

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Ley General de Electricidad

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

(Incluye reformas según Acuerdos Gubernativos Nos. 68-2007 y 69-2007)



Ley General de Electricidad

(Incluye reformas según Acuerdos Gubernativos Nos. 68-2007 y 69-2007)

Ley General de Electricidad

DECRETO No. 93-96 El Congreso de la República de Guatemala

CONSIDERANDO:

Que la oferta de energía eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población guatemalteca, que no son proporcionales los requerimientos de una mayor oferta en relación con su creciente demanda y que la deficiencia de dicho sector es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía mediante la liberalización del sector.

CONSIDERANDO:

Que el Gobierno de la República de Guatemala, como coordinador y ente subsidiario del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional, tal como se preceptúa en la Constitución Política de la República de Guatemala en su Artículo 129, y debido a que el Gobierno no cuenta con los recursos económico-financieros, para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que al desmonopolizarse el sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el Artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, es urgente descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de los pobladores más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no gozan de este servicio.

CONSIDERANDO:

Que es necesario establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores de sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativo crear una comisión técnica calificada, elegida entre las propuestas por los sectores nacionales más interesados en el desarrollo del subsector eléctrico.

POR TANTO:

Con base en lo considerado y en el ejercicio de las facultades que le confiere el inciso a), del artículo 171 de la Constitución Política de la República de Guatemala.

DECRETA:

La siguiente,

Ley General de Electricidad

TITULO I REGIMEN ELECTRICO

CAPITULO I

PRINCIPIOS GENERALES

Artículo 1. La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país;
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad;

Ley General de Electricidad

- c) En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización;
- d) Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.

Artículo 2. Las normas de la presente ley son aplicables a todas las personas que desarrollen las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, sean estas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Artículo 3. Salvo lo que en esta ley se expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

CAPITULO II

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Artículo 4. Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores;
- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los

derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;

- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

Artículo 5. La Comisión estará integrada por tres (3) miembros que serán nombrados por el Ejecutivo de entre cada una de las ternas uno de cada terna, que serán propuestas por:

1. Los Rectores de las Universidades del país;
2. El Ministerio;
3. Los Agentes del mercado mayorista.

Los miembros de la comisión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

1. Ser guatemalteco;
2. Ser profesional universitario, especialista en la materia, y de reconocido prestigio;
3. No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico regulado por esta ley;
4. No tener antecedentes penales o juicio de cuentas pendiente o, habiendo sido condenado, no haber solventado su responsabilidad.

Ley General de Electricidad

5. Los miembros de la Comisión trabajarán a tiempo completo y con exclusividad para la misma.

En el acuerdo gubernativo por el que se nombre a los miembros de la Comisión se dispondrá quien de ellos la presidirá. El presidente de la Comisión tendrá a su cargo la representación de la misma en los asuntos de su competencia.

Los miembros de la Comisión desempeñarán sus funciones por un período de cinco años contados a partir de su toma de posesión.

Las resoluciones de la Comisión serán adoptadas por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

En caso de renuncia, ausencia definitiva o remoción por negligencia o incumplimiento comprobado de cualquier miembro de la Comisión, el Ejecutivo nombrará al sustituto para completar el período de entre la terna que para el efecto le propuso originalmente el ente respectivo.

La Comisión tendrá presupuesto propio y fondos privativos, los que destinará para el financiamiento de sus fines.

Los ingresos de la Comisión provendrán de aplicar una tasa a las ventas mensuales de electricidad de cada empresa eléctrica de distribución. Esta tasa se aplicará de la siguiente manera: todas las empresas distribuidoras pagarán mensualmente a disposición inmediata de la Comisión, el punto tres por ciento (0.3%) del total de la energía eléctrica distribuida en el mes correspondiente, multiplicado por el precio del kilovatio hora de la tarifa residencial de la ciudad de Guatemala.

La Comisión dispondrá de sus ingresos, con las limitaciones que impone esta ley y la Constitución Política de la República. La Comisión normará lo relativo a las dietas y remuneración de sus integrantes.

La Comisión podrá requerir de la asesoría profesional, consultorías y expertajes que se requieren para sus funciones.

El reglamento de esta ley desarrollará los supuestos a que se refiere el presente artículo.

CAPITULO III

DEFINICIONES

Artículo 6. Para los efectos de esta ley se establecen las siguientes definiciones que serán aplicables a los servicios, actividades y personas que desarrollen las actividades de producción o generación, transporte o transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

Autoproductor:

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, cuya producción destina exclusivamente a su propio consumo.

Adjudicatario:

Es la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización, para el desarrollo de las obras de transporte y distribución de energía eléctrica, y está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la presente ley.

Agentes del Mercado Mayorista:

Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de esta ley.

Generador:

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.

Distribuidor:

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Comercializador:

Es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

Ley General de Electricidad

Evaluación de impacto ambiental:

Procedimiento mediante el cual la autoridad competente se pronuncie sobre el impacto ambiental de un proyecto.

Gran Usuario:

Es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de esta Ley.

Mercado Mayorista:

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.

Peaje:

Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.

Servicio de Distribución Privada:

Es el suministro de energía eléctrica que se presta al consumidor, mediante redes de distribución y en condiciones libremente pactadas, caso por caso, entre el usuario y el distribuidor y que no utilice bienes de dominio público.

Servicio de Distribución Final:

Es el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión.

Servidumbres:

Se tendrán como servidumbres legales de utilidad pública todas aquellas que sea necesario constituir teniendo como fin la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión:

Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor

o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

Sistema Principal:

Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La Comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista.

Sistema Secundario:

Es aquel que no forma parte del sistema principal. Los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

Sistemas de Distribución:

Es el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

Sistema Eléctrico Nacional:

Es el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

Sistema nacional interconectado:

Es la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

Transmisión:

Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.

Transportista:

Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

Usuario:

Es el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.

Ley General de Electricidad

CAPITULO IV

SEPARACION DE FUNCIONES EN LA ACTIVIDAD ELECTRICA

Artículo 7. Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional -SEN- deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes.

Sin perjuicio de lo anterior, los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado, y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW.

El presente artículo no será aplicable a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5 MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capital mixto o financiadas con recursos no municipales.

TITULO II INSTALACION DE OBRAS DE GENERACION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD

CAPITULO I

GENERALIDADES

Artículo 8. Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW. El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes de las autorizaciones en un plazo de noventa (90) días

contados a partir de la fecha en que se presenten las mismas, previo a que el solicitante haya cumplido con lo estipulado en el artículo 10 de esta ley y de acuerdo con lo que al respecto establece su reglamento.

Artículo 9. La instalación y operación de centrales nucleoelectricas se regirá por una ley especial. En el caso de las centrales geotérmicas, el aprovechamiento del recurso tendrá el mismo tratamiento que la autorización de uso de los bienes de dominio público. Sin embargo, en cuanto a su actividad como generador de energía eléctrica, tanto las centrales nucleoelectricas como las geotérmicas se regirán por las disposiciones de esta ley.

Artículo 10. Los proyectos de generación y de transporte de energía eléctrica deberán adjuntar evaluación de impacto ambiental, que se determinará a partir del estudio respectivo, el que deberá ser objeto de dictamen por parte de la Comisión Nacional del Medio Ambiente -CONAMA- dentro de un plazo no mayor de sesenta (60) días a partir de su recepción.

En su dictamen CONAMA definirá, en forma razonada, la aprobación o improbación del proyecto o, en su caso, la aprobación con recomendaciones, las que deberán cumplirse. El reglamento de esta ley establecerá los mecanismos que garanticen su cumplimiento.

En caso de no emitirse el dictamen en el plazo estipulado, el proyecto, bajo la responsabilidad de CONAMA, se dará por aprobado, deduciendo las responsabilidades por la omisión a quienes corresponda.

Artículo 11. Para los estudios de proyectos de generación, transporte y distribución de electricidad que deban establecerse mediante autorización, se podrá otorgar autorización temporal por un plazo máximo de un (1) año, a solicitud de los interesados. La autorización temporal permite efectuar los estudios, sondeos y mediciones de las obras en bienes de dominio público y privado, indemnizando a los propietarios, poseedores o tenedores por cualquier daño o perjuicio causado. El trámite para la determinación de los daños y perjuicios será el que determine el reglamento de esta ley, en el caso que las partes no se pongan de acuerdo.

Ley General de Electricidad

La solicitud de autorización temporal, se formulará con los requisitos que establezca el reglamento. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por resolución del Ministerio y las mismas no serán limitativas para que otro interesado solicite una autorización temporal para la misma área.

Artículo 12. Cuando un recurso hidráulico se utilice en forma compartida para generar electricidad y para otros usos, o bien cuando se trate de dos o más aprovechamientos hidráulicos de energía eléctrica en el mismo cauce, el titular de la autorización del aprovechamiento del recurso deberá prever que no se afecte el ejercicio permanente de otros derechos.

CAPITULO II

AUTORIZACIONES PARA LA GENERACION, EL TRANSPORTE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCION FINAL DE ELECTRICIDAD

Artículo 13. Se entiende por autorización para la instalación de centrales generadoras, de conformidad con el artículo 8 de esta ley, y para prestar los servicios de transporte y de distribución final de electricidad, a aquella mediante la cual se faculta al adjudicatario para que utilice bienes de dominio público, de conformidad con la ley.

La autorización será otorgada por el Ministerio, mediante acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de cincuenta (50) años, ni tener carácter de exclusividad de tal manera que terceros pueden competir con el adjudicatario en el mismo servicio.

Artículo 14. Cualquier persona individual o jurídica podrá solicitar la autorización para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte de conformidad con lo estipulado en esta ley.

Para obtener la autorización, los interesados deberán presentar en plica su solicitud ante el Ministerio, con toda la información que se especifique en el reglamento de esta ley, incluida la relativa a las servidumbres que se deban imponer en predios de propiedad pública y/o privada. A la plica se adjuntará documento conteniendo las generalidades de la solicitud.

Artículo 15. El Ministerio, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes de presentada la solicitud, publicará en el Diario de Centro América y en otro de mayor circulación, por una sola vez y a costa del solicitante, las generalidades de la solicitud de autorización, contenidas en el documento adjunto a la plica. Dentro de los ocho (8) días siguientes a la fecha de la última publicación, cualquier persona que tenga objeción sobre éstas o que desee solicitar autorización sobre el mismo proyecto, deberá hacerlo saber por escrito al Ministerio. En el segundo caso, dentro de los treinta (30) días siguientes, ha de formalizar la solicitud de autorización, en la forma prescrita en el artículo 14 de esta ley.

Artículo 16. Dentro de los quince (15) días siguientes de concluidos los plazos mencionados en el artículo anterior, según sea el caso, el Ministerio procederá en acto público a la apertura de la o las plicas presentadas.

Artículo 17. El Ministerio resolverá razonadamente respecto a la o las solicitudes presentadas por los interesados de las autorizaciones, en un plazo máximo de sesenta (60) días, contados a partir de la fecha de apertura de plicas. Si el Ministerio no resuelve en definitiva dentro del plazo mencionado en este artículo, se deducirán responsabilidades al funcionario que haya incumplido, siendo en todo caso responsable de los daños y perjuicios ocasionados.

Artículo 18. Si la resolución a que se refiere el artículo anterior es positiva, se hará constar en un Acuerdo Ministerial el que será publicado en el Diario de Centro América dentro de los quince (15) días siguientes. El acuerdo deberá contener los derechos y obligaciones de las partes, las condiciones, plazos de inicio y terminación de las obras, las servidumbres que deban establecerse, las sanciones, las causas de terminación del contrato y demás disposiciones de la presente ley y su reglamento, que sean aplicables. En caso que la resolución sea negativa, el Ministerio deberá únicamente notificarlo al interesado.

Artículo 19. Dentro de los treinta (30) días siguientes a la fecha de publicación del Acuerdo Ministerial a que se hace referencia en el artículo anterior, el

Ley General de Electricidad

Ministerio y el adjudicatario suscribirán el contrato en escritura pública. El contrato transcribirá el Acuerdo Ministerial e indicará los procedimientos para efectuar modificaciones o ampliaciones a la autorización, previo acuerdo entre las partes.

Artículo 20. Para la adjudicación de la autorización para prestar el servicio de distribución final, el Ministerio convocará a un concurso público, de conformidad con los términos del reglamento de esta ley. La autorización del servicio de distribución final se referirá a una zona territorial delimitada en el acuerdo de autorización, la que podrá modificarse o ampliarse por convenio entre las partes, previa autorización del Ministerio. La zona autorizada no otorga exclusividad del servicio al adjudicatario. Dentro de la zona autorizada debe haber una área obligatoria de servicio, que no podrá ser inferior a una franja de doscientos (200) metros en torno a sus instalaciones.

Artículo 21. El Acuerdo Ministerial mediante el cual se otorga la autorización, caducará si no se suscribe la escritura pública correspondiente en el plazo estipulado en el artículo diecinueve (19), por causas imputables al adjudicatario.

