadores y Transmisores que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus reglamentos. Son también agentes del Mercado los Consumidores No Regulados habilitados por la Superintendencia. Los Distribuidores que, conforme a la excepción prevista en el inciso d) del Artículo 15 de la Ley de Electricidad, sean propietarios de instalaciones de Generación, se considerarán como Generadores en lo que respecta a su actividad de generación, con los mismos derechos y obligaciones de los otros Generadores, salvo las limitaciones que establece este Reglamento.

Capacidad Efectiva. Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada. Para los efectos de la determinación del Precio Básico de Potencia de Punta, se considerará la temperatura máxima estimada como representativa de las horas que reflejen el período de mayor requerimiento del Sistema Interconectado Nacional. El Comité determinará por Norma Operativa la metodología de detalle para el cálculo de dicha temperatura máxima estimada.

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

Central. Es el conjunto de una o más Unidades Generatoras ubicadas en un mismo sitio.

Centro de Operaciones. Es el lugar físico donde el Comité recibe y procesa la información requerida para cumplir sus funciones, y emite las instrucciones y resultados correspondientes a la operación del Mercado.

Comité. Es el Comité Nacional de Despacho de Carga creado por el artículo 18 de la Ley No. 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad.

Costo de Racionamiento. Es el costo en que incurren los consumidores al no disponer de energía, debido a restricciones de suministro motivadas por sequía o por indisponibilidad prolongada de unidades generadoras, o de equipos de transmisión.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía. Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión. Se calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada por restricciones de acuerdo a lo definido en este Reglamento. Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora más barata (con el costo asociado a plena).

Para los efectos de definir los niveles de demanda para los que se determinará el costo marginal de corto plazo de energía se establecen los niveles horario y de bloques horarios.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado. Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía que, como valor medio, se espera para un período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda, transmisión y oferta de energía.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Horario. Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de cada hora del día con los resultados de la operación real para el despacho económico. Define el precio de la energía en el Mercado Spot.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía por Bloque Horario. Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de un bloque de horas.

Costo Marginal de Potencia de Punta. Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta del sistema. El nodo de aplicación del Costo Marginal de Potencia de Punta es aquel nodo para el cual se obtiene el menor costo de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta por kilovatio de potencia inyectada a la red.

Desempeño Mínimo. Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las

instalaciones. Esta definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

Factor de Pérdidas de Energía. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en la unidad marginal.

Factor de Pérdidas de Potencia. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de potencia en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta y el incremento de Potencia de Punta en el nodo.

Ley de Electricidad. Es la Ley de Electricidad No. 1604 de 21 de diciembre de 1994.

Mercado. Es el Mercado Eléctrico Mayorista integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países.

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. Incluye los contratos de importación y exportación con agentes de otros Mercados.

Mercado Spot. Es el mercado de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no contempladas en contratos de suministro.

Norma Operativa. Es la Norma elaborada por el Comité y aprobada por la Superintendencia de Electricidad para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado, de acuerdo a lo que establece el presente Reglamento.

Parque Generador Disponible. Es el conjunto de unidades de generación, remuneradas por Potencia Firme o por Reserva Fría o por Potencia de Punta Generada.

Potencia de Punta. Para el Sistema Interconectado Nacional, es la demanda máxima de potencia que se produce en un período anual, registrada por el sistema de medición comercial. Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional.

Potencia de Punta Generada. Es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica que no es remunerada por Potencia Firme ni Reserva Fría y cuyo generador declare la disponibilidad de dicha unidad en la programación de mediano plazo, en cuyo caso formará parte del Parque Generador Disponible.

Potencia Firme. Es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del Sistema Interconectado Nacional, y que a lo sumo será su capacidad efectiva. Se asigna de acuerdo a los criterios y procedimientos generales definidos en el presente Reglamento.

Precio Básico de Potencia de Punta. Es igual al Costo Marginal de Potencia de Punta, calculado como se establece en el Reglamento de Precios y Tarifas.

Precio de Referencia de Combustible. Para las Unidades Generadoras de una Central, es el precio máximo de cada combustible utilizado por dichas Unidades reconocido para el cálculo de costos variables y costo marginal de corto plazo de la energía.

Reserva Fría. Para un área determinada, es la potencia asignada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad Generadora remunerada por Potencia Firme.

Superintendencia. Es la Superintendencia Sectorial de Electricidad, establecida de acuerdo a la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) No 1600 de 28 de octubre de 1994.

Unidad Generadora. Es la máquina utilizada para la producción de electricidad.

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

Unidad Generadora Marginal. Es la Unidad Generadora requerida para satisfacer un incremento de demanda en un despacho económico, realizado por el Comité, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el presente Reglamento.

Unidad Operativa. Es la Unidad Operativa del Comité Nacional de Despacho de Carga.

CAPÍTULO II

EL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA

ARTÍCULO 2.- (EL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA). La coordinación de la operación técnica y administración del Mercado se realizará a través del Comité, integrado por los siguientes cinco miembros titulares: uno en representación de las empresas de

Generación, uno en representación de las empresas de Distribución, uno en representación de las empresas de Transmisión, uno en representación de los Consumidores No Regulados y uno en representación de la Superintendencia. Cada miembro titular del Comité tendrá un suplente que lo sustituirá en caso de ausencia o impedimento. El miembro del Comité representante de la Superintendencia ejercerá la presidencia del Comité, con derecho a voz y sólo podrá votar en caso de empate. Los restantes miembros del Comité tendrán derecho a voz y voto. A las sesiones del Comité asistirá con derecho a voz el gerente de la Unidad Operativa.

La agenda y los antecedentes de las sesiones del Comité serán enviados a sus miembros con una anticipación de siete días.

Las decisiones del Comité, se asumirán por simple mayoría de votos.

Los miembros titulares y sus suplentes serán elegidos por simple mayoría de votos de las empresas a que representan. Ejercerán sus funciones por un año y podrán ser reelegidos por períodos iguales. El miembro titular y su suplente que representan a la Superintendencia, ejercerán sus funciones por dos años, serán nominados por el Superintendente de Electricidad y podrán ser reelegidos por períodos similares.

Los Distribuidores, que en base a lo dispuesto por el artículo 15 de la Ley de Electricidad sean propietarios de instalaciones de Generación, sólo participarán en la designación del miembro representante de las empresas de Distribución.

ARTÍCULO 3.- (FUNCIONES DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA).

Además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el Comité tendrá las siguientes:

- a) Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista cumpliendo las disposiciones de la Ley de Electricidad y el presente Reglamento;
- b) Programar la operación del Sistema Eléctrico manteniendo el nivel de desempeño mínimo aprobado por la Superintendencia. Esta programación incluye coordinar y optimizar los programas de mantenimiento de instalaciones de generación y transmisión. Si un equipo pusiere en peligro la seguridad del sistema y/o no cumpliera el nivel de desempeño mínimo vigente, el Comité tendrá la facultad, con la debida justificación, de ordenar la desconexión del equipo y/o no permitir su conexión en tanto el agente no demuestre que el problema fue resuelto. En una Norma Operativa se establecerán las condiciones bajo las cuales se ordene la desconexión de los equipos que ponen en peligro la seguridad del Sistema;
- c) Poner a disposición de los agentes toda la información disponible y procesada para la programación, el despacho y la operación;

- d) Poner a disposición de los agentes la base de datos y modelos utilizados en la programación de la producción, en conformidad a lo dispuesto en el presente Reglamento;
- e) Preparar y aprobar su presupuesto anual de gastos e informarlo a la Superintendencia. Dicho presupuesto no podrá exceder el dos por ciento (2%) del monto resultante de valorizar la Potencia Firme y la energía neta total inyectada por los Generadores al Sistema Interconectado Nacional en el año anterior al de aplicación del presupuesto, por sus respectivos precios básicos correspondientes al mes de mayo del año anterior al que corresponde el presupuesto. Si de la ejecución presupuestaria del período de doce meses resultará un excedente, éste deberá ser incorporado como partida presupuestaria en el período siguiente;
- f) Preparar y aprobar el Manual de Funciones de la Unidad Operativa a que se refiere el artículo 6 del presente Reglamento;
- g) Mantener la base de datos y proporcionar la información requerida para la facturación de las transacciones de los Agentes del Mercado;
- h) Elaborar Normas Operativas, obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento;
- i) Requerir de los Agentes del Mercado, la incorporación de equipos de comunicaciones, de control y/o de operación, necesarios para el funcionamiento seguro y económico del sistema;
- j) Coordinar la ejecución de trabajos y tareas que se realicen por cuenta de los Agentes del Mercado o de la Superintendencia en el ámbito de su competencia;
- k) Coordinar la programación de los mantenimientos de las instalaciones de generación y transmisión; y
- l) Supervisar la puesta en marcha de nuevas instalaciones, y participar a requerimiento de la Superintendencia en auditorias técnicas de las instalaciones existentes en el Sistema Interconectado Nacional, incluyendo los mantenimientos de dichas instalaciones.
- m) Habilitar la incorporación de nuevos agentes al Mercado, previo cumplimiento de los requisitos establecidos por la Superintendencia.

En lo referido a los mantenimientos, la función del Comité abarca la coordinación de la programación para minimizar su impacto en la seguridad y calidad del sistema, siguiendo los criterios y procedimientos desarrollados en una Norma Operativa. El Comité deberá evaluar los requerimientos finales de mantenimiento de los agentes; en caso de que uno o más mantenimientos requeridos afecten la seguridad y calidad del sistema, el Comité deberá proponer

al agente un programa de mantenimiento alternativo que evite o reduzca el impacto negativo previsto; en caso de no llegar a un acuerdo, el Comité deberá programar el mantenimiento requerido por el agente, pero éste será considerado para todo cálculo relacionado a la Potencia Firme y a la remuneración por potencia como mantenimiento forzado si su impacto negativo es mayor que el que resultaría del programa propuesto por el Comité.

ARTÍCULO 4.- (PROCEDIMIENTO PARA ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE NORMAS OPERATIVAS). Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:

- a) El Comité elaborará el proyecto de Norma Operativa y lo elevará a la Superintendencia con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos para su conocimiento.
- b) La Superintendencia analizará y aprobará el proyecto dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, periodo en el cual podrá requerir al Comité las modificaciones que considere necesarias, mismas que serán remitidas con copia al Viceministerio de Energía e Hidrocarburos.

ARTÍCULO 5.- (FUNCIONAMIENTO DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA). Las actividades que desarrolle el Comité se registrarán mediante un sistema administrativo y contable independiente.