Artículo 22. Los adjudicatarios de las autorizaciones para el transporte y la distribución final de electricidad están facultados para:

- a) Usar en la construcción de las obras, los bienes de dominio público, cruzar ríos, puentes, vías férreas y líneas de transporte y distribución de electricidad.
- b) Remover la vegetación que sea necesaria dentro de la franja de la servidumbre de paso, a efecto de lograr las libranzas especificadas que garanticen la seguridad de vidas, bienes y las propias instalaciones eléctricas.

Estas facultades se realizarán de conformidad con las recomendaciones técnicas específicas, siendo responsables los adjudicatarios por los daños y perjuicios que ocasionen.

CAPITULO III

DE LA IMPOSICION DE SERVIDUMBRES EN BIENES DEL DOMINIO PUBLICO Y PRIVADO

Artículo 23. Tipos de servidumbres legales de utilidad pública: Las servidumbres legales de utilidad pública comprenden las de paso, que incluye la construcción de senderos, trochas y caminos; las de agua, acueducto y todas aquellas que señala la legislación ordinaria y que sean necesarias sobre la base de los estudios técnicos correspondientes, incluyendo el derecho de inspección y mantenimiento permanente.

Artículo 24. Las líneas de conducción de energía eléctrica podrán cruzar ríos, canales, líneas férreas, acueductos, calles, caminos y otras líneas eléctricas, telegráficas, telefónicas o cablegráficas, debiéndose diseñar las instalaciones de tal manera que garanticen la seguridad de las personas y sus bienes, así como la prestación de los servicios.

El cruce de líneas de transmisión de energía eléctrica de calles, caminos y carreteras no se considerará como utilización de bienes de dominio público. El Reglamento de esta ley normará las especificaciones.

Artículo 25. Duración de las servidumbres. El plazo de las servidumbres será indefinido. Cuando ya no sea necesario mantener en el predio sirviente las instalaciones necesarias para la prestación del servicio de que se trate, se extinguirá la servidumbre. Tal extremo deberá declararse por el Ministerio a solicitud del interesado.

Artículo 26. En el caso de que se extingan las servidumbres por cualquier motivo, el propietario o poseedor del predio sirviente recuperará el pleno dominio del bien afectado y no estará obligado a devolver la compensación recibida.

Artículo 27. Servidumbres en predios de dominio público. En el caso de que el adjudicatario necesite establecer servidumbres en predios de dominio

Ley General de Electricidad

público deberá convenir éstas con las autoridades correspondientes. Las dependencias del Estado, sean estas descentralizadas o no, autónomas o no, deben coadyuvar en el establecimiento de las servidumbres de que se trate.

Artículo 28. Al finalizar el período de la autorización del uso de bienes de dominio público, no se extinguirán las servidumbres impuestas si fuere necesario volver a utilizarlos. El nuevo adjudicatario tendrá los mismos derechos sobre las servidumbres impuestas que el anterior.

Artículo 29. Causas de sanción al adjudicatario: El propietario o poseedor del predio que soporte una servidumbre podrá solicitar al Ministerio que sancione al adjudicatario de la servidumbre por las siguientes causas:

- a) Si no se inician los trabajos, luego de concluido el procedimiento de aprobación de la servidumbre, en el plazo que se hubiera contratado
- b) Si las obras para la prestación del servicio no se realizan y concluyen en el plazo estipulado

Artículo 30. Si el adjudicatario no cumple con los plazos y/o las sanciones que se le impongan, el propietario o poseedor del bien inmueble donde se establezca la servidumbre podrá solicitar ante el Juez de Primera Instancia Civil Departamental, mediante el trámite de los incidentes, la cancelación de la servidumbre. En este caso siempre se deberá dar audiencia al Ministerio.

Artículo 31. Derechos que implica la constitución de servidumbres legales de utilidad pública. El establecimiento de servidumbres a que se refiere el presente capítulo implica para los adjudicatarios de las mismas, los siguientes derechos:

- a) Construir en los terrenos afectados por la servidumbre, las obras e instalaciones necesarias y destinadas al servicio correspondiente
- b) Colocar postes y torres, tender cables aéreos o subterráneos, instalar subestaciones y demás estructuras necesarias para la prestación del

servicio, bajo la responsabilidad exclusiva del adjudicatario.

- c) Utilizar las áreas necesarias para la constitución de las servidumbres en general y para la construcción, inspección, mantenimiento, reparación y modificación de las instalaciones correspondientes
- d) Delimitar los terrenos para las bocatomas, canales de conducción, vertederos, clasificadores, estanques, cámaras de presión, tuberías, dependencias, habitaciones para el personal, canales de desagüe, caminos de acceso y en general todas las demás obras estrictamente requeridas para las instalaciones.
- e) Descargar las aguas, por los cauces existentes en el predio sirviente, siempre que las condiciones de los mismos lo permitan.

Artículo 32. Obligaciones que Implica la constitución de las servidumbres legales de utilidad pública. Las servidumbres a que se refiere el presente capítulo implican para los propietarios o poseedores de los predios sobre los cuales se constituyan las mismas, las siguientes obligaciones:

- a) Permitir la construcción de las instalaciones que correspondan, así como el paso de los inspectores y de los trabajadores que intervengan en el transporte de materiales y equipo necesario para los trabajos de construcción, reconstrucción, inspección, mantenimiento y reparación o modificación de las instalaciones,
- b) La no realización de construcciones, siembras u otros trabajos dentro del área de la servidumbre; se exceptúan los cultivos, siembras y en general uso de la tierra que no afecten las libranzas eléctricas y especificaciones técnicas; dichas actividades se realizarán bajo cuenta y riesgo del propietario y sin perjuicio de lo estipulado en el inciso anterior.

Artículo 33. Indemnización. El propietario de las servidumbres legales de utilidad pública deberá pagar, anticipadamente y en efectivo, al propietario

Ley General de Electricidad

o poseedor del inmueble que deba soportar la servidumbre, la indemnización por los daños y perjuicios que se prevea puedan causarse. El monto de la indemnización será fijada de mutuo acuerdo por el adjudicatario y el propietario o poseedor de la finca que soportará las servidumbres; en el caso de no llegarse a un acuerdo en cuanto al monto de dicha indemnización cualquiera de las partes podrá acudir a un Juez de Instancia Civil para que mediante el trámite de los incidentes resuelva en definitiva, resolución contra la cual no cabe el recurso de apelación.

Artículo 34. La indemnización que se pague por los daños que se causen en la constitución de la servidumbres reguladas en esta ley no podrá consistir en el suministro gratuito de energía eléctrica, ni tratamiento preferente en la aplicación de las tarifas.

Artículo 35. Constitución de servidumbre. El interesado expondrá por escrito al Ministerio, junto con la solicitud de autorización, la necesidad de constituir las servidumbres que solicitan de acuerdo a los estudios técnicos que se realicen y la descripción del bien inmueble sobre el cual deban constituirse, con los datos siguientes: jurisdicción departamental y municipal; y generales del inmueble. También deberán presentarse los planos de las obras que habrán de realizarse; el área, los cultivos y las construcciones afectadas, y el valor estimado de los daños y perjuicios que se prevean puedan causarse.

Artículo 36. El Ministerio notificará, a la mayor brevedad posible, directamente o a través de la municipalidad respectiva, a los propietarios o poseedores de los predios, el interés y la necesidad de establecer las servidumbres en los mismos. La notificación incluirá una copia de la exposición hecha por el interesado y de los demás requisitos establecidos en el artículo anterior.

Artículo 37. El interesado deberá realizar los trámites y las negociaciones necesarias para el establecimiento de las servidumbres que deban constituirse en predios públicos o privados; si el propietario o poseedor del precio de que se trate está conforme con que se

constituya la servidumbre que se solicita y con el monto de la indemnización que se ofrece al interesado por los daños y perjuicios que se pudieren causar, deberá otorgar la escritura constitutiva de la misma, previo pago de la indemnización anteriormente mencionada; y dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que se concluyó la negociación.

Artículo 38. El adjudicatario y el propietario o poseedor del predio de que se trate podrán resolver las diferencias que surjan con motivo de la imposición de las servidumbres y del monto de la indemnización a pagar, mediante el procedimiento de un arbitraje de equidad, de acuerdo con las normas establecidas en la ley de arbitraje Decreto No. 67-95 del Congreso de la República.

Artículo 39. Para el caso de no localización del propietario o poseedor, deberá el adjudicatario solicitar la autorización de avisos al Ministerio, que contengan la expresión de la necesidad de constitución de servidumbre y que serán colocados en lugar visible en la finca y en la municipalidad jurisdiccional del predio afectado.

Artículo 40. Oposición a la constitución de la servidumbre: Si el propietario o poseedor del bien inmueble de que se trate no está de acuerdo en otorgar la servidumbre, el adjudicatario interesado en la constitución de la misma, hará constar, a través de acta notarial, tal situación. El adjudicatario presentará, junto al acta notarial, solicitud al Ministerio, en el sentido de que se declare la procedencia de la constitución de la servidumbre legal de utilidad pública; recibida la solicitud por el Ministerio, éste debe, dentro de los cinco (5) días siguientes, correr audiencia al propietario o poseedor del bien inmueble afectado, por un plazo de cinco (5) días, para que razone y haga valer su oposición y habiendo o no evacuado su audiencia, al vencimiento del plazo, el Ministerio deberá dentro de un plazo de cinco (5) días resolver, declarando la procedencia o no de la servidumbre legal de utilidad pública.

En el caso que se resolviera declarar la improcedencia de la servidumbre legal de utilidad pública, el adjudicatario podrá buscar otra finca que sirva como predio sirviente.

Ley General de Electricidad

Artículo 41. Cuando el Ministerio declare la procedencia de la servidumbre legal de utilidad pública, extenderá certificación al adjudicatario y éste podrá acudir al Juez de Primera Instancia del Ramo Civil del Departamento en el que se encuentre la finca ubicada, para que mediante el trámite de los incidentes que se establece en la Ley del Organismo Judicial, el Juez resuelva en definitiva.

Artículo 42. La oposición del propietario o poseedor de la finca, sobre la cual se pretende constituir la servidumbre, solo podrá plantearse:

- a) Por ser perjudicial o desnaturalizarse el destino del predio que soportará la servidumbre
- b) Por la existencia de otro predio donde resulta menos gravosa y más práctica la constitución de la servidumbre
- c) Por no estar de acuerdo con el monto de la indemnización que se le propone.

En los dos primeros casos deberá comprobar los extremos en los que fundamenta su oposición y en el tercer caso deberá presentar avalúo, por experto autorizado.

Artículo 43. La resolución que dicte el juez, en su caso, deberá declarar la servidumbre que se le solicita constituir, como servidumbre legal de utilidad pública y el monto de la indemnización a pagar; debiendo fijar un plazo no mayor de cinco (5) días, a partir de la última notificación, para que el propietario o poseedor otorgue la escritura pública de constitución de la servidumbre, bajo el apercibimiento de otorgarla, sin más trámite, el juez, en rebeldía del obligado, dentro de los cinco (5) días siguientes al vencimiento del plazo fijado para el otorgamiento de la escritura pública por parte del propietario o poseedor, plazo dentro del cual el adjudicatario deberá de depositar en la tesorería del Organismo Judicial a favor del interesado el monto fijado como indemnización, requisito éste, sin el cual el juez no otorgará la escritura pública constituyendo el gravamen.

Contra la resolución definitiva que dicte el juez en el incidente no procederá el recurso de apelación.

TITULO III OPERACION Y EXPLOTACION DE LAS INSTALACIONES DE GENERACION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD

CAPITULO I

OPERACION Y EXPLOTACION DE CENTRALES GENERADORAS Y SISTEMAS DE TRANSPORTE

Artículo 44. La administración del mercado mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado administrador del mercado mayorista, cuyas funciones son:

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores,
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados,
- c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agentes del mercado mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el administrador del Mercado Mayorista.

El funcionamiento del Mercado Mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento.

Ley General de Electricidad

La conformación mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del administrador del mercado mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento, y su propio reglamento específico.

Artículo 45. Si un generador o transportista no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación emanadas del Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con las disposiciones de la presente ley, será sancionado con multa, pudiendo incluso disponerse su desconexión forzosa por un período determinado o hasta que haya resuelto el problema que motivó su desconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

CAPITULO II

OPERACION Y EXPLOTACION DE LAS INSTALACIONES DE SERVICIO DE DISTRIBUCION FINAL

Artículo 46. Todo interesado en consumir energía eléctrica, ubicado dentro del área obligatoria de servicio de un adjudicatario, tendrá derecho a que éste se la suministre cumpliendo los requisitos y estipulaciones de conformidad con lo establecido en la presente ley y su reglamento. Dicho derecho existe asimismo para el interesado que, estando ubicado fuera de la área obligatoria de servicio, llegue al límite de dicha área mediante líneas propias o de terceros.

Artículo 47. El Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada. Los recursos que otorgue el Estado serán considerados como un subsidio, los cuales no podrán ser trasladados como costo al usuario. Las obras que se construyan con estos aportes serán administradas y operadas por el adjudicatario, el que se obliga a mantenerlas en perfectas condiciones de uso.

Los proyectos a que se refiere el párrafo anterior deberán contar con un informe favorable de evaluación socioeconómica del ministerio.

Artículo 48. En el caso de que un adjudicatario requiera aportes de terceros para proveerlos del

servicio de energía eléctrica, este estará obligado a reembolsar estos aportes a quienes lo proveyeron, en los plazos y bajo las condiciones que el reglamento establezca. Estos aportes no podrán superar el valor máximo que para estos efectos fije la comisión.

Artículo 49. El usuario no podrá utilizar una demanda mayor que la contratada dentro de los límites máximos de variación que el suministrador permita. En caso de superar el límite, el distribuidor podrá suspender el servicio y cobrar el exceso de demanda según la tarifa aplicable al usuario, de acuerdo con las condiciones que fije el reglamento.

Artículo 50. El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario; sin perjuicio de las sanciones a que se haga acreedor de conformidad con esta ley y su reglamento.

La comisión fijará los importes por concepto de corte y reconexión.

Artículo 51. Todo usuario tiene derecho a demandar el suministro de un servicio eléctrico de calidad, de acuerdo al procedimiento que establece la presente ley y su reglamento. En el usuario radican las obligaciones que implica la prestación del servicio.

Artículo 52. Los gastos derivados de los cambios, remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar, serán sufragados por los interesados y/o por quienes los originen.

El adjudicatario está obligado a dar servicio mediante líneas aéreas. Si el municipio o cualquier interesado requiere distribución por un medio que resulta más costoso que el usual, la diferencia de costos de inversión deberá ser absorbida por el interesado, pagándosela directamente al adjudicatario.

Ley General de Electricidad

Artículo 53. Los adjudicatarios de servicio de distribución final están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo.

Los adjudicatarios son responsables de la continuidad del suministro a sus clientes sometidos a la regulación de precios, debiendo indemnizarlos por los Kw/h racionados, contratados tanto por cargo de potencia, como de energía, cuando se produzcan fallas de larga duración a nivel generación-transmisión, siempre que estas fallas no obedezcan a causas de fuerza mayor, la cual será calificada como tal por la Comisión. El monto de la indemnización por Kw/h racionado de larga duración será fijado por la Comisión cuando se aprueben las tarifas de distribución. El reglamento definirá la falla de larga duración y la determinación de los Kw/h racionados sujetos a indemnización.

Cuando se produzcan fallas de corta duración, que sobrepasen las normas técnicas aceptadas, el adjudicatario deberá aplicar un descuento en el cargo mensual de potencia a sus usuarios sometidos a regulación de precio, en las condiciones que señala el reglamento.

CAPITULO III

RESCISION Y TERMINACION DEL PLAZO DE AUTORIZACION

Artículo 54. La autorización de servicio de distribución final termina por rescisión o cumplimiento del plazo de autorización o renuncia del adjudicatario, previamente calificada por el Ministerio.

Artículo 55. La autorización de servicio de distribución final se rescinde cuando el distribuidor, luego de habersele aplicado las sanciones que el reglamento establece, incurre en las siguientes causales:

a) No cumplir con los plazos establecidos en el reglamento para proporcionar los suministros solicitados en su área obligatoria. El distribuidor tendrá derecho a solicitar por una vez la extensión del plazo al ministerio;

b) Proporcionar un servicio reiteradamente deficiente, de acuerdo a los estándares mínimos de calidad establecidos en el reglamento de esta ley y no solucionar tal situación después de las multas que se le apliquen y en los plazos que al efecto haya impuesto la Comisión.

La rescisión podrá ser decretada por la totalidad o por una parte de la zona autorizada.

Artículo 56. Para el caso específico de transporte, la autorización termina cuando el adjudicatario se niega a permitir el uso por parte de terceros de sus instalaciones, en las condiciones estipuladas en la presente ley y en su reglamento.

Artículo 57. En caso de rescisión de la autorización de servicio de distribución final, si se comprometiere la continuidad del servicio, el Ministerio intervendrá la empresa en forma provisional a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones.

Una vez terminada la autorización, los derechos y los bienes de las autorizaciones serán subastados públicamente como una unidad económica, en un plazo de ciento ochenta (180) días. Del valor obtenido en la subasta, el ministerio deducirá los gastos incurridos y las deudas que tuviere el ex-titular y el saldo le será entregado a éste. El ex-adjudicatario podrá presentarse a la subasta siempre que la autorización no haya caducado por mala calidad en la prestación del servicio.

Los acreedores de las autorizaciones declaradas terminadas, no podrán oponerse por ningún motivo a la subasta y verificados sus derechos ante la justicia ordinaria, se pagarán con el monto obtenido en la subasta.

Artículo 58. Un adjudicatario, previa calificación y autorización del Ministerio, podrá transferir los derechos obtenidos para la prestación del servicio de energía eléctrica de que se trate a un tercero, quien asumirá todos los derechos adquiridos y las obligaciones contraídas por el anterior adjudicatario. El Ministerio podrá en todo caso, aprobar o improbar la transferencia de tales derechos. El reglamento de esta ley establecerá el procedimiento para tramitar dichas transferencias, considerando siempre la continuidad del servicio.

Ley General de Electricidad

TITULO IV REGIMEN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 59. Están sujetos a regulación, los precios de los siguientes suministros:

- a) Las transferencias de potencia y energía eléctrica entre generadores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Eléctrico Nacional, cuando dichas transferencias no estén contempladas en contratos de suministro, libremente pactados entre las partes.
- b) Los peajes a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución, en los casos en que no haya sido posible establecerlos por libre acuerdo entre las partes. En estos casos, los peajes serán determinados por la Comisión, ciñéndose a las disposiciones de la presente ley y de su reglamento.
- c) Los suministros a usuarios del Servicio de Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia se encuentre por debajo del límite señalado en el reglamento. Los usuarios de demanda máxima de potencia superior a la que especifique el reglamento, no estarán sujetos a regulaciones de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o bien con cualquier otro suministrador.

Son libres los precios no señalados explícitamente en los incisos anteriores.

Artículo 60. Los peajes que determine la Comisión, cuando no exista acuerdo entre las partes, refleja-

rán en forma estricta los costos medios de capital y operación de sistemas de transporte, transformación y distribución económicamente adaptados. Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes.

Artículo 61. Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Las empresas de generación, transmisión o distribución no podrán otorgar a sus empleados, en carácter de remuneración o prestación o bajo ninguna forma, descuentos sobre las tarifas vigentes o suministro gratuito de energía eléctrica.

Artículo 62. Las compras de electricidad por parte de los distribuidores de Servicio de Distribución Final se efectuarán mediante licitación abierta. Toda la información relativa a la licitación y adjudicación de oferta será de acceso público. El reglamento de la ley estipulará el procedimiento y condiciones de adjudicación y los mecanismos a utilizar en caso de desacuerdo por parte de uno o más de los oferentes con respecto a la adjudicación.

Artículo 63. En ningún caso en que deban fijarse tarifas por servicios de electricidad, se aplicarán las disposiciones del Artículo 1520 del Código Civil, ya que a las tarifas por servicios de electricidad les serán aplicables únicamente las disposiciones de la presente ley. Tampoco le serán aplicables las disposiciones del Artículo 1520 del Código Civil a las tarifas no sujetas a regulación en virtud de esta ley.

Ley General de Electricidad

CAPITULO II

PEAJE POR EL USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Artículo 64. El uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario. Los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en esta ley y en su reglamento.

Artículo 65. Todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional pagarán peaje por el uso del sistema principal, por KW de potencia firme conectada. En los sistemas secundarios, los peajes se pagarán de acuerdo con los usos específicos que los generadores hagan de estos sistemas. Es obligación de los generadores interconectados al Sistema Eléctrico Nacional, construir las instalaciones de transmisión para llevar su energía al sistema principal o bien efectuar los pagos de peajes secundarios para tal finalidad.

Artículo 66. Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo, están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.

Artículo 67. El peaje en el sistema principal se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

La anualidad de la inversión será calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones,

óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años. El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.

Artículo 68. Todo generador e importador de energía eléctrica conectado al Sistema Eléctrico Nacional, después de haber pagado el peaje de conexión, tendrá derecho a inyectar potencia y energía y a retirarla sin costo adicional en cualquier punto del sistema principal y del sistema secundario desde el cual exista un flujo anual predominante de energía hacia el sistema principal.

Artículo 69. El peaje en el sistema principal y su fórmula de ajuste automático será fijado por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.

Para el cálculo del peaje el o los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informarán a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico.

Artículo 70. Adicionalmente al peaje en el sistema principal todo generador, importador, exportador y comercializador de energía eléctrica deberá pagar un peaje secundario a los transmisores involucrados, o al distribuidor, en los siguientes casos:

- a) Si se conecta al sistema eléctrico en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal;
- b) Si comercializa electricidad en subestaciones ubicadas fuera de este sistema;
- c) Si utiliza instalaciones de distribución.

Ley General de Electricidad

El peaje secundario sólo se pagará si el uso de las instalaciones se hace en el sentido del flujo preponderante de energía. El pago del peaje secundario da derecho a efectuar retiros de electricidad, en todos los puntos del sistema desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia puntos cubiertos por los peajes secundarios.

El peaje secundario corresponderá a los costos totales de la parte del sistema de transmisión secundario involucrado, o de la red de distribución utilizada y será pagado por los generadores que usen estas instalaciones, a prorrata de la potencia transmitida en ellas.

El costo total estará constituido por la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento, considerando instalaciones económicamente adaptadas. Las pérdidas medias de potencia y energía en la red secundaria involucrada serán absorbidas por los generadores usuarios de dicha red. En el caso de uso de redes de distribución, el peaje secundario corresponderá al Valor Agregado de Distribución por unidad de potencia máxima que la Comisión determine para el cálculo de las tarifas a clientes finales.

Todas las divergencias que se produzcan entre los generadores y los transmisores, serán resueltas por la comisión, quien deberá resolver en un plazo máximo de treinta (30) días a partir de presentado el reclamo por una de las partes.

CAPITULO III

TARIFAS APLICABLES A CONSUMIDORES FINALES DE DISTRIBUCION FINAL

Artículo 71. Las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-. Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, la Comisión agregará los peajes por subtransmisión que sean pertinentes. Los precios

de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución deberán necesariamente expresarse de acuerdo a una componente de potencia relativa a la demanda máxima anual de la distribuidora ($Q/\text{kw}/\text{mes}$), y a una componente de energía ($Q/\text{kw}/\text{h}$).

Los precios de compra de energía por parte del distribuidor que se reconozcan en las tarifas deben reflejar en forma estricta las condiciones obtenidas en las licitaciones a que se refiere el artículo 62.

El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

Artículo 72. El VAD deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

- Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía;
- Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía;
- Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

Artículo 73. El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia.

Artículo 74. Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión. La Comisión podrá disponer que diversos distribuidores contraten un solo estudio, si las densidades de distribución son parecidas en cada grupo y usar un sólo VAD para la determinación de

Ley General de Electricidad

las tarifas de todas las empresas calificadas en un mismo grupo.

Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios.

Artículo 75. La Comisión revisará los estudios efectuados y podrá formular observaciones a los mismos. En caso de discrepancias formuladas por escrito, la Comisión y las distribuidoras deberán acordar el nombramiento de una Comisión Pericial de tres integrantes, uno nombrado por cada parte y el tercero de común acuerdo. La Comisión Pericial se pronunciará sobre las discrepancias, en un plazo de 60 días contados desde su conformación.

Artículo 76. La Comisión usará los VAD y los precios de adquisición de energía, referidos a la entrada de la red de distribución, para estructurar un conjunto de tarifas para cada adjudicatario. Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica.

Artículo 77. La metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años, durante la primera quincena de enero del año que corresponda. El reglamento señalará los plazos para la realización de los estudios, su revisión, formulación de observaciones y formación de la Comisión Pericial. Todos los informes que evacúe la Comisión serán de público acceso.

Artículo 78. La metodología para determinación de las tarifas y sus fórmulas de ajuste no podrán ser modificadas durante su período de vigencia, salvo si sus reajustes triplican el valor inicial de las tarifas inicialmente aprobadas. En el evento que al vencimiento del período de vigencia de las tarifas no hayan sido fijadas las tarifas del período siguiente, por causa de la Comisión, aquellas podrán ser ajustadas por los adjudicatarios según las fórmulas de ajuste automático.

Artículo 79. La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo del capital que determine la

Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente.

TITULO V SANCIONES

CAPITULO UNICO

Artículo 80. La Comisión, de acuerdo con lo estipulado por la presente ley, sancionará con multa las infracciones a cualquier disposición de la misma. Las multas se expresarán en términos de la tarifa de la componente de energía aplicable a 1 Kw/h, a nivel de cliente residencial en ciudad de Guatemala, en las condiciones que estipule el reglamento de esta ley.