El Comité y la o las empresas propietarias de las instalaciones para el Despacho de Carga, acordarán, un contrato de arrendamiento por éstas instalaciones, el mismo que incluirá las previsiones para incorporaciones o retiros de equipos que sean necesarios para el óptimo desempeño de las funciones del Comité.

Hasta el 30 de noviembre de cada año, el Comité informará a la Superintendencia su presupuesto, para el ejercicio de sus funciones durante el siguiente año.

ARTÍCULO 6.- (LA UNIDAD OPERATIVA DEL COMITÉ NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA). La Unidad Operativa es el órgano técnico y administrativo del Comité cuyas funciones y atribuciones están descritas en sus estatutos y el manual de funciones.

El gerente de la Unidad Operativa durará en sus funciones seis años pudiendo ser reelegido por periodos similares y sólo podrá ser removido por incumplimiento de sus deberes demostrado a través de un proceso administrativo y por el voto mayoritario de los miembros del Comité.

Cualquier modificación de los estatutos del Comité se efectuará con aprobación de la Superintendencia.

ARTÍCULO 7.- (IMPUGNACIÓN AL COMITÉ). Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.

La Superintendencia en conocimiento de la impugnación, correrá en traslado al Comité, quién deberá responder dentro el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos desde su notificación.

Con respuesta o sin ella, la Superintendencia dentro el plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, computables desde la fecha de la impugnación, emitirá Resolución rechazando la impugnación, revisando la decisión del Comité o sancionando al Comité.

CAPÍTULO III

EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

ARTÍCULO 8.- (EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA). El Mercado Eléctrico Mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Spot.

Los contratos entre los Agentes del Mercado, en el marco del presente reglamento, son libres en cuanto a duración, condiciones y precios.

En el Mercado Spot las transacciones se valorarán a los precios estipulados en el Capítulo VIII del presente Reglamento.

ARTÍCULO 9.- (AGENTES DE OTROS PAISES). Los Agentes de otros países que estén habilitados a realizar transacciones en el Mercado Eléctrico de su país, podrán participar como Agentes del Mercado boliviano de acuerdo a lo establecido en la Ley de Electricidad y sus disposiciones reglamentarias, particularmente en lo dispuesto en el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad.

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

ARTÍCULO 10.- (MODALIDADES DE COMPRA-VENTA EN EL MERCADO). Los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, podrán vender y comprar electricidad en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot, cumpliendo las disposiciones del presente Reglamento. Solamente los contratos suscritos entre Agentes del Mercado son reconocidos en el Mercado de Contratos.

Los generadores que cuenten con contratos, entregarán al mercado spot toda la energía que generen, a los precios de los nodos a los cuales están conectados y retirarán del mercado spot la energía que requieran para cubrir sus contratos a los precios de los nodos de retiro.

ARTÍCULO 11.- (CONTRATOS DE LOS GENERADORES). Los contratos de los Generadores establecen compromisos de suministrar energía y potencia a Distribuidores, Consumidores No Regulados y a otros Generadores a cambio de una remuneración resultante de la aplicación de precios libremente acordados. Un Generador podrá 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 Generatoras, calculadas éstas de acuerdo a lo establecido en el Capítulo VI del presente Reglamento. Para los contratos de exportación, las restricciones a la potencia que se puede comprometer y otras características, deberá cumplir lo que establezca el Reglamento de Comercialización e Interconexiones Internacionales de Electricidad. Los contratos de los Generadores deberán 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, sean propietarios de instalaciones de generación, no podrán comprometer su Potencia Firme en el Mercado de Contratos.

ARTÍCULO 12.- (CONTRATOS DE LOS DISTRIBUIDORES). 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 presente Reglamento. Los contratos de abastecimiento serán pactados libremente en cuanto a las cantidades de energía y Potencia de Punta contratadas con cada Generador.

Los Distribuidores deberán 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 podrán comprar en el Mercado de Contratos y/o en el Mercado Spot el remanente de su demanda.

Aquellos Distribuidores que, en virtud de lo dispuesto en el inciso d) del artículo 15 de la Ley de Electricidad, sean propietarios de instalaciones de Generación, incorporarán la Potencia Firme de sus instalaciones de Generación como parte del 80% indicado en el párrafo anterior. 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 Generatoras 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 podrá ser vendido en el Mercado Spot; si, por el contrario, la energía generada por el Distribuidor, es inferior a la energía reconocida, deberá adquirir el déficit de energía en el Mercado Spot.

Los contratos que suscriban los Distribuidores en el Mercado de Contratos deberán 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 presente artículo, el Distribuidor, dentro de los siguientes sesenta (60) 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.

ARTÍCULO 13.- (SUSCRIPCIÓN DE CONTRATOS DE LOS DISTRIBUIDORES). Los contratos obligatorios del Distribuidor se suscribirán, previo concurso entre los Generadores. El Distribuidor debe 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.

El Distribuidor adjudicará 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 recibiese ofertas o éstas no sean suficientes para cubrir la totalidad de su requerimiento, comprará 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, podrá solicitar a la Superintendencia que rebaje el porcentaje mínimo de contratación que establece el artículo 31 de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 14.- (CONTRATOS DE LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS). Un Consumidor No Regulado podrá suscribir Contratos de abastecimiento con Generadores o Distribuidores; estos contratos podrán ser pactados libremente en cuanto a precios y cantidades de energía y Potencia de Punta.

En caso de no contar con contratos de abastecimiento para toda o parte de su demanda, el Consumidor No Regulado podrá comprar energía del Mercado Spot previa suscripción de un contrato de adhesión con el Comité en el que se establezcan las garantías de pago y otras condiciones que serán establecidas por el Comité.

ARTÍCULO 15.- (DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL). La Superintendencia, a propuesta del Comité, establecerá los parámetros que describan el desempeño mínimo del Sistema Interconectado Nacional, tanto en condiciones normales como en condiciones de emergencia, discriminando los requerimientos del sistema en su conjunto y los requerimientos para regiones particulares. Dichos parámetros incluirán como mínimo frecuencia, tensión y reserva. Mantener el sistema operando en las condiciones definidas por el desempeño mínimo, constituye una obligación del Comité y de cada Agente del Mercado, y forma parte de sus costos.

ARTÍCULO 16.- (NIVELES SUPERIORES AL DESEMPEÑO MÍNIMO). Uno o más Agentes del Mercado pueden solicitar al Comité niveles de seguridad y calidad superiores al mínimo establecido, para un área en particular, asumiendo los costos que este hecho origine. Ante el requerimiento, el Comité evaluará los efectos que produciría el desempeño mínimo propuesto y enviará, tanto la solicitud como la correspondiente evaluación técnica y económica a la Superintendencia, que podrá aprobar un nuevo nivel de desempeño mínimo superior para el o los Agentes solicitantes.

ARTÍCULO 17.- (ÁREAS DESVINCULADAS). Cuando en un despacho económico se presenten restricciones de capacidad física en la Transmisión que limiten las condiciones de transferencia de energía y potencia entre áreas del Sistema Interconectado Nacional, cada una de las áreas desvinculadas será tratada aplicando las mismas regulaciones que la Ley de Electricidad y el presente Reglamento establecen para dicho sistema.

CAPÍTULO IV

OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LOS AGENTES DEL MERCADO

ARTÍCULO 18.- (OBLIGACIONES GENERALES). Son obligaciones de todos los Agentes del Mercado las siguientes:

- a) Acatar la autoridad operativa del Comité, cumpliendo sus instrucciones para la operación del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo establecido en este Reglamento y los requerimientos de desempeño mínimo definidos para el Sistema Eléctrico. La seguridad de las personas y equipos involucrados será de exclusiva responsabilidad de los Agentes del Mercado.
- b) Suministrar al Comité en tiempo y forma toda la información que corresponda y sea requerida para el despacho y programación diaria, semanal y estacional.
- c) Suministrar al Comité información fidedigna sobre las cantidades de energía y potencia, y la duración de los contratos pactados en el Mercado de Contratos.
- d) Participar en la coordinación del mantenimiento programado del equipo de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a los criterios establecidos en este Reglamento.
- e) Contar con convenios de conexión con los Agentes del Mercado correspondientes, aprobados por el Comité, que establezcan las responsabilidades recíprocas, y en particular las relativas al control de tensión y potencia reactiva en la conexión.
- f) Participar en la conformación y mantenimiento de: el sistema de operación en tiempo real, el sistema de medición comercial, los sistemas destinados a mejorar el desempeño transitorio

y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlace de datos, y otros que defina el Comité.

- g) Cumplir con las obligaciones de los estándares de calidad y seguridad que establece la Licencia, la Concesión y los Reglamentos de Calidad respectivos.
- h) Aceptar la realización de auditorías técnicas solicitadas por otro Agente, en la medida que hubieran sido aprobadas por la Superintendencia y ejecutadas por un organismo o consultor independiente.
- i) Aceptar los descuentos, realizar los reintegros y pagar las penalidades por incumplimiento de obligaciones establecidas en la Ley de Electricidad, sus reglamentos y el respectivo contrato de Concesión o Licencia.
- j) Cancelar puntualmente todas las facturas que le sean aplicables por concepto de: compras de energía, potencia y servicio de transporte en el Mercado, y las que surjan del correspondiente cargo por costos del Comité.
- k) Designar un coordinador quién será el interlocutor válido con el Comité, para los efectos de proporcionar y recibir toda la información relacionada con el funcionamiento del Mercado.
- l) Acatar todas las reducciones en su remuneración, que la Ley de Electricidad y sus reglamentos establezcan.
- m) Adecuar, operar y mantener sus instalaciones y equipos de tal modo que no se produzcan perturbaciones al Sistema Eléctrico. De no cumplir esta obligación, el Comité, con la debida justificación, tendrá la autoridad, de requerir la desconexión del equipo o no permitir su conexión.
- n) Para la conexión de instalaciones nuevas, el Agente deberá previamente cumplir con los requisitos necesarios que demuestren que están adecuados a la calidad del Sistema. El Comité elaborará una Norma Operativa describiendo los procedimientos y requisitos a cumplir para habilitar su conexión, de forma tal que la instalación cumpla las condiciones de Desempeño Mínimo vigentes en el Sistema.
- o) Las demás establecidas en el presente Reglamento y las que sean necesarias para el adecuado funcionamiento del Mercado.

ARTÍCULO 19.- (OBLIGACIONES ESPECÍFICAS). Además de las obligaciones generales dispuestas en el artículo 18 del presente Reglamento, los Agentes del Mercado estarán sometidos a las siguientes obligaciones específicas:

De los Generadores:

- a) Acatar las instrucciones del Comité para la operación del sistema, especialmente las referidas a arranque y parada de máquinas, mantenimiento de la reserva rotante, y contribución a la

regulación de tensión y frecuencia de acuerdo a las condiciones de desempeño mínimo. La reserva rotante y potencia de regulación que cada Generador mantendrá serán en conjunto proporcionales a las requeridas por el sistema, salvo que el Generador transe su compromiso con otros Generadores, respetando las condiciones de desempeño mínimo.

- b) Abstenerse de todo acto contrario al principio de libre competencia entre Generadores, o en contra de los mecanismos de regulación de precios establecidos por la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.
- c) Suscribir un contrato de conexión con el Transmisor, estipulando que el uso de las instalaciones de transporte por el Generador estarán sujetas 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 de la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

De los Transmisores:

- d) Brindar libre acceso no discriminatorio a la capacidad de transporte disponible, a todo Agente del Mercado que la solicite.
- e) Procesar en tiempo y forma las solicitudes de acceso a la capacidad existente y las solicitudes de ampliaciones.
- f) Cumplir la prohibición de comprar electricidad para la venta a terceros.
- g) 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.

De los Distribuidores:

- h) Brindar libre acceso y no discriminatorio a otros Agentes del Mercado y proveer el servicio de transporte que requieran mediante el uso de sus redes para conectarse entre sí o con otros Agentes del Mercado.
- i) Suministrar al Comité en tiempo y forma información fidedigna respecto de la demanda bajo su responsabilidad, que forman parte de los requerimientos para la programación y despacho diario, semanal y estacional.
- j) Participar en los esquemas de alivio de carga y programas de racionamiento y manejo de carga definidos por el Comité.

De los Consumidores No Regulados:

- k) Contar con una capacidad instalada igual o mayor a la definida por la Superintendencia para su habilitación como Agente del Mercado.

- l) Participar en los esquemas de alivio de carga y programas de racionamiento y manejo de carga definidos por el Comité.
- m) Cumplir con el procedimiento de autorización establecido por la Superintendencia de Electricidad. Si está conectado a una red de distribución, dicho procedimiento incluirá suministrar la documentación que avala que no tiene deudas pendientes con su Distribuidor.
- n) Suscribir contrato de suministro de electricidad con otros Agentes del Mercado o en caso de compras en el Mercado Spot, presentar boleta de garantía según lo establecido en la Norma Operativa respectiva.

ARTÍCULO 20.- (SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO). Las necesidades en materia de comunicaciones, adquisición de datos, transmisión y procesamiento de la información a intercambiar, requeridas para programar y coordinar la operación y el despacho así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definen las transacciones económicas del Mercado, serán cubiertas por los Agentes del Mercado y por el Comité.

La implementación de los equipos necesarios, los lineamientos para la operación y despacho, y las responsabilidades que en estas materias tendrán el Comité y cada uno de los Agentes del Mercado, serán definidas por Normas Operativas.

ARTÍCULO 21.- (DERECHOS GENERALES). Son derechos generales de todos los Agentes del Mercado los siguientes:

- a) Acceder al Mercado y a sus precios, sin limitaciones impuestas por otros Agentes del Mercado, ni discriminaciones;
- b) Suscribir contratos con otros Agentes del Mercado;
- c) Recibir toda la información elaborada por el Comité sobre la programación de la operación, o sobre los resultados de la operación;
- d) Recibir del Comité, sin costo, la base de datos y modelos desarrollados por el Comité utilizados en la programación de la producción y en el cálculo de los precios. Serán de cargo de los Agentes del Mercado las licencias de uso de modelos o paquetes computacionales externos; el Agente del Mercado asumirá el compromiso de no suministrar copias de los modelos a terceros;
- e) Participar en el Comité en la forma que dispone la Ley de Electricidad, el presente Reglamento y el Estatuto de dicho organismo aprobado por la Superintendencia; y,
- f) Presentar al Comité reclamos fundados cuando el Agente del Mercado considere que el Comité actuó al margen de la regulación vigente y en su perjuicio y recurrir a la

Superintendencia, una vez concluida la etapa anterior, de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 7 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 22.- (DERECHOS ESPECÍFICOS). Además de los derechos generales dispuestos en el artículo 21 del presente Reglamento, se reconocerán a los Agentes del Mercado, los siguientes derechos específicos:

De los Generadores:

- a) Acceder por un precio, no superior al máximo regulado, a las instalaciones de transporte de electricidad de Transmisores y Distribuidores, que le permitan realizar transacciones en el Mercado;
- b) Decidir bajo su responsabilidad, y con causa fundada la indisponibilidad de los equipos de su propiedad;

De los Transmisores:

- c) 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 Reglamento de Calidad de Transmisión y de Infracciones y Sanciones de la Ley de Electricidad;
- d) Proponer al Comité la expansión de sus instalaciones, que considere necesarias para la óptima operación del sistema de Transmisión.

De los Distribuidores:

- e) Comprar al Precio Spot el remanente de su obligación de contratar, y cuando como resultado del concurso no hubiera contratado su porcentaje obligado, con la respectiva autorización de la Superintendencia;
- f) Participar en concursos de precios, y celebrar contratos de suministro con Consumidores No Regulados de su zona de Concesión, en competencia con los Generadores;
- g) Comprar el excedente de su demanda por encima de la potencia contratada en el Mercado Spot;

De los Consumidores No Regulados:

- h) Elegir libremente el suministrador de electricidad en el Mercado;
- i) Comprar electricidad para cubrir su demanda, a través del Mercado de Contratos y/o del Mercado Spot; y,
- j) Acceder libremente, a cambio de una tarifa regulada, a instalaciones de transporte de

electricidad de Transmisores y Distribuidores, cualquiera sea su propietario, que le permita realizar transacciones en el Mercado.

CAPÍTULO V

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Y DESPACHO DE CARGA EN EL MERCADO.

ARTÍCULO 23.- (DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES). Los Precios de Referencia de Combustibles utilizados para la generación de electricidad, serán calculados semestralmente por el Comité, de acuerdo a los criterios establecidos en este Reglamento.

Los Precios de Referencia de Combustibles líquidos, gasíferos y sólidos se determinarán en base a su respectivo costo de oportunidad tomando en cuenta, cuando corresponda, los gastos de importación, impuestos y fletes, necesarios para llevar el combustible hasta la Central.

El Comité, con la aprobación de la Superintendencia, definirá en una Norma Operativa la metodología para establecer los precios de referencia de combustibles para cada central, considerando el marco regulatorio vigente a la fecha de fijación de los precios, para los combustibles y su transporte.

Durante el transcurso de la última semana perteneciente a un mes, el Comité informará a todos los Generadores los Precios de Referencia de Combustibles, que resultan para cada Central en el mes siguiente.

ARTÍCULO 24.- (CONSUMO ESPECÍFICO DE REFERENCIA). El consumo específico de referencia de combustible de cada Unidad Generadora, se definirá teniendo en cuenta la temperatura y distintos estados de carga de la capacidad efectiva. El Generador suministrará la información al Comité junto con la documentación técnica que la avala.

ARTÍCULO 25.- (COSTO MEDIO DE PRODUCCIÓN DE REFERENCIA DE UNA UNIDAD GENERADORA). Para cada período diario característico, el Comité calculará diariamente, el costo medio de producción de referencia de una Unidad Generadora, utilizando el Precio de Referencia de Combustible en la Central y el consumo específico de referencia de la Unidad Generadora. El valor obtenido se incrementará para tener en cuenta consumos propios de la central y de pérdidas de transformación. Estos datos serán informados por cada Generador para cada Unidad Generadora, junto con la documentación técnica que lo avala. El Comité o la Superintendencia podrá efectuar auditorías técnicas para comprobarlos.

ARTÍCULO 26.- (COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE REFERENCIA). El valor máximo del costo de operación y mantenimiento de referencia representativo de los costos variables de producción que no correspondan a combustibles será aprobado por la Superintendencia mediante resolución para cada tipo de tecnología de las Unidades Generadoras, de acuerdo a lo siguiente:

I. Los valores iniciales a ser utilizados son:

- a) Turbinas a gas operando en base: 1,08 US\$/MWh
- b) Turbinas a gas operando en semibase: 1,51 US\$/MWh
- c) Turbinas a gas operando en punta: 2,24 US\$/MWh
- d) Motores Dual Fuel: 3,18 US\$/MWh

II. Para las unidades generadoras existentes al comenzar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, serán los valores señalados en el numeral I del presente artículo, y estarán sujetos a una fórmula de indexación que refleje los costos de operación y mantenimiento a precios actuales de mercado de acuerdo a lo establecido en una Norma Operativa.

III. Para las unidades de generación de nueva tecnología incorporadas con posterioridad al inicio de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el valor representativo deberá resultar de un estudio técnico, basado en datos de fabricantes, proveedores de servicios de mantenimiento y costos estándar reconocidos. La Superintendencia deberá realizar un estudio técnico para determinar el valor representativo de los costos de operación y mantenimiento, pudiendo requerir la opinión o estudios de expertos independientes, así como encargar auditorías técnicas al Comité. En base a toda esta información, la Superintendencia aprobará mediante resolución e informará el costo de operación y mantenimiento de referencia a utilizar, junto con la correspondiente justificación técnica en un plazo de ciento ochenta (180) días calendario a partir de la promulgación del presente Reglamento.

El costo de operación y mantenimiento de referencia deberá estar expresado en \$us/MWh.

ARTÍCULO 27.- (PRECIO DE REFERENCIA DE UNA UNIDAD GENERADORA). El Comité definirá los precios de referencia de una Unidad Generadora, en cada período diario, adicionando al costo medio de producción de referencia de la Unidad Generadora el costo de operación y mantenimiento señalado en el artículo 26 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 28.- (INFORMACIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS). Cada Generador, al convertirse en agente del Mercado o antes de la entrada en servicio de una nueva Central y/o Unidad Generadora, deberá informar al Comité las características técnicas de diseño de dichas Unidades Generadoras y/o Centrales.

Para las Unidades Generadoras hidroeléctricas deberá incluir los datos del embalse, normas de operación y requerimientos aguas abajo, precipitación en la cuenca, evaporación y serie de afluentes históricos de los ríos.