Cuando se trate de usuarios, las multas estarán comprendidas entre 100 y 10,000 Kw/h. En el caso de generadores, transportistas y distribuidores, dependiendo de la gravedad de la falta, las multas estarán comprendidas entre 10,000 y 1,000,000 Kw/h.

Para los fines de la aplicación de multas, cada día que el infractor deje transcurrir sin ajustarse a las disposiciones de esta ley o de su reglamento, después de la orden que para el efecto hubiere recibido de la comisión, será considerado como una infracción distinta.

El monto recaudado por cobro de multas ingresará al fondo de la Comisión.

Artículo 81. El infractor al cual se le apliquen multas por infracciones a esta ley o a su reglamento, podrá reclamar ante la justicia ordinaria, por medio de las acciones legales que corresponda.

Ley General de Electricidad

TITULO VI

CAPITULO UNICO

DISPOSICION FINAL

Artículo 82. Quedan derogadas las siguientes disposiciones:

- a) Decreto Ley No. 126-85, Ley de Geotermia;
- b) Decreto Ley No. 419, Ley de Servidumbres para Obras e Instalaciones Eléctricas;
- c) Cualquier otra norma que contradiga el presente Decreto.

TITULO VII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

CAPITULO UNICO

Artículo 1. La primera Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá constituirse antes del 1 de abril de 1997. Para iniciar el funcionamiento de la Comisión, el Ministerio de Finanzas Públicas depositará la cantidad de Q.500,000.00 con carácter reembolsable, en un plazo no mayor de diez (10) días contados a partir de la fecha de integración de la Comisión.

Artículo 2. La primera fijación de peajes y tarifas a clientes de servicio de distribución final, aplicando los criterios y metodologías que establece la presente ley, se efectuará la primera quincena de mayo de 1997. En este caso, los VAD de distribución que determine la Comisión se basarán en valores usados en otros países que apliquen similar metodología.

Artículo 3. El Instituto Nacional de Electrificación y cualquiera otra empresa que actualmente se dedique a las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, sea esta de capital privado o mixto, separarán sus funciones y administración para ajustarse a los preceptos contenidos en la presente ley, dentro del plazo de un (1) año, contado a partir de la fecha de su promulgación.

Artículo 4. En el plazo de noventa (90) días, contados a partir de la fecha de publicación de esta ley, el Organismo Ejecutivo deberá emitir el reglamento de la misma.

Artículo 5. El Administrador del Mercado Mayorista, tendrá un plazo de seis (6) meses desde la publicación del reglamento de esta ley, para conformarse y entrar en funcionamiento.

Artículo 6. En tanto se integre la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se constituirá un Comité, integrado por un delegado designado dentro de los diez (10) días siguientes a la vigencia de la presente ley, por cada una de las entidades siguientes:

- a) Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. -EEGSA-;
- b) Instituto Nacional de Electrificación -INDE-;
- c) Colegio de Ingenieros de Guatemala.

Dicho Comité será nombrado por Acuerdo Gubernativo en un plazo no mayor de quince (15) días contados a partir de su designación el que fijará las tarifas a que se refiere el artículo 59 de la presente ley, para el período comprendido entre la fecha que cobre vigencia el presente decreto y la nueva fijación de tarifas que estipule la Comisión Nacional de Electricidad. Estos miembros cesarán de sus funciones al asumir sus cargos los miembros de la Comisión.

Artículo 7. Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el diario oficial.

**PASE AL ORGANISMO EJECUTIVO PARA SU
SANCION, PROMULGACION Y PUBLICACION.**

**DADO EN EL PALACIO DEL ORGANISMO
LEGISLATIVO, EN LA CIUDAD DE GUATEMALA,
A LOS DIEZ Y SEIS DIAS DEL MES DE OCTUBRE
DE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y SEIS.**

**CARLOS ALBERTO GARCIA REGAS
PRESIDENTE**

**ENRIQUE ALEJOS CLOSE
SECRETARIO**

**EFRAIN OLIVA MURALLES
SECRETARIO**

PALACIO NACIONAL: Guatemala, trece de
noviembre de mil novecientos noventa y seis.

COMUNIQUESE Y CÚMPLASE

ARZU IRIGOYEN

Leonel López Rodas
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

(nota: publicada el 21 de noviembre de 1996; en el
diario oficial y entró en vigencia esta misma fecha)



Reglamento de la Ley General de Electricidad

(Incluye reformas según Acuerdo Gubernativo No. 68-2007)

Reglamento de la Ley General de Electricidad

ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 256-97

Guatemala, 21 de marzo de 1997.

El Presidente de la República,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, se promulgó la Ley General de Electricidad, con el objeto de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad;

CONSIDERANDO:

Que para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, deben desarrollarse sus normas en forma reglamentaria, para cuya finalidad es procedente dictar las respectivas disposiciones legales;

POR TANTO:

En el ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y con base en el artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad;

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD REPUBLICA DE GUATEMALA

TITULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

DEFINICIONES

Artículo 1.- Definiciones. Para los efectos de este Reglamento se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad.

Alta Tensión: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).

Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios.

Baja Tensión: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).

Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios.

Central: Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento.

Cogenerador: Es el propietario de instalaciones de producción de energía que la utiliza para uso propio y tiene excedentes para la venta a terceros.

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la Ley General de Electricidad.

Contratos Existentes: Son los contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la Ley y vigentes a la promulgación del Reglamento.

Contratos a Término: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactados a plazo entre agentes del Mercado Mayorista (MM) mediante contratos.

Costo de Falla: Es el costo de energía no suministrada por interrupciones al servicio, que se calculará en base a la metodología que sea establecida por la Comisión.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (k/h) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El valor del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía es aplicable en el nodo de Sistema Nacional Interconectado en el que se ubica la Unidad Generadora Marginal.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

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 determinado período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda y oferta de energía.

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 determinado número de horas.

Costo Marginal Horario de Energía por Nodo: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para cada nodo, es el costo de atender un kilovatio (kw) adicional de demanda en ese nodo, en el estado de cargas correspondiente a esa hora.

Factor de Pérdidas Nodales de Potencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Corresponde al Factor de Pérdidas Nodales de Energía durante la hora de máxima demanda anual registrado en el Mercado Mayorista.

Factor de Pérdidas Nodales de Energía: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). 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 el nodo de referencia. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo.

Falla de Corta Duración: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Se define como falla de corta duración, la condición en que, debido a fallas intempestivas en grupos generadores, en líneas de transporte o en redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos inferiores a cuarenta y ocho horas.

Falla de Larga Duración: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Se define como falla de larga duración, la condición en que, debido a una situación de sequía o de falla prolongada de unidades generadoras, líneas de transporte o redes de distribución, alguno de los agentes del Mer-

cado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos superiores a cuarenta y ocho horas. La condición de falla de larga duración será notificada en cada caso al Ministerio y a la Comisión.

Fuerza Mayor: En casos de fuerza mayor, la carga de la prueba compete exclusivamente a quien la invoca y será calificada por la Comisión, de conformidad con la Ley.

Función de Transportista: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es una empresa distribuidora que cumple las veces de transportista para un generador o gran usuario, conectado en su red de media o baja tensión.

Generación Distribuida Renovable: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco Megavatios (5 MW). Para los efectos de este Reglamento se considerarán tecnologías con recursos renovables a aquellas que utilizan la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio de Energía y Minas determine.

Generador Distribuido Renovable: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la persona, individual o jurídica titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable.

Gran Usuario: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios (kw), o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para efectos del artículo 59, literal c) de la Ley, las tarifas de los consumidores con demanda de potencia igual o inferior a cien kilovatios (kw), o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio, serán fijadas por la Comisión.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Ley: Es la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República.

Línea: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo a su función. La calificación de líneas de transmisión o de distribución corresponderá a la Comisión, en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Media Tensión: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios, y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.

Mercado Spot: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.

Ministerio: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el Ministerio de Energía y Minas.

Nodo de Referencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Se establece como nodo de referencia a la Subestación Guatemala Sur. Este nodo de referencia podrá ser modificado por la Comisión.

Normas de Coordinación: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, este Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

Normas Técnicas: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Son las disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con

la Ley y este Reglamento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.

Participantes del Mercado Mayorista: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

Potencia de Punta: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para el Mercado Mayorista, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un distribuidor o gran usuario es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Nacional Interconectado.

Potencia Firme: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la potencia comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme.

Potencia Máxima: 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.

Regulación Primaria de Frecuencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a treinta segundos destinados a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza a base de unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.

Regulación Secundaria de Frecuencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Es la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras para establecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda, permitiendo a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.

Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para los efectos de la aplicación de la Ley y este Reglamento, se entenderá como tarifa residencial de la ciudad de Guatemala, a la tarifa de baja tensión sin medición de demanda de potencia, aplicada en la ciudad de Guatemala, que defina la Comisión.

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

Unidad Generadora Marginal: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Es la unidad generadora en condiciones de satisfacer un incremento de demanda, posible de ser despachada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de acuerdo con los procedimientos establecidos en su correspondiente Reglamento”.

CAPITULO II

GENERALIDADES

Artículo 2.- Aplicación. Las disposiciones del presente reglamento se aplican, dentro del marco de la Ley General de Electricidad, a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación, de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Artículo 3.- Responsables de su Aplicación. El Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y el presente Reglamento, a través de la dependencia competente y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, salvo cuando sea de competencia exclusiva de la Comisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento.

TITULO II AUTORIZACIONES

CAPITULO I

AUTORIZACIONES

Artículo 4.- Solicitud de Autorizaciones. (Reformado por el artículo 2, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). La solicitud para la obtención de las autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, será presentada por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando formularios que para el efecto preparará el Ministerio, conteniendo por lo menos la siguiente información:

- Identificación del peticionario.

Para las personas naturales: consignar datos personales del solicitante;

Para las personas jurídicas: consignar los datos de identificación del representante legal, nombre, razón social o denominación de la entidad solicitante, domicilio y fotocopia legalizada de la escritura de constitución social y sus modificaciones, si las hubiera. En caso de uniones transitorias, éstos datos se deberán presentar para todos los integrantes.

- Domicilio y lugar para recibir notificaciones.

Los requisitos deben ser cumplidos tanto por personas naturales como jurídicas.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- c) Descripción y planos generales del proyecto, cuando correspondiera a autorizaciones para la realización de nuevas obras. Los planos se deberán realizar en la escala y el nivel de detalle que determine el Ministerio.
- d) Calendario de ejecución de las obras, cuando correspondiere.
- e) Presupuesto del proyecto, cuando correspondiere.
- f) Ubicación en un mapa en escala que determine el Ministerio del área afectada por las obras.
- g) Especificación de los bienes de dominio público y particulares que se utilizarán, con la individualización de aquellos con cuyos propietarios el interesado no ha llegado a un acuerdo directo de compra o de servidumbre para su utilización, para cuyo efecto el interesado deberá indicar la dirección o el lugar en donde puede notificar o citar en forma personal a tales propietarios o a sus representantes legales.
- h) En el caso de autorizaciones de Servicio de Distribución Final, delimitación de la zona en la que se solicita autorización y definición del área obligatoria de servicio en correspondencia con las instalaciones existentes y/o nuevas, identificadas en la solicitud.
- i) Estudio de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por la entidad ambiental correspondiente.
- j) Para el caso de nuevas instalaciones de transmisión o generación con capacidad mayor a cinco (5) megavatios, estudios eléctricos que muestren el impacto sobre el Sistema de Transmisión de la obra propuesta, de conformidad con lo establecido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST), elaboradas por la Comisión. Para aquellas con capacidad menor o igual a cinco (5) megavatios, únicamente los estudios eléctricos de flujo de carga.
- k) Planes de Seguridad para las instalaciones de acuerdo a las Normas sobre cada tema específico, que emita la Comisión.

- l) Para centrales hidroeléctricas o geotérmicas, planes de exploración, desarrollo y explotación del recurso.

El Ministerio podrá requerir información adicional o requerir ampliaciones sobre los puntos indicados en las literales anteriores. Este período de información no podrá extender los plazos previstos en la Ley y este Reglamento por más tiempo que el que tome el solicitante para presentar la información requerida.

El Ministerio deberá llevar un registro de las solicitudes y otorgamientos de autorizaciones.”

Artículo 5.- Otorgamiento de Autorizaciones Definitivas. Las autorizaciones definitivas serán otorgadas mediante Acuerdo Ministerial en base a la calificación de la solicitud presentada. Previamente a otorgar la Autorización el Ministerio deberá, en los casos establecidos en el Título II, capítulos II, III y IV de este Reglamento, publicar la solicitud por única vez y a costo de solicitante en el Diario de Centro América y en uno de los diarios de mayor circulación, y establecer un plazo de ocho días que permita a otros interesados realizar una manifestación de objeción o de interés en la misma autorización. En caso de haber más de un interesado, estos deberán hacerlo saber por escrito al Ministerio y formalizar la solicitud de autorización en la forma prevista en el artículo 4 del Reglamento en un plazo no mayor de 30 días a partir de la fecha de publicación.