Para las Unidades Generadoras térmicas, deberá informar: la capacidad efectiva en bornes, el consumo específico de combustible bruto, incluyendo el poder calorífico del combustible en condiciones ISO, para distintos niveles de carga de diseño, adjuntando los datos del fabricante; el consumo de combustible, para distintos niveles de carga, que resulta en la Unidad Generadora dada su ubicación sobre el nivel del mar, denominado consumo medio de combustible de la Unidad Generadora; y la variación que resulta en su potencia máxima generable y su consumo específico de combustible bruto para distintos rangos de temperatura. Esta información deberá incluir la documentación técnica que la avala.

El Generador deberá suministrar la información técnica respecto a la capacidad de control de tensión de sus instalaciones, que constituye un compromiso de participación en el control de tensión y potencia reactiva del Mercado, incluyendo las curvas límites de aporte y consumo de potencia reactiva.

El Comité podrá modificar el requerimiento de información a ser suministrada por los Generadores.

ARTÍCULO 29.- (PROGRAMACIONES EFECTUADAS POR EL COMITÉ). El Comité efectuará la programación de la operación para los siguientes períodos, con las características que en cada caso se indican:

- a) Programación de mediano plazo. Esta programación se realizará 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 efectuará 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 realizará semanalmente y cubre, con detalle horario, la semana calendario siguiente.
- d) Programación diaria. Esta programación, también denominada predespacho, se realizará diariamente y cubre con detalle horario las 24 horas del día siguiente.

El Comité deberá contar con modelos de optimización y despacho de largo, mediano y corto plazo que permitan representar adecuadamente el sistema y sus restricciones para realizar las programaciones indicadas. Los modelos tendrán como función objetivo minimizar los costos de operación de generación más los costos de falla, dentro de las restricciones vigentes y las

condiciones de desempeño mínimo. El modelo de optimización permitirá calcular la valorización del agua de los embalses a optimizar con el costo futuro de reemplazo probable, denominado valor del agua del embalse.

ARTÍCULO 30.- (INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO).

Los Agentes del Mercado, entregarán al Comité la información sobre sus previsiones y datos para los siguientes 48 meses a partir del inicio del siguiente período estacional. La información será entregada hasta el 10 de febrero de cada año, para la programación de mediano plazo que comienza en mayo y hasta el 10 de agosto de cada año, para la programación de mediano plazo que comienza en noviembre.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados suministrarán sus proyecciones de demanda de energía y potencia con desagregación mensual, con sus correspondientes hipótesis de cálculo y curvas típicas de carga, para los nodos en los que reciben el suministro.

Los Generadores informarán los requerimientos preliminares de mantenimiento, que el Comité evaluará para identificar su impacto sobre la seguridad del suministro. El Comité informará a los Generadores los mantenimientos que afectan negativamente la seguridad del suministro para que éstos elaboren en coordinación con el Comité los requerimientos finales de mantenimiento de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 del presente Reglamento.

Para Unidades Generadoras de iguales características técnicas y dentro de una misma Central se definirá una única oferta representativa de todas ellas.

La oferta de una Unidad Generadora térmica deberá incluir, además, la declaración de lo siguiente:

- a) Costo del combustible, el que deberá estar en el rango comprendido entre el precio referencial como máximo y la tarifa de transporte regulada de dicho combustible como mínimo;
- b) Disponibilidad de combustibles;
- c) Poder calorífico inferior de los últimos seis meses;
- d) Capacidad Efectiva para las distintas temperaturas características del sitio en que está ubicada;
- e) Heat Rate en unidades de calor para rendimientos a 50%, 75% y 100% de su Capacidad Efectiva, considerando un rango de temperaturas características del sitio en que está ubicada;
- f) Costos variables de operación y mantenimiento;

- g) Porcentaje de pérdidas por consumo propio y transformación;
- h) Tasa de indisponibilidad forzada, calculada de acuerdo a lo establecido en Norma Operativa.

Los parámetros declarados en los incisos a) hasta h) anteriores, serán válidos hasta la siguiente declaración de la Programación de Mediano Plazo, salvo que, existan razones fundadas a satisfacción de la Superintendencia.

En caso que una Unidad Generadora no haya sido asignada con remuneración de Potencia Firme o Reserva Fría, el generador deberá hacer conocer al Comité, dentro de los 5 días hábiles a su notificación, la disponibilidad o no de dicha unidad para ser considerada dentro del Parque Generador Disponible.

Los Generadores hidráulicos deberán suministrar las series históricas de caudales, junto a la información de respaldo que la avala. El Comité deberá considerar como hidrologías probables las series históricas de caudales. Asimismo, suministrarán las normas de operación de embalses de agua y compromisos que afectan su despacho.

Los Transmisores informarán sus requerimientos de mantenimiento y previsiones de ingreso de nuevas instalaciones, y toda otra información que afecte su capacidad de transmisión.

Los importadores y exportadores informarán sobre las cantidades de energía y potencia incluidos en sus contratos.

Las fechas de ingreso de nuevos equipos, instalaciones y/o nuevos consumos, serán informados al Comité por los Agentes en concordancia con sus compromisos contractuales con la Superintendencia.

ARTÍCULO 31.- (ANTECEDENTES PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO).

En base a la información declarada por los Agentes del Mercado, el Comité determinará:

- a) La proyección de demanda más representativa posible de la situación futura, considerando los contratos de exportación vigentes;
- b) Los parámetros a ser utilizados en la Programación de Mediano Plazo, tomando el menor entre los valores declarados por los Agentes de acuerdo al Artículo 30 y los valores de referencia.
- c) El Parque Generador Disponible y el sistema de transmisión, de acuerdo a las pautas establecidas en el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad para el cálculo de los precios de nodo, considerando además los contratos de importación vigentes como oferta adicional y el aleatorio hidrológico; y

- d) El programa de mantenimiento de las Unidades de Generación y de las instalaciones de Transmisión, coordinado en base a los pedidos de mantenimiento efectuados por Generadores y Transmisores y de la aplicación del criterio de optimizar la operación y minimizar el riesgo de restricciones al abastecimiento, de acuerdo a lo establecido en los Artículos 3 y 30 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 32.- (PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO)- El Comité realizará la programación de la operación de mediano plazo cumpliendo las disposiciones del presente Reglamento.

Para ello, el Comité utilizará los antecedentes definidos de acuerdo al artículo 31 del presente Reglamento y los modelos de largo y mediano plazo de optimización y simulación de la operación, que definen la ubicación económica de las cantidades semanales disponibles de energía hidráulica y el despacho hidrotérmico del Mercado, teniendo en cuenta el Parque Generador Disponible, la red de transporte y las condiciones de desempeño mínimo vigentes.

Para aquellas unidades Generadoras cuya capacidad nominal se vea reducida por la temperatura, el Comité utilizará como valor de capacidad el informado por el Generador para condiciones de temperaturas medias características para el período a programar.

El Comité simulará la operación óptima del sistema para cada una de las series hidrológicas consideradas. A partir de los resultados de la simulación (energía generada, energía no servida, costos marginales, etc.), se obtendrán valores semanales promedio por bloques horarios para dichas series.

ARTÍCULO 33.- (CÁLCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO DE ENERGÍA ESPERADOS)- En base a los resultados obtenidos de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 32 del presente reglamento, el Comité determinará los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía Esperados para cada semana dentro de los bloque horarios establecidos, de acuerdo a las normas correspondientes del Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad.

ARTÍCULO 34.- (INFORMES DE LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO). A más tardar el 15 de marzo y el 15 de septiembre de cada año el Comité pondrá en conocimiento de la Superintendencia y los Agentes del Mercado la programación de mediano plazo con los siguientes datos requeridos para el informe preliminar de Precios de Nodo:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del Sistema Interconectado Nacional;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, costos de racionamiento y otros costos variables de operación;

- d) Los contratos de importación y exportación de energía;
- e) Las restricciones y requerimientos previstos por el nivel de desempeño mínimo establecido;
- f) Disponibilidad y programa de mantenimientos.
- g) Precios de Combustible de las Unidades Generadoras;

El Informe incluirá además los siguientes resultados previstos de la operación del Mercado:

- h) Previsión de generación térmica por Unidad Generadora y por Central, consumo de combustibles por Unidad Generadora y por Central, y previsión de generación hidroeléctrica por central, y evolución del nivel de los embalses con Centrales hidráulicas optimizadas;
- i) Previsión de energía no suministrada total del Mercado y por cada área, y previsión de generación forzada por cada restricción, con el costo asociado;
- j) Evolución semanal prevista del precio de la energía eléctrica por bloque horario;
- k) La Potencia Firme de las Unidades Generadoras térmicas y las Centrales hidráulicas, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento.
- l) Los factores de pérdidas de potencia de cada nodo así como los precios de la potencia en cada nodo.
- m) La Reserva Fría requerida para cada área.

Con el informe, el Comité presentará a los Agentes y la Superintendencia los datos utilizados y las hipótesis de cálculo consideradas en la Programación de Mediano Plazo.

ARTÍCULO 35.- (PROGRAMACIÓN ESTACIONAL)- Durante el transcurso de cada período estacional, el Comité analizará mensualmente el comportamiento registrado en la operación real del Mercado para identificar las desviaciones respecto a lo previsto en la Programación de Mediano Plazo y, de ser necesario en función de los desvíos registrados y su efecto en la programación y el despacho, actualizando la programación prevista para los siguientes meses del período estacional en curso, modificando para este efecto las previsiones que correspondan.

ARTÍCULO 36.- (RIESGO DE DÉFICIT POR CONTINGENCIAS). Para cada mes del semestre y por bloque horario, el Comité definirá estados característicos de la oferta y la demanda y configuración de la red de transporte. En base a ellos, mediante un modelo que evaluará el riesgo de déficit por contingencias de generación y de transporte para el Mercado en su conjunto y para cada zona eléctrica y adoptará las acciones que procedan sobre la base de las normas de desempeño mínimo. Las áreas eléctricas quedan definidas por la red de Transporte y sus restricciones que generan condiciones de operación distintas entre las diferentes áreas que conecta la red.

ARTÍCULO 37.- (MODIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE LOS AGENTES). A los efectos de la programación estacional, los Agentes del Mercado podrán modificar mensualmente la información proporcionada al Comité para el semestre en curso con motivo de la programación de mediano plazo, conforme se produzcan cambios en dicha información. Se exceptúa de esta modificación la información correspondiente a precios de combustibles y costos de operación y mantenimiento y consumo específico de combustible, la que se registrará por lo dispuesto específicamente sobre esta materia en el presente Reglamento.

ARTÍCULO 38.- (INFORMES DE LA PROGRAMACIÓN ESTACIONAL). Antes del día 15 de cada mes, el Comité emitirá un informe mensual para conocimiento de la Superintendencia y de los Agentes del Mercado, con un análisis de la operación realizada en el mes anterior y de las desviaciones significativas observadas respecto a la programación, incluyendo los posibles motivos de estas diferencias y la evolución del precio Spot de la energía. Incluirá también el seguimiento de la generación forzada registrada para cada restricción, con el costo asociado, por mes y acumulado en lo que va del año y los últimos doce meses.

Al finalizar el semestre, el Comité emitirá un Informe Estacional, que presente la comparación de los resultados reales de la operación con la previsión estacional, incluyendo un análisis del efecto de las desviaciones en los precios medios reales respecto a los precios previstos.

ARTÍCULO 39.- (ANTECEDENTES PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL). Antes de las 10:00 horas. del penúltimo día hábil de cada semana calendario, los Agentes del Mercado deberán enviar al Comité la información necesaria para realizar la programación de la semana siguiente.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia y energía para la semana siguiente con desagregación diaria.

Los Generadores informarán la previsión de su oferta de generación, indicando para cada una de sus Unidades Generadoras:

- a) Requerimientos de mantenimiento previstos;
- b) Potencia disponible prevista; y,
- c) Para las Centrales térmicas, cantidad de combustible disponible a consumir (cuota de gas, stock de carbón, etc.) y para las Centrales hidráulicas, nivel de los embalses, pronósticos de aportes y restricciones de uso de agua.
- d) En caso de que existan modificaciones a los datos para el cálculo de sus costos variables, los datos que se modifican, con la documentación que lo avala.

Las Transmisores deberán presentar sus solicitudes de mantenimientos preventivos para la programación semanal e informar la indisponibilidad forzada y programada de sus instalaciones y las limitaciones que surjan a la capacidad de transmisión en sus líneas.

ARTÍCULO 40.- (PROGRAMACIÓN SEMANAL). Con los modelos de optimización y despacho disponibles, utilizando la función de costo futuro de cada embalse optimizado (valor del agua) obtenida del modelo de optimización de mediano plazo, la información suministrada por los Agentes del Mercado y ajustes a la Programación Estacional, del análisis del comportamiento de la demanda, y de la información actualizada de las demás variables utilizadas en la programación de la operación, el Comité determinará:

- a) Las proyecciones de demanda horaria de energía, para la siguiente semana;
- b) La programación de la operación de la semana siguiente, determinará la energía a producir en cada Central hidráulica y Unidad Generadora térmica durante la semana, en base a la demanda prevista, las restricciones de transporte, las condiciones de desempeño mínimo, las restricciones de operación, los pronósticos de caudales de aportes hidrológicos y restricciones de uso de agua, y las ofertas previstas presentadas por los Generadores. El modelo semanal realizará la optimización secuencial de las centrales hidráulicas con la función objetivo de minimizar la suma del costo de producción y de racionamiento determinará para cada embalse optimizado su valor del agua. Se incluyen como dato los compromisos de importación/exportación establecidos en contratos, las ofertas spot de importación y las solicitudes spot de exportación;
- c) La programación del mantenimiento preventivo semanal y diario del Parque Generador Disponible y transmisión, coordinado y definido de forma tal de minimizar el apartamiento que genera al despacho económico y de minimizar el riesgo de déficit de potencia para satisfacer el abastecimiento de la demanda.

ARTÍCULO 41.- (INFORME DE LA PROGRAMACIÓN SEMANAL). Antes de las 15:00 horas del último día hábil de una semana, el Comité informará a los Agentes del Mercado los resultados de la programación semanal para la semana siguiente, incluyendo generación prevista en las Centrales, la evolución esperada del precio de la energía en el Mercado Spot, los riesgos de no abastecimiento e intercambios previstos con otros países. A los Agentes de otros países interconectados les informará los intercambios previstos.

ARTÍCULO 42.- (OBJETIVO DE LA PROGRAMACIÓN DIARIA). El objetivo de la programación diaria o predespacho, es programar en forma integrada la operación del Mercado, de forma tal de abastecer la demanda al mínimo costo total, dando prioridad a mantener el nivel de desempeño mínimo vigente. Se incluyen en esta programación, el valor del agua calculado para los embalses que se optimizan, y los compromisos de importación y exportación resultantes de los intercambios de electricidad acordados y los contratos vigentes con Agentes de países interconectados.

ARTÍCULO 43.- (ANTECEDENTES PARA LA PROGRAMACIÓN DIARIA). Todos los días hábiles antes de las 10:00 horas, los Agentes del Mercado deberán suministrar al Comité la información necesaria para realizar el despacho del día siguiente. El día viernes deberán incluir

la información para el sábado, domingo y lunes siguientes. En el caso de días feriados, el día hábil previo deberán informar los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil siguiente.

Los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia y energía a nivel horario.

Los Generadores informarán su oferta para el día siguiente, indicando cualquier modificación respecto de los requerimientos de mantenimiento, restricciones a su operación, disponibilidad de combustible o pronósticos de aportes, y potencia disponible previstos en la programación semanal.

Los Transmisores deberán suministrar sus solicitudes de mantenimiento preventivo a nivel diario y cualquier otra condición que afecte la capacidad de transmisión prevista.

ARTÍCULO 44.- (PRECIO MEDIO DE PRODUCCIÓN DE UNA UNIDAD GENERADORA TÉRMICA PARA EL PREDESPACHO). El Comité calculará el precio medio de producción de una Unidad Generadora térmica para cada hora del día, tomando en cuenta las curvas de corrección de temperaturas presentadas en su declaración, según lo establecido en el Artículo 30 del presente Reglamento.

ARTÍCULO 45.- (PROGRAMACIÓN DIARIA). Cada día, el Comité realizará el predespacho del día siguiente, en base a 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, la función costo futuro de los embalses optimizados (valor del agua), y las declaraciones de los Generadores. El predespacho incluirá una estimación del despacho previsto para los días restantes de la semana.

El Comité debe contar con un modelo de optimización y despacho económico con el que realice el despacho hidrotérmico diario y que permita representar el parque, la demanda, la red y las restricciones con el nivel de detalle necesario para producir como resultado la asignación de potencia horaria a utilizar como guía en la operación en tiempo real del sistema eléctrico. Su función objetivo debe ser optimizar la ubicación horaria de la energía hidráulica y generación térmica disponible de forma tal de minimizar el costo total de producción, suma del costo de operación (térmico y valor del agua) y costo de falla, cumpliendo las condiciones de desempeño mínimo.

El despacho de las Unidades Generadoras que conforman el Parque Generador Disponible, se efectuará considerando la oferta hidráulica no regulada con un valor del agua igual a cero, la energía hidráulica regulada con su valor del agua, y la oferta térmica, aplicándose los siguientes criterios técnico-económicos:

- a) La oferta hidráulica no regulada tendrá prioridad de despacho. 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) Para el despacho horario, la potencia máxima de una Unidad Generadora térmica se considera variable dentro del día. El Comité debe contar con previsiones de temperaturas medias en las regiones donde 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 deberán ser despachadas con una reserva rotante 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. El Comité, en los casos en que esté habilitado por los criterios de desempeño mínimo vigentes, puede decidir operar sin reserva suficiente, informando a los Agentes del Mercado.

El despacho económico determinará para cada hora, la asignación óptima de la oferta hidrotérmica, teniendo en cuenta la oferta hidráulica, y las restricciones operativas por el uso del agua, los precios medios de producción de las Unidades Generadoras térmicas en cada hora, las restricciones operativas, las pérdidas de la red de transporte y los requerimientos de calidad y seguridad de área determinados en las condiciones de desempeño mínimo vigentes.

La programación diaria identificará la generación forzada como toda energía que resulta prevista generando obligada por restricciones, a pesar de no ser requerida por un despacho económico sin esas restricciones.

ARTÍCULO 46.- (INFORME DE LA PROGRAMACIÓN DIARIA). Como resultado del despacho económico, el Comité obtendrá e informará a cada Generador, antes de las 15:00 horas de cada día que corresponda informar, lo siguiente:

- a) Los precios de generación de sus Unidades Generadoras para determinar los costos marginales de corto plazo;
- b) El programa de carga horario a realizar por cada Central y/o Unidad Generadora, identificando cuando corresponde la generación forzada y la de Reserva Fría;
- 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 que corresponda informar, el Comité informará 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.

ARTÍCULO 47.- (RESTRICCIONES DE SUMINISTRO). En los casos de déficit de generación, cada Generador tiene derecho a satisfacer sus contratos con su generación propia y con la que tuviese contratada de otros Generadores. Las restricciones al consumo abastecido por cada Generador surgen como diferencia entre sus compromisos de entrega y su disponibilidad de Generación propia y contratada con otros Generadores más el aporte que pueda hacerle el Mercado Spot. En condiciones de déficit este último aporte deberá ser racionado.

ARTÍCULO 48.- (REDESPACHO). Durante la operación en tiempo real, el Comité adecuará el predespacho a los requerimientos de la operación del sistema y variaciones en las condiciones de la oferta y la demanda. De producirse apartamientos con respecto a las hipótesis consideradas en el despacho diario, que afecten significativamente el despacho económico, el Comité deberá realizar un redespacho para establecer los programas de generación y reserva adecuados a las nuevas condiciones previstas y mantener al Mercado dentro de su operación económica.

ARTÍCULO 49.- (INTERCAMBIOS SPOT CON PAISES INTERCONECTADOS). El Comité coordinará los intercambios spot que surjan con Agentes de países interconectados, de acuerdo a las oportunidades que se presenten y los convenios en las interconexiones internacionales. Para ello, los Agentes de los países interconectados le deberán enviar dentro de los plazos establecidos para la programación semanal y despacho diario las ofertas spot de importación o las solicitudes spot de exportación.

ARTÍCULO 50.- (ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS DE RESULTADOS). Los datos para calcular el resultado y precios de la operación diaria serán suministrados al Comité por los Agentes del Mercado a través del sistema de enlace que se defina para dicho propósito. Cada día hábil, se suministrará la información del día anterior, si el mismo fue un día hábil. De ser el día anterior un día no hábil, se suministrará la información de todos los días anteriores hasta el primer día hábil anterior. El costo marginal horario de la energía se calculará en base a los valores de consumo y de generación registrados en el sistema de medición comercial, excluyendo la Generación Forzada y la de Reserva Fría. Sólo en caso de falta de mediciones se podrán utilizar valores programados o previstos. Una Norma Operativa establecerá el correspondiente detalle de cálculo.

Del análisis de resultados, el Comité calculará la Generación Forzada por cada restricción e identificará al o los responsables del pago de dicha generación forzada. Igual procedimiento se aplicará para la generación con unidades de Reserva Fría.