Para el caso que se presenten otros interesados para la autorización, se deberá realizar un concurso para seleccionar al adjudicatario. El Ministerio elaborará los Términos de Referencia para estos concursos, los cuales deberán adaptarse al tipo de autorización, según lo establecido en el Título II, capítulos II, III y IV de este Reglamento.

El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes, en todos los casos, en un plazo no mayor de 60 días a partir de la fecha de su presentación, de acuerdo a lo previsto en los artículos 17 a 19 de la Ley.

La Autorización quedará firme a través de la suscripción de un Contrato de Autorización a ser preparado por el Ministerio. En el mismo quedarán establecidas las obligaciones que asume el autorizado, las garantías,

Reglamento de la Ley General de Electricidad

los procedimientos para rescindir, ampliar o extender la autorización, la duración de la autorización y todo otro aspecto que el Ministerio considere necesario.

Artículo 6.- Las solicitudes para la obtención de autorización temporal serán presentadas por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando el formulario que para este efecto preparará el Ministerio, conteniendo la siguiente información:

- a) Identificación del peticionario, con los mismos datos previsto en los párrafos a) y b) del artículo 4 de este Reglamento.
- b) Tipo de estudio para el que se requiere la autorización temporal y el servicio que prestará.
- c) Plazo para la autorización temporal, la cual no podrá exceder un año.
- d) Ubicación, bienes de dominio público y particulares que se utilizarán.
- e) Descripción de los trabajos que se ejecutarán y como afectarán a los bienes en que se localicen.

Artículo 7.- Otorgamiento de Autorizaciones Temporales. Se podrá otorgar la autorización temporal, a solicitud de cualquier interesado, para el estudio de obras de transporte y transformación de energía eléctrica que requieren la autorización, para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotérmicos, cuando la potencia de la central exceda los 5 Megavatios (MW). La autorización temporal permite efectuar los estudios, mediciones y sondeos de las obras en bienes de dominio público y en terrenos particulares, indemnizando a los propietarios de todo daño y perjuicio causado. El plazo máximo de la autorización temporal será de un año.

Artículo 8.- Plazo Máximo para Autorizaciones Temporales. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por el Ministerio en un plazo máximo de 60 días de presentada la solicitud, previa verificación que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y la publicará, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial y en un diario de mayor circulación nacional.

Artículo 9.- Trámite para la determinación de daños y perjuicios. Cuando las actividades desarrolladas por la autorización temporal causen daños o perjuicios a los propietarios, poseedores o tenedores de los bienes, y ante falta de acuerdo entre las partes, las personas o empresas afectadas informarán al Ministerio, presentando una solicitud haciendo constar lo siguiente:

- a) Datos de identificación del afectado.
- b) Datos de identificación del responsable de los daños.
- c) Descripción y cuantificación de los daños causados.

Dentro de los cinco días siguientes de informado, el Ministerio a través de la Dirección General de Energía, verificará y evaluará los daños o perjuicios ocasionados, pudiendo recurrir con este propósito a un valuador calificado. El Ministerio notificará a las partes el resultado de la valuación realizada. El causante de los daños deberá pagar el monto determinado por el Ministerio al afectado más los gastos en que haya incurrido el Ministerio en un plazo no mayor de 30 días.

En caso de incumplimiento en el pago de los daños o perjuicios ocasionados, el Ministerio derogará la autorización, y se aplicará lo establecido en la Ley para estos casos.

CAPITULO II

AUTORIZACIONES PARA TRANSPORTE

Artículo 10.- Transporte de Energía Eléctrica. Se requerirá autorización de transporte de energía eléctrica cuando en el trazado de líneas de transporte y subestaciones de transformación de electricidad, se deba hacer uso total o parcial de bienes de dominio público o se deba imponer servidumbres a particulares. Este requisito subsiste aunque el uso de bienes de dominio público o la imposición forzosa de servidumbres a particulares se efectúe sólo en una fracción del trazado de las obras. El cruce de calles, caminos y carreteras no se considerará para estos efectos uso de bienes de dominio público. Estas autorizaciones serán otorgadas por Acuerdo Ministerial.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

No es necesario para este tipo de autorizaciones realizar el concurso público entre eventuales interesados.

Artículo 11.- Negación del Uso de Capacidad Disponible de Transporte. La autorización de transporte podrá ser rescindida si, habiendo capacidad disponible, el autorizado se niega a permitir el uso por parte de terceros de las instalaciones sujetas a la prestación del servicio. La verificación de capacidad de línea la efectuará el Ministerio oyendo a las partes, y teniendo en cuenta la opinión técnica del AMM.

Artículo 12.- Reserva de Capacidad de Transporte. Un generador o un usuario de una línea de transporte del sistema secundario o subestación de transformación puede reservar, mediante contratos, su capacidad de transporte, para inyectar o retirar energía eléctrica, cuando estas a su vez hayan sido comprometidas por contrato. En ese caso, en tanto ese generador o usuario no ocupe físicamente la línea o subestación, la podrá ocupar otro, pagando el peaje correspondiente.

Artículo 13.- Rescisión del Contrato de Autorización. El Contrato de Autorización deberá incluir una cláusula de rescisión del mismo para cuando el Transportista exceda el límite de penalizaciones previsto en este Reglamento. La rescisión del contrato producirá la terminación de la autorización.

CAPITULO III

AUTORIZACIONES PARA CENTRALES GENERADORAS

Artículo 14.- Centrales Hidroeléctricas. Se requerirá de autorización para la utilización de recursos hidráulicos que se ocupen para generación de electricidad, cuando la potencia de la central exceda 5 Megavatios (MW). Cualquiera sea la potencia, cuando para la construcción de la central se requieran de obras de embalse que puedan afectar el régimen hidrológico de un río o la seguridad de personas y bienes ubicados aguas abajo, se requerirá que la construcción y operación de las instalaciones se adecue a lo que establezca la Comisión al respecto.

Para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión elaborará las Normas

de Seguridad de Presas, las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias para cumplir estos objetivos.

La autorización faculta a su titular para utilizar bienes de dominio público en el desarrollo de las obras comprendidas en la que zona en que desarrollará sus actividades, previo permiso de la autoridad competente.

La autorización definitiva del uso de los recursos hidráulicos requiere que el solicitante presente todos los estudios de impacto ambiental, seguridad de las instalaciones, planes de emergencia que sean establecidos por la Comisión en las Normas de Seguridad de Presas, así como en otras Leyes o disposiciones que regulen estos aspectos.

Cuando las características del curso de agua lo requieran, o cuando haya varias presas en el mismo río, o haya uso no energéticos del agua, el Ministerio incluirá las reglas de Manejo del Agua específicas para cada caso.

La obligación de respetar estas Normas deberá establecerse en el Contrato de Autorización, su incumplimiento implica la rescisión del mismo.

Artículo 15.- Mecanismo de Concurso. En caso que se presenten varios interesados para solicitar la autorización definitiva para construir una central hidroeléctrica en un mismo emplazamiento, los mismos deberán competir por obtener la explotación del recurso hídrico en los términos previstos en el artículo 5 de este Reglamento. Para esta situación, se utilizarán los Términos de Referencia que elaborará el Ministerio. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo. Se deberá firmar un Contrato de Autorización, el que debe incluir un programa de ejecución de las obras, así como la aceptación por parte del interesado del cumplimiento de todas las Normas de Seguridad de Presas, y de reglas de Manejo del Agua, y la aceptación que el incumplimiento de las mismas conllevará la rescisión del Contrato. La rescisión del contrato producirá, en todos los casos, la terminación de la autorización.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Artículo 16.- Centrales Geotérmicas. Se requerirá autorización para la utilización de recursos geotérmicos que se ocupen para la generación de energía eléctrica, cuando la potencia instalada exceda los 5 Megavatios (MW). Las autorizaciones serán definidas para el área específica solicitada. Las autorizaciones temporales para estudios se otorgarán para áreas de hasta un máximo de 10,000 kilómetros cuadrados (Km²), y cuando sean de tipo definitivo, para hasta un máximo de 100 kilómetros cuadrados (Km²). En las autorizaciones definitivas se procurará incluir en el área autorizada a un sólo reservorio geotérmico de acuerdo con lo que técnicamente demuestren los estudios.

Varios interesados pueden solicitar la autorización definitiva de explotación de una misma área. Para esta situación, el Ministerio elaborará los Términos de Referencia para la Adjudicación de Autorizaciones de Explotación de Recursos Geotérmicos. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo en el área especificada. Se deberá elaborar el Contrato de Autorización, el cual debe incluir una programación adecuada de los planes de exploración, y en caso que estas produzcan un resultado satisfactorio, del desarrollo y explotación del recurso que garantice su aprovechamiento óptimo tomando en cuenta el potencial estimado del campo geotérmico. Las áreas autorizadas en forma definitiva no podrán traslaparse.

En caso que un autorizado desista de la explotación del recurso porque el mismo no resulta económicamente conveniente, deberá informarlo inmediatamente al Ministerio, a fin de cancelar la autorización. El abandono del área en que se establece la autorización será interpretada como equivalente a desistir al uso del recurso geotérmico y una renuncia de la autorización.

“Artículo 16 bis.- Desarrollo de la Generación Distribuida Renovable. (Adicionado por el artículo 3, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión y las ampliaciones necesarias de sus instalaciones. Previo a su autorización, la Comisión evaluará la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de

las instalaciones de los Distribuidores; así como: su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas. Los costos de las ampliaciones, modificaciones, línea de transmisión y equipamiento necesarios para llegar al punto de conexión con la red de distribución, estarán a cargo del Generador Distribuido Renovable.

La Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, incluyendo los pagos o créditos por concepto de peaje y por ahorro de pérdidas, según corresponda y en lo aplicable, de conformidad con la Ley y este Reglamento.

Para el caso que se opere sin contratos, el Distribuidor podrá constituirse en comprador de la electricidad producida por el Generador Distribuido Renovable cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y la remuneración de la energía tendrá un valor máximo igual al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista y se considerarán las reducciones efectivas de pérdidas.”

CAPITULO IV

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL DE ELECTRICIDAD

Artículo 17.- Servicio de Distribución Final. Se requerirá autorización para instalar y operar redes de distribución con carácter de Servicio de Distribución Final. La autorización faculta al titular a usar bienes de dominio público en el área de la autorización y a imponer servidumbres a particulares de acuerdo a lo establecido en la Ley, para el desarrollo de las obras de distribución.

En todos los casos la autorización para un Servicio de Distribución Final deberá otorgarse por el régimen de concurso público previsto en el artículo 20 de la Ley y lo estipulado en el artículo 5 de este Reglamento, referente a concurso público.

El Ministerio podrá de oficio iniciar procesos para adjudicar autorizaciones para el Servicio de Distribución Final.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Artículo 18.- Grandes Usuarios. Los Grandes Usuarios no requerirán autorización y estarán facultados a contratar el suministro de electricidad con un Generador o Comercializador. En este caso deberán pagar un Peaje al Distribuidor, de acuerdo a lo establecido en este Reglamento. El Distribuidor dejará de ser responsable del suministro al consumidor cuando se produzcan racionamientos por insuficiencia de generación en el Mercado Mayorista.

Artículo 19.- Reducción de Límite del Servicio de Distribución Final. El Ministerio podrá en el futuro reducir el límite de 100 Kilovatios (kW) para contratar el suministro con Generadores o Comercializadores, pudiendo incluso llevarlo a cero. Deberá avisar de esta reducción con dos años de anticipación, a fin de permitir a los Distribuidores adecuar sus contratos de potencia firme.

CAPITULO V

TERMINACIÓN Y TRANSFERENCIA DE AUTORIZACIONES

Artículo 20.- Terminación de las Autorizaciones. Las autorizaciones a que se refiere el presente reglamento terminan por cualquiera de las siguientes causas:

- a) Rescisión del contrato de autorización, por incumplimiento del adjudicatario de cualquiera de las obligaciones impuestas por el mismo;
- b) Vencimiento del plazo;
- c) Renuncia del adjudicatario, previamente calificada por el Ministerio.

Artículo 21.- Otras Causas de Finalización de la Autorización del Servicio de Distribución Final. La autorización de Servicio de Distribución Final termina, además de las causales establecidas en el artículo anterior, por las establecidas en el artículo 55 de la Ley, así como cuando el valor acumulado anual de las multas, por faltas en la calidad de servicio, superen el límite que se establezcan en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

Artículo 22.- Otras Causas de Finalización de la Autorización del Servicio de Transporte. La autorización de Servicio de Transporte termina cuando:

- a) Los adjudicatarios incurrieran en cualquiera de las causales establecidas en la Ley; o
- b) Por rescisión del contrato de autorización en virtud de incumplimiento del adjudicatario de cualesquiera de las obligaciones impuestas por el mismo.

Artículo 23.- Continuidad del Servicio de Transporte En caso de terminación de la autorización de servicio de transporte, el adjudicatario deberá continuar prestando el servicio hasta que se hayan tomado las medidas necesarias para asegurar la continuidad del mismo.

Artículo 24.- Continuidad del Servicio. En cualquier caso de terminación de una autorización, sea ésta de generación, distribución final o transporte, el titular de la autorización terminada deberá garantizar la continuidad del servicio, y que se de cumplimiento al artículo 57 de la Ley, lo cual deberá incluirse en el contrato de autorización. En consecuencia, no podrán suspender la prestación del servicio de que se trate hasta que se hayan tomado las medidas necesarias para tal efecto. El titular será responsable de los daños y perjuicios que cause por incumplimiento de esta obligación.

Artículo 25.- Renuncia a Autorizaciones. La renuncia a una autorización deberá hacerse por escrito ante el Ministerio. En dicho documento el titular explicará las razones que, a su juicio, justifican la renuncia. El Ministerio procederá a calificar dichas razones y, en un plazo no mayor de 60 días, resolverá sobre la procedencia o improcedencia de la misma. Durante dicho plazo, el Ministerio solicitará a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista que dictaminen al respecto. Tales dictámenes deberán indicar el impacto que la renuncia tendrá en el sistema eléctrico nacional, así como las medidas que, en su criterio, sean necesarias a efecto de minimizar el impacto y garantizar la continuidad del servicio, en caso de aceptarse la renuncia.

En la resolución que apruebe la renuncia se deberán indicar las medidas que el titular deberá tomar a fin de garantizar la continuidad del suministro. Mientras no se hayan tomado dichas medidas, la renuncia no producirá efecto.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Contra la resolución que deniegue la renuncia cabrá el recurso de reposición, de conformidad con la Ley de la materia.

Artículo 26.- Transferencia de las Autorizaciones. Para transferir una Autorización se deberá contar con la autorización del Ministerio. Previo al otorgamiento de la transferencia, el autorizado deberá presentar al Ministerio una solicitud, en la cual se indiquen la información de la persona individual o jurídica a la cual se traspasará la autorización, junto con el proyecto de acuerdo entre las partes para el traspaso. El nuevo autorizado deberá cumplir con todos los requisitos legales que contempla la Ley y este Reglamento para prestar los servicios correspondientes.

Artículo 27.- Plazos para autorizar la transferencia. Una vez presentada la solicitud de transferencia al Ministerio, con toda la información requerida, éste tendrá un plazo de dos meses para autorizar o no la transferencia. Si vencido este plazo el Ministerio no se ha pronunciado, se entenderá dada la aprobación para la transferencia. En todo caso el Ministerio no podrá negar la transferencia infundadamente.

Artículo 28.- Formalización de la transferencia. La autorización de transferencia se hará en los mismos términos legales que se utilizan para el otorgamiento de autorización, incluyendo un Contrato de Autorización, en los mismos términos que el celebrado con el autorizado anterior. El cedente será responsable de que en ningún momento se comprometa la continuidad del servicio cuya autorización se pretenda transferir.

TITULO III COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPITULO I

INTEGRACION Y FUNCIONES

Artículo 29.- Funciones. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, será un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional, su propio presupuesto y fon-

dos privativos, cuya función será la determinación de los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución de electricidad sujetos a autorización, controlar y asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista, así como todas las demás responsabilidades que le asigna la Ley y este Reglamento.

Artículo 30.- Designación de los Miembros de la Comisión. La Comisión estará integrada por tres miembros que serán nombrados en la forma establecida en el artículo 5 de la Ley. Para la determinación de las ternas que serán propuestas al Organismo Ejecutivo se seguirán los siguientes procedimientos:

- 90 días antes de la fecha en que vence el período para el cual fueron nombrados los miembros de la Comisión, el Ministerio realizará una convocatoria pública, en dos diarios de mayor circulación, para la designación de las ternas, de conformidad con el artículo 5 de la Ley. Dicha convocatoria indicará el lugar y hora en que deben reunirse.
- Los rectores de las universidades del país se reunirán en el lugar y fecha indicados por el Ministerio en su convocatoria. Las siguientes reuniones, si las hubiera, deberán realizarse en el lugar que fijarán de común acuerdo.
- Los agentes del Mercado Mayorista se reunirán en la sede del Administrador del Mercado Mayorista, en la fecha indicada por el Ministerio en su convocatoria.
- Los rectores de las universidades resolverán por mayoría simple de los presentes. Para que las decisiones sean válidas, deben estar presentes al menos la mitad más uno de los rectores. En caso de no lograrse el quórum necesario, los rectores se reunirán el día siguiente, y podrán tomar las decisiones con el número que comparezca.
- Los agentes del Mercado Mayorista estarán representados por cuatro personas designadas por cada una de las organizaciones acreditadas ante el Ministerio, en que se agrupen, por actividad, los generadores, transportistas, comercializadores y

Reglamento de la Ley General de Electricidad

distribuidores. Para efectos de este artículo, los importadores y exportadores se considerarán como parte del gremio de los comercializadores.

Cada representante tendrá tres votos, dichos votos podrán ser repartidos en la forma en que cada representante estime conveniente, incluso dándoselos todos a un solo candidato. Los tres candidatos que obtengan el mayor número de votos integrarán la terna que se propondrá al Ejecutivo. El proceso de postulación no se interrumpirá por el hecho de que una o más de las actividades no logren unificar su representación. Si hubiere empate entre dos o más personas para determinar el tercer candidato, se realizará una segunda vuelta únicamente entre los candidatos con igual número de votos.

- f) Las ternas de candidatos deberán ser entregadas al Ministerio a más tardar quince días antes de la expiración del plazo para la designación de los miembros de la Comisión.

Para efectos de lo estipulado en el artículo 5 de la Ley, se entenderá por “No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico regulado por esta Ley”, el hecho de tener participación accionaria, interés comercial o relación laboral con alguna de dichas entidades.

Artículo 31.- Presupuesto de la Comisión. El presupuesto de la Comisión será cubierto con los aportes anuales que efectuarán las empresas autorizadas de distribución de electricidad y las multas que la Comisión perciba de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento. Para efecto de cuantificar las ventas finales de las distribuidoras, se incluirán las ventas a Grandes Usuarios. El aporte será el 0.3% de las ventas finales. Las empresas distribuidoras deberán informar a la Comisión antes del 31 de octubre de cada año de sus proyecciones de ventas para el próximo año. En base a estas proyecciones la Comisión elaborará su presupuesto anual.

El monto de aporte para cada contribuyente será notificado por escrito, por la Comisión, antes del 31 de diciembre de cada año, y será pagado en cuotas mensuales.

Artículo 32.- Uso del presupuesto. El presupuesto será utilizado por la Comisión para su funcionamiento, contratación de estudios, asesoría técnica y en la elaboración de los documentos que le encarga este Reglamento. Para el desempeño de sus funciones, la Comisión podrá tener hasta un máximo de 18 personas como personal permanente

Artículo 33.- Elaboración del presupuesto. A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente, será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.

El presupuesto de ingresos y egresos de la Comisión para el año que inicia y la ejecución del presupuesto del año anterior, debidamente auditada por un auditor externo, deberán ser publicados en el Diario Oficial, durante los primeros sesenta días de cada año.

Artículo 34.- Integración de los aportes. Las empresas distribuidoras deberán entregar sus aportes mensuales antes del último día hábil de cada mes. El no pago de los aportes, en la forma y tiempos establecidos en este reglamento, será penalizado con una multa igual al monto de las cuotas no pagadas. Lo anterior, sin perjuicio de iniciar las acciones judiciales de cobro pertinentes.

Artículo 35.- Presidencia de la Comisión. El Presidente de la Comisión será designado en el acuerdo gubernativo en el que se designen sus miembros. El Presidente ejercerá funciones ejecutivas y estará autorizado a firmar contratos relacionados con el funcionamiento de la Comisión.

Artículo 36.- Reglamento interno. La Comisión establecerá en su reglamento interno las normas para su funcionamiento, el cual deberá estar publicado en un plazo no mayor de 6 meses luego de su constitución, el cual será aprobado mediante Acuerdo Ministerial.

Artículo 37.- Comunicación de la designación de los miembros. Las comunicaciones de la designación de los miembros de la Comisión, así como las de renovación y sustitución, deberán ser efectuadas por Acuerdo Gubernativo.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

TITULO IV EL MERCADO MAYORISTA

CAPITULO I

GENERALIDADES

Artículo 38.- Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista. El Ministerio deberá elevar al Organismo Ejecutivo en un plazo máximo de 5 meses, a partir de la fecha de publicación de este reglamento, el Reglamento Específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista. El mismo deberá incluir tanto las regulaciones relativas a la metodología de funcionamiento, como a la organización del Administrador del Mercado Mayorista, sus funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento. Así como todo lo relativo al funcionamiento y coordinación del Mercado Mayorista (MM).

“Artículo 39.- Agentes del Mercado Mayorista. (Reformado por el artículo 4, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Son Agentes del Mercado Mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, que cumpla con los siguientes límites:

- Generadores: tener una Potencia Máxima mayor de cinco megavatios (5 MW);
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme de por lo menos dos megavatios (2 MW). Los mismos límites se aplicarán a los importadores y exportadores;
- Distribuidores: tener un mínimo de quince mil (15,000) usuarios;
- Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW)

Tales límites serán revisados periódicamente y podrán ser modificados por el Ministerio, a fin de acomodarse a la realidad de los mercados eléctricos.”

TITULO V SISTEMA DE TRANSPORTE

CAPITULO I

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 40.- Actividad de transporte de energía eléctrica. El Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), es la actividad, sujeta a Autorización, que tiene por objeto vincular eléctricamente a los Generadores con los Distribuidores o Grandes Usuarios, y puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del MM.

Artículo 41.- Agentes Conectados al SNI utilizando Instalaciones de un Distribuidor. Cuando Distribuidores, Generadores o Grandes Usuarios se conecten al SNI usando instalaciones de un distribuidor, no se considerará por este hecho al Distribuidor como transportista, ni sus instalaciones formando parte del Sistema principal o secundario. En este caso es de aplicación lo estipulado en el artículo siguiente.

Artículo 42.- Función de transportista. Todo Distribuidor que dentro de sus instalaciones tenga conectados a Grandes Usuarios, Generadores u otros Distribuidores, deberá prestar a estos el servicio de transporte, en las condiciones de este Reglamento. A este servicio se le denominará Función de Transportista.

Artículo 43.- Aplicación de Normas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica. Todo propietario de instalaciones dedicadas a la prestación del Servicio del Transporte de Energía Eléctrica (STEE), ya sea que corresponda al sistema principal como al secundario, estará sujeto a las normas establecidas en este Reglamento para los transportistas.

Artículo 44.- Registro de transportistas y sus instalaciones. La Comisión deberá identificar y mantener actualizada la lista de todas las instalaciones del STEE en el Sistema Principal y Secundario. Y de todos los prestadores de la Función de Transportista, así como los puntos de interconexión entre Gene-

Reglamento de la Ley General de Electricidad

radores, Distribuidores, Grandes Usuarios con los prestadores del STEE o la función de transportistas según corresponda.

Las instalaciones del Sistema Principal por vincularse entre si y con la generación interconectada a los principales centros de consumo, son los que pueden considerarse de uso común por los generadores del MM.

Artículo 45.- Normas técnicas para el transporte. La Comisión deberá elaborar en un plazo máximo de ocho meses posteriores a su constitución, las Normas Técnicas de Diseño y Operación del STEE, las cuales contendrán todas las normas técnicas y operativas que garanticen la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

Artículo 46.- Información de Efectos Adversos al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Los Transportistas deberán informar al AMM y a la Comisión si alguna instalación, propia o de terceros produjera o pudiera producir un efecto adverso sobre el STEE.

En caso que la Comisión, con el asesoramiento del AMM, convalide el criterio del transportista, este tendrá derecho a requerir la realización de las medidas correctivas o preventivas necesarias para asegurar la continuidad y calidad del servicio.

Si las características del efecto adverso fueran tales que pusieran en peligro la seguridad del personal, los equipos o la continuidad del servicio, el Transportista, podrá bajo su responsabilidad, previo aviso al AMM desenergizar a las instalaciones que ocasionen el problema hasta tanto la Comisión dictamine al respecto.

CAPITULO II

ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE

Artículo 47.- Normas para el acceso a la capacidad de transporte. La Comisión, con el asesoramiento del AMM elaborará las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT). Este documento incluirá los requisitos que debe cumplir y los estudios que debe realizar y presentar cada

agente del MM o Gran Usuario, que decida realizar nuevas instalaciones o ampliar existentes que impliquen una modificación de la potencia intercambiada. Las NTAUCT, deberán ser elaboradas y entrarán en vigencia ocho meses después de estar constituida la Comisión.

“Artículo 48.- Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte. (Reformado por el artículo 5, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Todo nuevo usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente deberá presentar una solicitud a la Comisión.

La solicitud deberá contener la siguiente información:

- a) Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador o usuario y las de vinculación con el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).
- b) Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- c) Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro (4) años.
- d) Estudios del efecto de su conexión sobre el Sistema de Transporte de acuerdo a lo especificado en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).
- e) Constancia de la presentación a la entidad ambiental correspondiente de los estudios ambientales requeridos, de acuerdo a los requisitos para cada tipo de instalación”.