El Comité elaborará una Norma Operativa con la implementación de detalle de la Generación Forzada, incluyendo la identificación de cada tipo de restricción que habilita generación obligada, cómo se determina y justifica, y los criterios para determinar los responsables de una restricción que deberán pagar su sobrecosto.

En base al sistema de medición comercial aprobado por la Superintendencia y dentro del horario que se establezca, cada día hábil los Agentes del Mercado enviarán al Comité la información de energía y potencia horaria generada por cada Central y/o Unidades Generadoras según corresponda, y demandada por cada Distribuidor y Consumidor No Regulado.

Los Agentes podrán enviar, junto con la información indicada, los cuestionamientos a la operación realizada por considerar que se aparta del despacho económico, indicando la operación óptima que se debería haber realizado. Transcurrido este plazo, los Agentes no pueden presentar reclamos por la operación realizada ni de los precios resultantes.

ARTÍCULO 51.- (RECLAMACIONES AL DESPACHO). El Comité cuenta con 2 días hábiles administrativos para analizar una reclamación presentada por un Agente, en todos los casos en que del despacho realizado resulta un costo total de operación inferior al despacho sugerido por el Agente o que las desviaciones se debieron a motivos operativos, de desempeño mínimo y/o de seguridad, se considera que la operación realizada fue la correcta y el Agente del Mercado debe acatar el resultado obtenido. De no ser así, el Agente puede impugnar ante la Superintendencia que, en base a la información elaborada por el Agente y la respuesta del Comité, decidirá en instancia única sin recurso ulterior.

ARTÍCULO 52.- (RESULTADO DE LA OPERACIÓN). Antes de las 18:00 horas de cada día hábil el Comité informará 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 estará 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.
- c) Las Unidades Generadoras con Generación Forzada, su energía producida y su costo asociado.
- d) Las unidades generadoras por Reserva Fría, su energía producida y su costo asociado.

Los agentes contarán con 2 días hábiles administrativos para presentar objeciones a los resultados de la operación. De no existir objeciones de los Agentes del Mercado a los cálculos presentados, o cuando aquellas hayan sido debidamente aclaradas, los valores calculados pasarán a formar parte de la base de datos para el cálculo de las transacciones mensuales.

ARTÍCULO 53.- (INTERCAMBIOS DE REACTIVOS Y REGULACIÓN DE TENSIÓN). La provisión de potencia y energía reactiva es responsabilidad de cada agente del Mercado. Para tal fin se establecerán, 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 determinará 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.

ARTÍCULO 54.- (TRANSACCIONES DE ENERGÍA REACTIVA). El factor de potencia horario de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se deberá mantener dentro de un rango mínimo y máximo definido dentro las condiciones de desempeño mínimo. El Comité llevará el control de este factor y cualquier desviación constituirá un incumplimiento. Asimismo, el Comité definirá 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 deberán 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.

CAPÍTULO VI

POTENCIA FIRME

ARTÍCULO 55.- (OBJETO DE LA POTENCIA FIRME). El objeto de la Potencia Firme es brindar disponibilidad de capacidad efectiva de generación para garantizar la calidad y confiabilidad del suministro global del sistema eléctrico, teniendo en cuenta la red de transmisión existente y sus restricciones e incluyendo las condiciones de desempeño mínimo. Se dimensiona

con la Potencia de Punta para un periodo de 12 meses, con el objeto de lograr confiabilidad de generación en la condición de mayor requerimiento de demanda del sistema.

La oferta de disponibilidad de potencia de una Unidad Generadora para la asignación de Potencia Firme se determinará teniendo en cuenta la potencia que puede comprometer con una determinada confiabilidad, de acuerdo a los criterios establecidos en el presente Reglamento, con el objeto de que exista reserva en el sistema para procurar calidad y continuidad del suministro. La disponibilidad que puede ofertar una central hidroeléctrica depende de su componente aleatorio hidrológico y de su mantenimiento. La disponibilidad de una Unidad Generadora térmica depende de su componente determinístico a través del mantenimiento programado y de su componente aleatorio a través de la indisponibilidad forzada.

El Comité elaborará una Norma Operativa de Potencia Firme que describa la metodología de detalle para asignación de Potencia Firme hidroeléctrica, determinación de la indisponibilidad forzada y asignación de la Potencia Firme térmica basado en procedimientos con consideraciones de despacho económico que representen las características y restricciones del sistema de transmisión y dé prioridad al cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo, de acuerdo a los criterios y procedimientos generales establecidos en el presente Reglamento.

ARTÍCULO 56.- (OFERTA HIDRÁULICA DE AÑO SECO). La oferta hidráulica de Potencia Firme se determinará con la potencia que se puede garantizar entre los meses de hidrología baja (mayo a octubre) en el período de punta para una condición de año seco, que corresponda a una probabilidad de excedencia del 95%, salvo que se presente una condición de excedentes o faltantes en la oferta de Potencia Firme, de acuerdo a los criterios que establece el presente Reglamento. En esos casos se incrementará o reducirá, según corresponda, la probabilidad de excedencia para lograr el equilibrio entre oferta y demanda de Potencia Firme. Para la condición de excedente, el incremento de la probabilidad de excedencia no podrá superar un máximo definido en el 98%. Para la condición de faltante, la probabilidad de excedencia no podrá ser inferior al 90%.

Al realizar la Programación de Mediano Plazo, con los modelos de optimización y programación que definen la ubicación óptima de la energía hidráulica, el Comité determinará para la probabilidad de excedencia adoptada y para cada central hidroeléctrica la energía hidráulica total generada para el período mayo a octubre inclusive. Esta energía se denomina Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado, y la suma de todas las energías de las centrales hidroeléctricas se denomina Energía Firme Hidráulica Total del Mercado.

ARTÍCULO 57.- (OFERTA DE POTENCIA FIRME DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS). La Potencia Firme de cada una de las Centrales hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) La Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado, definida en el Artículo 56, se divide en Energía Regulable y Energía No Regulable en base las características propias de cada central y su capacidad de embalse.
- b) En la curva de duración de carga correspondiente al semestre mayo - octubre se ubica, desde la base hacia al punta, la Energía No Regulable de cada central hidroeléctrica.
- c) La Energía Regulable se ubica en el lugar óptimo de la curva de duración de carga. Para el caso en que no sea posible ubicar toda la potencia correspondiente a la Energía Regulable, se disminuye esta potencia de acuerdo al procedimiento señalado en una Norma Operativa de Potencia Firme.
- d) La oferta de Potencia Firme de cada central hidroeléctrica, para la probabilidad de excedencia considerada, es la suma de la potencia resultante de ubicar su Energía Regulable y No Regulable en la curva de duración de carga.
- e) La potencia no cubierta por las centrales hidroeléctricas en la curva de duración de carga, se denomina Potencia Firme Térmica Total. Esta potencia se asignará entre las unidades generadoras térmicas de acuerdo a los criterios señalados en el artículo 58.

ARTÍCULO 58.- (POTENCIA FIRME DE UNIDADES GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS). La oferta de Potencia Firme de cada Unidad Generadora termoelectrica es función de su capacidad efectiva para las condiciones del sitio y la temperatura máxima probable y su tasa de indisponibilidad forzada. En una Norma Operativa de Potencia Firme el Comité definirá los procedimientos para calcular la tasa de indisponibilidad forzada y la temperatura máxima probable.

La Potencia Firme Térmica para cada Unidad Generadora se determina utilizando una simulación de despacho económico multinodal que considere:

- a) La oferta de Potencia Firme térmica de cada unidad.
- b) La oferta de Potencia Firme hidroeléctrica, calculada en el artículo precedente.
- c) La demanda de punta del Sistema.
- d) Las condiciones de desempeño mínimo.

La Potencia Firme de cada Unidad Generadora es la potencia con la que ésta unidad resulta requerida en este despacho.

ARTÍCULO 59.- (AJUSTE DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA). Si la suma de la oferta de Potencia Firme Térmica es mayor o menor que la Potencia Firme Térmica Total calculada en el despacho económico, se incrementará o reducirá, respectivamente, la probabilidad de

excedencia de acuerdo a lo indicado en el artículo 56 y se recalculará para esta nueva probabilidad las potencias firmes hidroeléctricas y térmicas.

Si la nueva probabilidad de excedencia es igual a 0.90, se disminuirá la potencia de punta hasta lograr el cierre entre la oferta y la demanda. Si la nueva probabilidad de excedencia es mayor que 0.98, las potencias determinadas en el despacho económico serán las Potencias Firmes definitivas, teniendo en cuenta las restricciones de transmisión y las condiciones de desempeño mínimo.

ARTÍCULO 60.- (PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME Y POTENCIA DE PUNTA PREVISTA). El cálculo de Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo considerando el siguiente período noviembre a octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para ese periodo y la declaración de los Agentes para el periodo que se inicia en noviembre.

En el mes de abril de cada año se realizará el cálculo considerando el siguiente período mayo a octubre, sobre la base de la Potencia de Punta para el período noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los Agentes para el periodo que se inicia en mayo.

ARTÍCULO 61.- (CORRECCIÓN DE LA POTENCIA FIRME Y POTENCIA DE PUNTA PREVISTAS). En el mes de noviembre de cada año el Comité recalculará las potencias firmes de cada periodo semestral, sobre la base de la energía demandada y potencia de punta reales registradas en el Mercado Eléctrico Mayorista y se reliquidarán las transacciones económicas del Mercado.

Las reliquidaciones considerarán la Potencia Firme, Reserva Fría, descuentos mensuales por indisponibilidad forzada y programada, costos de transmisión a precios de octubre de cada año y precios de nodo de potencia. En los periodos de indisponibilidad programada la Unidad Generadora no será remunerada por Potencia Firme.

Si como efecto de la reliquidación por potencia resulta un excedente, éste se asignará a las unidades térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría proporcionalmente a su Potencia de Punta Generada Promedio con un precio unitario máximo igual al precio de nodo de la potencia y a los Distribuidores y Consumidores No Regulados proporcionalmente a su participación en la demanda de punta del Sistema Interconectado Nacional. Si resulta un faltante, éste será cubierto por los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su participación en la demanda de punta del Sistema Interconectado Nacional.

El procedimiento para el cálculo de descuentos o bonificaciones por potencia deberá estar definido en la Norma de Potencia Firme.