“Artículo 49.- Evaluación de la solicitud. (Reformado por el artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). La Comisión, con el asesoramiento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y el transportista involucrado evaluará la solicitud y autorizará la conexión, pudiendo condicionar la misma a la realización de inversiones adicionales para corregir los efectos negativos que pudiere ocasionar su conexión.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Previo a la aprobación de la solicitud, el interesado deberá presentar ante la Comisión la constancia de la aprobación de los estudios ambientales respectivos, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.

Si la Comisión no resolviera sobre la solicitud en sesenta (60) días, la misma se dará por aprobada. En este caso la Comisión asumirá la responsabilidad ante efectos negativos que hubieran sido advertidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) o el transportista.

La Comisión deberá verificar previo a la autorización para la conexión del solicitante, que se han realizado todas las inversiones requeridas, y negarla hasta tanto las mismas se concreten. Los costos de verificación estarán a cargo del solicitante.

CAPITULO III

AMPLIACIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

“Artículo 50.- Modalidad para las ampliaciones. (Reformado por el artículo 7, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). La construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) se realizará a través de las siguientes modalidades:

- a) Por Acuerdo entre Partes.
- b) Por Iniciativa Propia.
- c) Por Licitación Pública.”

“Artículo 51.- Solicitud de ampliación. (Reformado por el artículo 8, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). En las modalidades a) y b) del artículo anterior, los interesados que requieran la ampliación deberán presentar a la Comisión la solicitud de autorización, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación e información de los solicitantes.
- b) Modalidad de la ampliación.
- c) Descripción de las instalaciones que prevén incorporar.

- d) Estudios técnicos que permitan verificar que las instalaciones propuestas se adecuen a las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).
- e) Estudios eléctricos que evalúen el efecto de las nuevas instalaciones sobre los sistemas de transporte existentes, de acuerdo a las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).
- f) La información adicional requerida en el artículo 48 y la que corresponda a la modalidad de la ampliación elegida, descritas en los artículos 52 y 53 de este Reglamento.

Para las ampliaciones que se realicen como resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, las Bases de Licitación indicarán los requisitos que deben cumplir los interesados y los que resulten adjudicados.

La Comisión estudiará la solicitud y decidirá sobre la autorización, pudiendo en todos los casos condicionar la misma a la realización de modificaciones al proyecto a fin de adecuarlo al cumplimiento de las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Transporte, vigentes. Autorizada la ampliación, el interesado previo a la ejecución de la obra deberá obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.”

Artículo 52.- Propiedad de las Instalaciones de la Ampliación. Las instalaciones de una ampliación dedicada al STEE podrán:

- a) Ser propiedad de un Transportista existente por ampliación de sus instalaciones,
- b) Ser propiedad de una Empresa que se constituya a los efectos de construir y operar redes de transmisión,
- c) Ser propiedad de Generadores, Grandes Usuarios o Distribuidores que prestan el servicio de Distribución Final que construyen sus propias líneas, correspondientes al Sistema Secundario, para conectarse al SNI. Esas líneas pueden, por decisión de los constructores, ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes,

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- d) Las mismas opciones pueden utilizarse para construir líneas de interconexión internacional.

Las normas técnicas que emitirá la Comisión respecto a la expansión del transporte establecerán el procedimiento que los interesados deberán seguir en cada caso, así como los requisitos que deberán cumplir para obtener las autorizaciones.

“Artículo 53.- Ampliación por Acuerdo entre Partes y por Iniciativa Propia. (Reformado por el artículo 9, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para las ampliaciones por acuerdo entre partes y por iniciativa propia los interesados construyen, operan y mantienen instalaciones destinadas a transmisión eléctrica y pueden acordar con un transportista la propiedad, el precio y las condiciones de pago de los costos de construcción, operación y mantenimiento de nuevas instalaciones.

Las instalaciones realizadas por estas modalidades serán consideradas como pertenecientes al Sistema Secundario. La Comisión en un plazo no mayor de sesenta (60) días deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia de la autorización para la construcción de nuevas instalaciones, el que comenzará computarse a partir de que la solicitud haya cumplido con la presentación de todos los requisitos establecidos por la Comisión. En el caso de una nueva empresa de transporte, la misma previamente a su operación deberá obtener la respectiva autorización por parte del Ministerio.

La Comisión podrá condicionar la autorización a la realización de obras complementarias que eviten efectos negativos para las instalaciones existentes del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE). La puesta en funcionamiento de estas instalaciones podrá ser condicionada a la efectiva realización de las obras complementarias requeridas.

Previo conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, con cargo al propietario de las instalaciones.

La Comisión emitirá las normas técnicas relativas a la expansión del transporte y establecerá los procedimientos que los interesados deberán seguir en cada

caso, así como los requisitos que deberán cumplir para obtener la o las autorizaciones.”

“Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007).El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Para la elaboración del referido Plan de Expansión, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

El Órgano Técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier Participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho Plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendría el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir

Reglamento de la Ley General de Electricidad

con los criterios, metodologías y definiciones establecidos en la Norma Técnica de Transmisión –NTT– que emita la Comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

- a) El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.
- b) Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan, el mismo deberá ser publicado por el Ministerio, en la primera quincena de enero del año siguiente.

“Artículo 54 Bis.- Ampliación por Licitación Pública. (Adicionado por el artículo 11, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Dentro de los siguientes dos (2) meses de publicado el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, la Comisión determinará las obras que formarán parte del Sistema Principal, de conformidad con lo establecido en la Ley, este Reglamento, el informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y tomando en cuenta los criterios de:

- a) Uso o función específica de la o las obras de transmisión independientemente del nivel de tensión.
- b) Garantía de libre acceso al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).

- c) Beneficios aportados al conjunto de operaciones del Mercado Mayorista.
- d) Congruencia con la política energética del país.
- e) Tratados internacionales de integración energética.

Quedan excluidas del Sistema Principal las obras de uso privativo. Las obras que sean identificadas como parte del Sistema Principal y necesarias para los primeros dos (2) años deberán licitarse en forma obligatoria.

La Comisión dentro de los siguientes tres (3) meses de haberse definido de las obras de ejecución obligatoria por medio de licitación, elaborará las bases para que se lleve a cabo la Licitación Pública abierta y las remitirá al Ministerio para su aprobación. El Ministerio tendrá un (1) mes para la aprobación final de las bases y un período de seis (6) meses para llevar a cabo la licitación.

Las bases de licitación incluirán los criterios y procedimientos para calificar el canon del período de amortización y para la adjudicación de la licitación. Los Interesados que se presenten a esta Licitación deberán especificar el canon que esperan recibir por la construcción y operación y mantenimiento de las instalaciones. La Comisión previo a la adjudicación final, determinará sobre la procedencia o improcedencia en cuanto al valor de canon que se pretenda trasladar a tarifas. El Ministerio con base a lo que determine la Comisión, podrá declarar desierta la licitación, por no convenir a los intereses del país. La adjudicación conlleva el otorgamiento de la autorización como Transportista en caso sea necesario, debiendo el adjudicatario cumplir con todos los requisitos de Ley.

La Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), con cargo al adjudicado.”

CAPITULO IV

SISTEMA DE PEAJE PARA EL STEE

“Artículo 55.- Cálculo del Peaje. (Reformado por el artículo 12, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El Transportista recibirá anualmente por sus instala-

Reglamento de la Ley General de Electricidad

ciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiere acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión establecerá el peaje máximo sobre la base de los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta (30) años.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.
 - a) Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.
 - b) Para instalaciones existentes del Sistema Secundario, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) de los sistemas secundarios correspondientes, entre la Potencia Firme total relacionada al sistema secundario correspondiente.
 - c) Para instalaciones nuevas, el Peaje será:

Para las instalaciones construidas por Acuerdo entre Partes o por Iniciativa Propia, el Peaje será el costo acordado entre los intere-

sados y el Transportista, el que será pagado por los primeros. Los sistemas secundarios estarán sujetos a libre acceso previo el pago de los peajes correspondientes.

Para instalaciones construidas por la modalidad de Licitación Pública, el Peaje tendrá dos períodos de remuneración:

Período de Amortización: En el cual Transportista recibirá como única remuneración el canon anual, el cual será pagado a prorrata de la Potencia Firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual.

Período de Operación: Será el período posterior al de amortización, en el cual el Transportista recibirá exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

- d) La Comisión evaluará la incorporación de interconexiones internacionales al sistema principal de transporte según los beneficios para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista. La Norma de coordinación correspondiente desarrollará lo referente a peajes de estos sistemas.”

CAPITULO V

RÉGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

Artículo 56.- Normas de calidad del servicio de transporte. La Comisión elaborará en un plazo de ocho meses a partir de su constitución, las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), en base a los conceptos establecidos en este reglamento, incluyendo un régimen de sanciones por incumplimiento.

En estas Normas, se establecerán también las obligaciones de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, conectados directamente al Sistema de Transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Artículo 57.- Medición de la calidad del servicio. La calidad del STEE prestado por los Transportistas se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte, conexión y transformación y su capacidad asociada. Los parámetros de calidad serán medidos de acuerdo a lo que establezcan las NTCSTS.

Artículo 58.- Definición de indisponibilidad. Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Artículo 59.- Indisponibilidad programada. Todo equipamiento asociado al STEE que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto por el AMM, será considerado en condición de Indisponibilidad Programada.

Artículo 60.- Indisponibilidad forzada. Todo equipamiento asociado al STEE que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 61.- Vías de comunicación requeridas para la medición comercial. Cuando el Transportista no implemente las vías de comunicaciones requeridas para el sistema de medición comercial y no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, el AMM arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo del transportista.

Artículo 62.- Responsabilidad del AMM. La Comisión controlará el cumplimiento de las normas establecidas y el AMM administrará su aplicación.

CAPITULO VI

CARGO POR CONEXIÓN DE TRANSPORTE

Artículo 63.- Definición. Se denomina Cargo por Conexión a los ingresos que un Transportista recibe por instalar, operar y mantener los equipos necesarios para permitir la conexión de un Generador o Gran

Usuario a sus instalaciones, y transformar la energía entregada a la tensión de transmisión.

Estos cargos se calcularán con el mismo criterio aplicado para el cálculo de Peaje.

Los cargos por conexión serán pagados por los Generadores conectados en cada nodo en proporción a su potencia conectada a dicho nodo.

Los Cargos de Conexión serán pagados por los Grandes Usuarios conectados en cada nodo en proporción a la energía intercambiada cada mes.

CAPITULO VII

PEAJE PARA PRESTADORES DE LA FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA

Artículo 64.- Peajes para la función de transportista. Los Prestadores de la Función de Transportista recibirán por el uso de sus instalaciones un Peaje máximo igual al Valor Agregado de Distribución, calculado en función de los Coeficientes de Pérdidas y la Potencia Máxima demandada o generada por el Usuario que requiera el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la Tarifa Base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado.

TITULO VI CONDICIONES GENERALES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO I

DISTRIBUCION

Artículo 65.- Obligación del Suministro. Todo Distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones.

“Artículo 65 Bis. Procedimiento de Licitación para Adicionar Nueva Generación. (Adicionado por

Reglamento de la Ley General de Electricidad

el artículo 13, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El Distribuidor Final deberá realizar una licitación abierta para contratar el suministro que garantice sus requerimientos de potencia y energía eléctrica, por un período máximo de quince (15) años.

La licitación deberá efectuarse con un mínimo de cinco años de anticipación al inicio del suministro que se pretende contratar, pudiendo la Comisión, cuando sea necesario, reducir este plazo.

Tomando en cuenta las necesidades de los Distribuidores y el Plan de Expansión Indicativo de Generación establecido en el artículo 15 “Bis” del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que los Distribuidores Finales deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta para llevar a cabo los procesos de adquisición de potencia y energía. Las bases de licitación que el Distribuidor elabore deberán ser presentadas para aprobación de la Comisión, la que resolverá sobre la procedencia o improcedencia dentro de los siguientes treinta (30) días calendario. Una vez aprobadas las bases, el Distribuidor deberá convocar a licitación abierta en un período máximo de noventa (90) días calendario.

El plazo para la entrega de ofertas no debe ser menor de seis (6) meses ni mayor de doce (12) meses y la contratación debe hacerse dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de adjudicación. El plazo del contrato debe incluir dos fases: la primera, como fase de construcción y la segunda, como fase de operación comercial, la que no debe exceder de un período máximo de quince (15) años.

Cuando derivado de los contratos suscritos como resultado de las licitaciones establecidas en este artículo existan excedentes de potencia y energía, estos podrán ser comercializados por los Distribuidores contratantes, en el Mercado Mayorista o en el Mercado Regional.

El plazo de los contratos derivados de Licitaciones Públicas, realizadas por empresas distribuidoras que presten el Servicio de Distribución Final, no podrán prorrogarse por ninguna causa.”