ARTÍCULO 62.- (RESERVA FRÍA). Cuando en un área la Potencia Firme sea insuficiente para cubrir toda la demanda por indisponibilidad de una Unidad Generadora, el Comité asignará

potencia de Reserva Fría a una o más unidades térmicas no remuneradas por Potencia Firme para garantizar el suministro de esa área.

La Reserva Fría se asignará teniendo en cuenta para el área: la demanda, la capacidad efectiva de las unidades remuneradas por Potencia Firme y la máxima capacidad que puede tomar de la red de transmisión. El Comité adicionalmente considerará la demanda interrumpible para definir la Reserva Fría de cada área. El Comité establecerá el procedimiento de cálculo de la Reserva Fría en una Norma Operativa.

La Reserva Fría será asignada en la Programación de Mediano Plazo y se reliquidará en noviembre de cada año coincidentemente con la asignación y reliquidación de la Potencia Firme.

Cada Unidad Generadora asignada con Reserva Fría, tiene la obligación de estar disponible cuando el Comité la requiera.

La potencia de Reserva Fría será remunerada a un precio máximo igual a un porcentaje del Precio Básico de la Potencia, porcentaje que será definido por la Superintendencia.

El costo por la potencia de unidades con Reserva Fría se asignará entre toda la demanda del sistema; el costo de la energía de estas unidades será remunerado a su costo variable, con el mismo tratamiento que la generación forzada.

CAPÍTULO VII

COSTOS MARGINALES POR NODO

ARTÍCULO 63.- (COSTOS MARGINALES POR NODO). Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía en cada nodo, se obtienen del producto del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía del Sistema Interconectado Nacional y del Factor de Pérdidas de Energía del nodo. Los Costos Marginales de Potencia de Punta en cada nodo se obtienen del producto del Costo Marginal de Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional y del Factor de Pérdidas de Potencia del nodo.

El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía del Sistema Interconectado Nacional se determinará cada hora teniendo en cuenta los precios de las Unidades Generadoras térmicas que no resulten con Generación Forzada, y el costo futuro de sustitución del agua, o valor del agua que el Comité calculará con los modelos de programación, con el objetivo de buscar la ubicación óptima de la energía hidráulica. El Comité deberá establecer en una Norma Operativa la descripción de la metodología de detalle para el cálculo del precio horario de la energía.

De existir limitaciones de transmisión entre dos áreas del Sistema Troncal de Interconexión, los costos marginales por nodo se calcularán separadamente para los dos subsistemas que se forman a ambos lados de la restricción.

ARTÍCULO 64.- (DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA). En cada estado de operación del Mercado, los costos de generación correspondientes a absorber variaciones unitarias de demanda son diferentes en cada nodo de la red de transporte, en función del precio de la energía, del nivel de transmisión en cada tramo de línea de la red de transporte y consecuentes pérdidas, y de la configuración de la red.

Cada nodo de la red tiene, asociado en cada estado de operación del Sistema Interconectado Nacional, un Costo Marginal de Energía Horario. El Comité calculará mediante el modelo de despacho para cada hora el Factor de Pérdidas de Energía de un nodo (FPE_{nh}), que mide la relación entre el precio de la energía en el nodo y el precio de la energía en el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal. El Factor de Pérdidas de Energía de un nodo, mide las pérdidas marginales de transporte entre dicho nodo y el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal.

ARTÍCULO 65.- (FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA). El factor de pérdidas de potencia de un nodo mide las pérdidas marginales de transporte en un despacho típico para la situación de máxima demanda, en condición de hidrología seca, entre dicho nodo y el nodo más conveniente para incrementar la capacidad de generación de punta. Este nodo será el mismo que se utilice para aplicar el Precio Básico de la Potencia, a que se refiere el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad. El procedimiento para determinar el Factor de Pérdidas de Potencia es el siguiente:

- a) Junto con la programación de mediano plazo y cálculo de la Potencia Firme, se determinará el despacho óptimo correspondiente a la hora de máxima demanda del año.
- b) En base a dicho despacho con la Potencia Firme asignada se obtiene un flujo de carga, que se utilizará para determinar los factores de pérdidas de potencia.
- c) Con el flujo de carga se determinará, para cada nodo, el incremento de potencia requerido en el nodo de referencia para el Precio Básico de la Potencia (DP_{ref}) para compensar un incremento unitario de la demanda en el nodo (DP_n). A partir de estos valores se determinarán los denominados Factores de Pérdidas de Potencia (FPP_n) en cada nodo "n" como:

$$FPP_n = DP_{ref} / DP_n$$

En presencia de una limitación permanente de transmisión entre el nodo y el nodo de referencia, el Factor de Pérdidas de Potencia se calculará aplicando lo descrito en el presente artículo, pero considerando como nodo de referencia aquel donde se obtiene el menor costo de instalar Potencia de Punta en la zona restringida.

CAPÍTULO VIII

TRANSACCIONES EN EL MERCADO SPOT

ARTÍCULO 66.- (REMUNERACIÓN A LOS GENERADORES).- Un Generador que opera en el Mercado es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su potencia, (ya sea potencia firme, o Reserva Fría, o Potencia de Punta Generada) con los descuentos correspondientes, de acuerdo a lo establecido en los siguientes artículos del presente Capítulo.

ARTÍCULO 67.- (REMUNERACIÓN POR ENERGÍA). Al finalizar el mes, el Comité calculará para cada Central la remuneración total por energía despachada, como la integración en el período de la energía horaria inyectada al Sistema Troncal de Interconexión multiplicada por el Costo Marginal de Energía Horario en el nodo. Para la energía correspondiente a generación forzada o energía generada por unidades asignadas al servicio de Reserva Fría, el Generador recibirá como remuneración su valorización a su costo variable.

ARTÍCULO 68.- (CÁLCULO DE REMUNERACIÓN MENSUAL POR POTENCIA). Al finalizar cada mes, el Comité calculará la remuneración por potencia que corresponda a cada Unidad Generadora de la siguiente manera:

- Para cada central hidroeléctrica, la potencia remunerada será la Potencia Firme previo descuento por indisponibilidad forzada y programada.
- Para cada Unidad Generadora térmica con Potencia Firme, la potencia remunerada en el mes será igual a la Potencia Firme menos los descuentos por indisponibilidad programada. Al valor resultante, se aplicará los descuentos por indisponibilidad forzada de acuerdo a lo establecido en el artículo 69 del presente Reglamento.
- Para cada Unidad Generadora térmica con potencia de Reserva Fría, la potencia remunerada en el mes será igual a la potencia de Reserva Fría menos los descuentos por indisponibilidad establecidos en la Norma Operativa de Reserva Fría.
- Para cada Unidad Generadora térmica sin Potencia Firme ni Reserva Fría, que haya operado en un mes, la Potencia de Punta Generada (PPG) remunerada en ese mes será la potencia media generada en el bloque alto (energía generada dividida entre las horas del bloque alto del mes).

Para cada mes, la remuneración por potencia será determinada con las siguientes relaciones:

a) Para las centrales hidráulicas:

$$\text{\$POTMES}_c = \text{PFG}_c * (1 - \text{FIT}_c) * \text{PNP}_n$$

- b) Para las Unidades Generadoras térmicas con Potencia Firme y sin descuentos por indisponibilidad forzada:

$$\text{\$POTMES}_{q_2} = \text{PFG}_{q_2} * (1 - \text{FIP}_{q_2}) * \text{PNP}_n$$

- c) Para las Unidades Generadoras térmicas con Potencia Firme y con descuentos por indisponibilidad forzada:

$$\text{\$POTMES}_{q_1} = (1 - \% \text{PEN}_{q_1}) * \text{PFG}_{q_1} * (1 - \text{FIP}_{q_1}) * \text{PNP}_n$$

- d) Para las Unidades Generadoras térmicas con potencia de Reserva Fría:

$$\text{\$POTMES}_{q_3} = \text{PRF}_{q_3} * (1 - \text{FITRF}_{q_3}) * \text{PNRF}_n$$

- e) Para las Unidades Generadoras térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría:

$$\text{\$POTMES}_{q_4} = (\text{\$ADIC}) * \text{PPG}_{q_4}$$

Donde:

\\$POTMES	Remuneración mensual de la Unidad Generadora por Potencia.
q₁	Unidades Generadoras térmicas con Potencia Firme que resultaron penalizadas.
q₂	Unidades Generadoras térmicas con Potencia Firme que no resultaron penalizadas.
q₃	Unidades Generadoras térmicas con Reserva Fría
q₄	Unidades Generadoras Térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría
c	Centrales hidroeléctricas.
PFG	Potencia Firme de la Unidad Generadora para el mes.
PPG	Potencia de Punta Generada
PNP_n	Precio de Nodo de Potencia de Punta del nodo de conexión de la Unidad Generadora térmica o central hidroeléctrica
PRF	Potencia de Reserva Fría
PNRF_n	Precio de la potencia de Reserva Fría en el nodo
%PEN	Porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada
\\$ADIC	Precio de la bonificación adicional, calculado como se indica en el artículo 69.

FTI	Factor de Disponibilidad Total (forzada más programada), igual al cociente entre el número de horas de indisponibilidad total, equivalente para la central hidroeléctrica de acuerdo al número de unidades y su respectiva potencia, y el número de horas del mes respectivo.
FTTRF	Factor de Disponibilidad Total (forzada más programada), para unidades asignadas con Reserva Fría.
FIP	Factor de Disponibilidad Programada igual al cociente entre el número de horas de indisponibilidad programada y el número de horas del mes respectivo.

De resultar el monto total a pagar a Generadores por Potencia menor que el monto a recaudar de la demanda, se asignará la diferencia a la demanda como compensación por menor calidad del servicio de Potencia Firme.

El monto total a asignar como compensación a la demanda se repartirá entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su participación en la Potencia de Punta, y se asignará como un crédito a sus cargos por compra de potencia de punta.

Una vez registrada la potencia de punta anual, en el mes de noviembre de cada año, se reliquidarán las transacciones por potencia considerando los valores reales de potencia de punta e indisponibilidad de las unidades generadoras.

ARTÍCULO 69.- (DESCUENTO POR INDISPONIBILIDAD). Al finalizar cada mes el Comité calculará la indisponibilidad forzada media de cada Unidad Generadora térmica. Si dicho valor resulta mayor que el porcentaje de indisponibilidad forzada 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.

$$\%PEN_q = \text{máximo de } (INDMES_q - INDO_q, 0)$$

Donde:

$\%PEN_q$	Porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada.
$INDMES_q$	Indisponibilidad forzada media de cada Unidad Generadora, incluyendo indisponibilidad por mantenimiento forzado.
$INDO_q$	Indisponibilidad forzada establecida para el cálculo de Potencia Firme térmica.

En base al porcentaje de descuento por indisponibilidad forzada, se calcula el monto total correspondiente a estos descuentos. A este monto se agregan los descuentos por indisponibilidad programada.

El monto total resultante por descuentos de indisponibilidad (forzada y programada), se reparte entre las Unidades Generadoras térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría en forma proporcional a su Potencia de Punta Generada, con un máximo dado por la remuneración que correspondería valorizando su Potencia de Punta Generada al Precio Básico de la Potencia. El precio correspondiente a esta bonificación adicional resulta:

$$\$ADIC = \min \left\{ \frac{MTD}{\sum PPG_{q4}}, PBP \right\}$$

Donde:

- \$ADIC** = Precio de la bonificación adicional.
- MID** = Monto total de descuentos por indisponibilidad (forzada y programada)
- PBP** = Precio Básico de la Potencia.
- q4** = Unidades Generadoras térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría.
- PPG** = Para unidades térmicas sin Potencia Firme ni Reserva Fría, Potencia de Punta Generada calculada como se indica en el Artículo 68.

ARTÍCULO 70.- (SEGUIMIENTO DE INDISPONIBILIDAD). Cada mes, el Comité realizará el seguimiento y cómputo de la indisponibilidad programada y de la indisponibilidad forzada de cada Unidad Generadora, registrando el número de días con indisponibilidad programada y forzada y la Potencia de Punta Generada (PPG) en el mes.

ARTÍCULO 71.- (RELIQUIDACIÓN DE LA REMUNERACIÓN POR POTENCIA). En el mes de noviembre de cada año, con los valores reales registrados, se recalcularán las transacciones económicas por potencia para cada mes del periodo noviembre - octubre anterior. Para este efecto se recalculará lo siguiente:

- a) La Potencia Firme;
- b) la potencia de Reserva Fría considerando la Potencia Firme y las demandas máximas registradas en los nodos en los que se aplique la Reserva Fría;
- c) la indisponibilidad programada y forzada registradas en cada mes;
- d) la Potencia de Punta Generada.

La reliquidación de potencia deberá realizarse de acuerdo a lo establecido en el artículo 68 del presente Reglamento

ARTÍCULO 72.- (COMPRAS DE ENERGÍA POR DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL MERCADO SPOT). Cada hora el Distribuidor y el Consumidor No Regulado comprarán 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. Adicionalmente el Distribuidor o Consumidor No Regulado pagará para cada restricción de la que sea responsable el sobre costo por generación obligada que resulte para dicha restricción. El monto del correspondiente sobre costo por generación forzada se repartirá entre los responsables de pago proporcionalmente a su demanda.

ARTÍCULO 73.- (COMPRAS DE POTENCIA DE PUNTA POR DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL MERCADO SPOT). Cada mes el Distribuidor y el Consumidor No Regulado comprarán 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.

ARTÍCULO 74.- (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 calculará cada hora, la energía abastecida por el Generador en cada nodo, sobre la base de lo especificado en el respectivo contrato.

ARTÍCULO 75.- (COMPRAS DE POTENCIA DE PUNTA POR GENERADORES EN EL MERCADO SPOT).- Un Generador con contratos de suministro, es considerado comprador en el Mercado Spot de la Potencia de Punta comprometida en cada nodo de suministro, al respectivo Precio de Nodo de Potencia de Punta.

El Comité determinará la Potencia de Punta comprometida por cada Generador en el nodo sobre la base de lo especificado en el respectivo contrato.

CAPÍTULO IX

REMUNERACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN

ARTÍCULO 76.- (ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). La actividad de Transmisión de electricidad en el Sistema Troncal de Interconexión tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un

punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores o Consumidores No Regulados conectados a este sistema. La actividad de Transmisión en el Sistema Troncal de Interconexión será efectuada por uno o más transportistas que cuenten con la correspondiente Licencia.

ARTÍCULO 77.- (INSTALACIONES DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). Las instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión incluyen el equipo de transmisión, compensación, transformación, maniobra, control y comunicaciones, tanto existentes como nuevos, que se incorporen como resultado de ampliaciones efectuadas en el marco establecido por la Ley de Electricidad y sus correspondientes reglamentos.

ARTÍCULO 78.- (USUARIOS DE LA TRANSMISIÓN). Son usuarios del Sistema Troncal de Interconexión los Generadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, reconocidos como Agentes del Mercado. Se denominan usuarios directos del Sistema Troncal de Interconexión a los que se encuentren físicamente vinculados a sus instalaciones. Se denominan usuarios indirectos del Sistema Troncal de Interconexión a los que se encuentren eléctricamente vinculados con este sistema de transporte a través de las instalaciones no pertenecientes al Sistema Troncal de Interconexión.

El límite entre las instalaciones del Sistema Troncal de Interconexión y las de los usuarios directos deberá ser en todos los casos una vinculación física desconectable o removible la que será determinada por las partes a ese efecto, en el respectivo contrato de conexión.

ARTÍCULO 79.- (INSTALACIONES DE USO RECÍPROCO). Aquellas instalaciones o servicios del punto de conexión necesarias para la circulación de electricidad, que sean de propiedad del Usuario o del Transmisor, serán de uso recíproco obligatorio. Debiendo las partes determinar, a través de un Contrato, las instalaciones que se encuentran comprendidas en dicho régimen y sus condiciones de utilización. Las instalaciones de uso recíproco que sean objeto de una remuneración por parte de los usuarios de acuerdo con dicho Contrato, no serán objeto de otras remuneraciones que estén contempladas en la Ley de Electricidad o en sus reglamentos.

Están comprendidas en el régimen descrito en el párrafo precedente las instalaciones de servicios auxiliares de control y/o de mantenimiento, de alimentación eléctrica en baja tensión así como las de los canales de comunicación asociados a las instalaciones del punto de conexión.

La prestación de servicios auxiliares comprende: el derecho de acceder a las instalaciones de uso recíproco que se encuentren situadas en inmuebles de propiedad de la otra parte y los servicios de operación y mantenimiento que deberá prestar una parte a la otra.

ARTÍCULO 80.- (REMUNERACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL DE INTERCONEXIÓN). La remuneración del Sistema Troncal de Interconexión será establecida mensualmente por el Comité de la siguiente manera:

- a) Calculará 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 considerará 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.

Si existiesen dos o más propietarios u operadores del Sistema Troncal de Interconexión, deberá determinarse 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 separará 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.

- b) Para el Sistema Troncal de Interconexión, el peaje atribuible a cada generador se calculará de acuerdo a lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Precios y Tarifas.

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.

- c) Para el Sistema Troncal de Interconexión, el peaje atribuible a cada consumo se calculará de acuerdo a lo establecido en el artículo 30 del Reglamento de Precios y Tarifas.

Si existiesen dos o más propietarios u operadores del Sistema Troncal de Interconexión, el Comité calculará 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 dividirá entre ellos en proporción a la capacidad de transporte.

CAPÍTULO X

TRANSACCIONES COMERCIALES

ARTÍCULO 81.- (DATOS DEL SISTEMA COMERCIAL). El Comité es el responsable de recopilar y procesar toda la información necesaria para realizar las transacciones comerciales en el Mercado Spot incluyendo los cargos por transporte. Es responsabilidad de los Agentes del Mercado entregar la información requerida por el Comité para realizar las transacciones comerciales en los plazos y las modalidades establecidas en el presente Reglamento.

Si al momento de realizar las transacciones económicas del mes, no se cuenta con la información completa para conformar la base de datos de liquidación, el Comité procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación será debidamente informada al confeccionar el documento de transacciones económicas del período. Cualquier rectificación de los datos estimados por el Comité será incorporado al siguiente proceso de liquidación.

El Comité será responsable de elaborar con la información mencionada en los párrafos anteriores una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los Agentes del Mercado. Esta base de datos será la información oficial utilizada por el Comité para determinar el resultado de las transacciones económicas.

ARTÍCULO 82.- (TRANSACCIONES ECONÓMICAS). El Comité registrará 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 presente 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.

ARTÍCULO 83.- (DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS). El Comité elaborará mensualmente un documento con toda la información contenida en la base de datos y con todos los resultados obtenidos, individualizando para cada agente, los montos por los cuales ha resultado deudor o acreedor en base a sus compras y/o ventas en el Mercado, un detalle del cálculo de los factores de participación de cada Agente del Mercado y el monto de la factura de cada Agente deudor a cada agente acreedor. Este documento será remitido a todos los Agentes del Mercado y a la Superintendencia, a más tardar el día 5 del mes siguiente a aquel que correspondan las transacciones.

ARTÍCULO 84.- (CARGO POR COSTOS DEL COMITÉ). El Cargo por costos del Comité correspondiente a cada agente se determinará multiplicando el presupuesto mensual de gastos del Comité por el cociente entre el monto de transacciones del agente en el Mercado y el monto de todas las transacciones del Mercado. Para este efecto el monto de las transacciones de los Agentes del Mercado se calculará como sigue:

- a) Las transacciones de Generadores se calcularán valorizando la totalidad de la energía y potencia vendida en contratos y en condiciones spot en el mes (Potencia Firme y reserva), con los precios básicos de energía y Potencia de Punta y precios de Reserva Fría vigentes, respectivamente.
- b) Las transacciones de Transmisores serán iguales a la suma del ingreso tarifario y de los peajes percibidos en el respectivo mes;
- c) Las transacciones de los Distribuidores y Usuarios No Regulados se calcularán 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.

ARTÍCULO 85.- (PAGO DE LOS AGENTES). Cada Agente del Mercado deudor pagará el monto deudor a cada Agente del Mercado acreedor, a más tardar el día 15 del mes siguiente a aquel que correspondan las transacciones. En el mismo plazo los Agentes del Mercado pagarán al Comité la factura por gastos del Comité. Si el día 15 es festivo o no hábil, el pago se efectuará el siguiente día hábil.

CAPÍTULO XI

IMPUGNACIONES Y RECURSOS

ARTÍCULO 86.- (DE REVOCATORIA Y JERÁRQUICO). Las impugnaciones, se regirán por la Ley del SIRESE No 1600 de 28 de octubre de 1994 y sus disposiciones reglamentarias correspondientes.

CAPÍTULO XII

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTÍCULO 87.- (TAMAÑO MÍNIMO DE CONSUMIDORES NO REGULADOS). El valor de capacidad instalada para calificar como Consumidor No Regulado será de 1000 kilovatios y podrá ser modificado por la Superintendencia en función de la evolución del mercado.