“Artículo 66. Consumidores Fuera de la Zona. (Reformado por el artículo 14, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Todo interesado que desee suministro eléctrico, y que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que el distribuidor le suministre toda la potencia y energía eléctrica que demande. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito al titular de la autorización y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en este Reglamento.

Las instalaciones eléctricas descritas en el párrafo anterior deberán cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). El distribuidor, previo a la conexión, realizará la revisión correspondiente y no podrá imponer criterios de diseño distintos a los aprobados por la Comisión.”

Artículo 67.- Acometida. La acometida estará a cargo del Distribuidor. Cuando el consumidor este ubicado fuera de la zona de autorización, el Distribuidor podrá requerir que las instalaciones del consumidor se adecuen a las NTDOID que elabore la Comisión.

“Artículo 68. Plazos de Conexión del Suministro de Electricidad. (Reformado por el artículo 15, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El Distribuidor, previo a autorizar la solicitud de conexión del suministro de electricidad y dentro de un plazo máximo de siete (7) días contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud deberá determinar si la capacidad de las líneas de distribución respectivas es suficiente para prestar el servicio requerido o si es necesario realizar ampliaciones. Dentro de ese mismo plazo, el Distribuidor deberá notificar al interesado sobre la autorización de la conexión, el detalle del monto de los pagos y del depósito de la garantía que debe efectuar.

A partir de que el interesado haya realizado los pagos y el depósito de garantía, el Distribuidor:

- a) Si no es necesario realizar ampliaciones, deberá conectar el servicio requerido dentro del plazo máximo de veintiocho (28) días.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- b) Si es necesario realizar ampliaciones de las líneas de distribución, deberá dentro del plazo máximo de tres (3) meses realizar la conexión.

La inobservancia de los plazos antes descritos será considerada falta grave y estará sujeta a sanción y, en caso de incumplimientos reiterados, la Comisión podrá solicitar al Ministerio la rescisión o revocación de la autorización correspondiente.”

Artículo 69.- Contrato de Suministro. Todo Usuario que solicite un suministro eléctrico deberá firmar un contrato con el Distribuidor, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio propias de cada Distribuidor. Estas normas serán aprobadas por la Comisión.

El contrato con el Distribuidor, deberá estipular al menos la siguiente información:

- a) Nombre o razón social del usuario y su domicilio.
- b) Tipo de tarifa a aplicar y período de vigencia de la tarifa.
- c) Aceptación de derechos y de sanciones que establece el presente reglamento.

El Distribuidor deberá entregar una copia del contrato al usuario

Artículo 70.- Equipo de Medición. El equipo de medición será propiedad del Distribuidor, salvo en caso de Grandes Usuarios, que se deberán regir por las disposiciones sobre el tema que establezca el AMM. El Distribuidor tendrá siempre acceso al equipo de medición para poder efectuar la facturación y llevar a cabo las revisiones del equipo que sean necesarias.

“Artículo 71.- Aporte Reembolsable. (Reformado por el artículo 16, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a ésta mediante líneas propias o de terceros, el Distribuidor podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter reembolsable. Estos valores

serán publicados por el Distribuidor en un diario de mayor circulación nacional, y serán establecidos por nivel de voltaje, no pudiendo superar el valor máximo que para estos efectos fije la Comisión.

El interesado deberá entregar el aporte a la empresa Distribuidora al momento de la firma del contrato respectivo.

Para el caso de las instalaciones desarrolladas de conformidad con el artículo 47 de la Ley General de Electricidad, las conexiones dentro de la franja obligatoria de doscientos (200) metros serán realizadas por la Distribuidora, sin requerimiento de aporte reembolsable al usuario.”

“Artículo 72.- Devolución del Aporte Reembolsable. (Reformado por el artículo 17, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). La devolución del aporte reembolsable deberá ser tal que garantice al interesado o usuario del Distribuidor la recuperación total del capital originalmente aportado, más una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto del aporte reembolsable la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala más tres (3) puntos. El Distribuidor y el Usuario podrán acordar el plazo de devolución, el cual en ningún caso podrá exceder de cinco años.”

Artículo 73.- Forma de devolución del aporte reembolsable. La Distribuidora, al momento de la entrega de este aporte por parte del usuario, deberá indicar el sistema de devolución del aporte reembolsable, su valorización, y las fechas de pago. Los instrumentos de reembolso deberán entregarse al usuario en un plazo máximo de dos meses, contados desde la fecha de pago del aporte reembolsable.

Artículo 74.- Devolución de los aportes reembolsables en bonos o títulos. Cuando la devolución sea por medio de bonos o títulos de reconocimiento de deuda, se deberá indicar que los pagos deben incluir reajuste por inflación más un interés real del 5% anual.

Artículo 75.- Exceso de Demanda. El usuario que utilice una demanda mayor a la contratada deberá pagar al Distribuidor el exceso de demanda, de

Reglamento de la Ley General de Electricidad

acuerdo a los que se establezca en las NTSD, sin perjuicio de los aportes reembolsables que correspondiera reintegrar.

Artículo 76.- Corte del Suministro. Los Distribuidores podrán efectuar el corte inmediato del servicio por los causales y en las condiciones previstas en el artículo 50 de la Ley.

Artículo 77.- Proyectos de Electrificación Rural. Para la aplicación del artículo 47 de la Ley, el Ministerio establecerá un procedimiento para la elaboración del informe de evaluación económica y social del proyecto, con el fin de resolver la procedencia o improcedencia de la solicitud.

CAPITULO II

NORMAS COMPLEMENTARIAS

Artículo 78.- Normas Técnicas a elaborar por la Comisión. La Comisión deberá elaborar en un plazo máximo de ocho meses posteriores a su constitución, las siguientes Normas Técnicas:

- a) Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), que incluirán todos los requerimientos necesarios para el diseño y la operación de instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y los bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas Normas.
- b) Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), que incluirá el régimen de calidad del servicio de distribución, de acuerdo a los conceptos incluidos en el artículo 103 de este reglamento, las sanciones asociadas a la calidad del servicio, las multas e inhabilitaciones a consumidores por instalaciones no adecuadas, autoconexión, robos y falta de pago.
- c) Las demás normas que se mencionan en este reglamento.

La Comisión podrá a su criterio ampliar o emitir otras normas complementarias.

CAPITULO III

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 79.- Precios máximos de Distribución. Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las Tarifas Base y fórmulas de ajuste periódico, de acuerdo a los artículos 77 y 78 de la Ley. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- a) Cargo por Consumidor,
- b) Cargo por Potencia de Punta,
- c) Cargo por Potencia fuera de punta.
- d) Cargo por Energía

Las Tarifas Base serán ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen la variación de los costos de distribución. La Comisión determinará el período de ajuste. Los componentes asociados al costo de compra de energía y potencia se corregirán precedentemente, de acuerdo a lo establecido en los artículos 86, 87 y 88 de este Reglamento.

Artículo 80.- Estructuras Tarifarias. La Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de Gran Usuario, en la zona en la que se le autorizó a prestar el servicio, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo anterior o una combinación de ellos.

Para cada componente de la estructura tarifaria en baja tensión, el Distribuidor podrá proponer a la Comisión subcategorías en función de la densidad de carga de la zona abastecida.

Artículo 81.- Sistema Uniforme de Cuentas. La Comisión elaborará o adoptará un Sistema Uniforme de Cuentas, que será de uso obligatorio entre todos los Distribuidores, y que deberá ser utilizado para el registro de todos los costos e ingresos asociados a la prestación del servicio.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Artículo 82.- Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente.

Los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera, y comprenden: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la Comisión e incluidos por esta en el Sistema Uniforme de Cuentas, de acuerdo con el detalle siguiente:

- a) Los costos de compras de electricidad corresponden a los costos de generación, más recargos por el uso del sistema de transmisión, más recargos por las pérdidas de energía y potencia en las líneas de transmisión y subtransmisión. El costo de generación y las pérdidas de energía y potencia se calcularán de acuerdo a la metodología que se establezca en el reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista.
- b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar.
- c) Los costos de consumidores comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad.
- d) Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a Ley graven a la actividad de Distribución y que constituyan un costo para el

Distribuidor, a excepción del Impuesto Sobre la Renta.

- e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución.
- f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución.
- g) Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración.
- h) Una componente razonable de sanciones correspondiente a una empresa que preste un servicio con una calidad de servicio adecuada, según las normas que establezca la Comisión.

Artículo 83.- Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad.

Artículo 84.- Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de

Reglamento de la Ley General de Electricidad

suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente.

Artículo 85 .- Proyección de Costos. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período de cinco años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Comisión.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión.

Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período.

Artículo 86.- Precios de Energía para Traslado a Tarifas de Distribución. Antes del 31 marzo de cada año, el AMM presentará a la Comisión el cálculo de los precios de energía y potencia para ser trasladados a las tarifas para cada uno de los Distribuidores.

La metodología de cálculo será establecida en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, y se basará en los siguientes criterios;

- a) Para el precio de la potencia se utilizará el costo asociado a los Contratos Existentes y/o a los nuevos contratos por licitación abierta.
- b) Para la energía se utilizará el precio proyectado de la energía en el MM.

La Comisión aprobará o improbará dicho cálculo. En caso de improbarla solicitará al AMM el recálculo correspondiente.

Antes del 30 de abril de cada año, la Comisión publicará las tarifas a usuarios finales para cada Distribuidor, las que se aplicarán a partir del primero de mayo.

El precio de la potencia de punta en generación que se reconoce en el cálculo de las tarifas de distribución será calculado según la metodología prevista en el Reglamento Específico del Administrador Mercado Mayorista.

Para el cálculo del precio de la energía se procede como sigue:

- a) Para un período de 12 meses desde mayo hasta abril, se determina el despacho esperado, por bloque horario, de cada mes y de cada una de las unidades generadoras del MM. El período de 12 meses podrá ser reducido por la Comisión.
- b) Este despacho resultará de realizar una simulación de la operación del MM que toma en cuenta: proyección de la demanda, programa de incorporación de nuevas unidades al MM, programa de mantenimiento, precios de los combustibles vigentes, restricciones a la operación del STEE y las características de los Contratos Existentes.
- c) Se calcula el costo mensual total de abastecimiento de energía de cada Distribuidor, considerando el costo de compra para cada uno de los contratos según el despacho realizado, y el precio horario de la energía en MM para las compras en el MM.
- d) Se determina el costo total de compra de potencia según los contratos de cada Distribuidor con los Generadores.
- e) Se denomina Saldo del Costo de Potencia (SCP), a traspasar a la energía, al costo total mensual de la potencia comprada por contratos, menos la demanda máxima de potencia del mes valorizada al precio de la potencia de punta en generación que se reconoce para el cálculo de las tarifas de Distribución.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- f) El costo mensual medio de la energía a traspasar a las tarifas de distribución se calcula como el costo total mensual de compra de energía más el Saldo del Costo de Potencia (SCP), dividido por la energía mensual comprada por el Distribuidor. En caso que se calcule un costo de la energía por bloque horario, todos los valores referenciados anteriormente deberán ser calculados para los bloques de máxima, media y baja demanda. En este caso el Saldo del Costo de Potencia (SCP) se ponderará en función de la duración de cada bloque.

El valor de Saldo del Costo de Potencia (SCP) deberá ser multiplicado, por cada Distribuidor y cada nivel de tensión, por la relación entre las factores de expansión de pérdidas medias de potencia y divididas por los factores de expansión de pérdidas medias de energía.

- g) El precio medio de compra de energía a trasladar a las tarifas de distribución será el promedio ponderado por las energías correspondientes, para los 12 meses o al período menor que especifique la Comisión.
- h) Este precio será afectado por el ajuste correspondiente al trimestre anterior, según la metodología indicada en el artículo siguiente de este reglamento.

La Comisión podrá determinar que los precios de la energía para el traslado a tarifas de distribución se calcule por bandas horarias, y especificar la duración de las mismas.

Cuando exista una cantidad suficiente de contratos, la Comisión podrá determinar que el costo asociado a estos se transfiera directamente al precio de la potencia de punta y el concepto de Saldo del Costo de Potencia (SCP) se dejará de utilizar.

“Artículo 87.- Ajuste del precio de la energía. (Reformado por el artículo 18, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución.

Para el efecto, cada mes, dentro de los primeros quince días, el Distribuidor presentará ante la Comisión la documentación de soporte correspondiente a los costos incurridos e ingresos obtenidos en el mes anterior. La Comisión fiscalizará el informe documentado presentado por el Distribuidor y, en caso de haber dudas o desacuerdos con la información presentada, correrá audiencias al Distribuidor para que se pronuncie. A partir de la finalización de la etapa de las audiencias y de conformidad con la metodología para fijar las tarifas establecida en la Ley General de Electricidad y este Reglamento, y con las condiciones de los contratos de suministro, la Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente.

La Comisión fijará el ajuste trimestral por medio de resolución y lo notificará a los Distribuidores Finales, para su aplicación y efectos correspondientes.

Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

Cuando existan variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y sus costos reales, la Comisión podrá establecer, con el acuerdo del Distribuidor una ampliación del período de recuperación de los saldos, o bien la actualización de las proyecciones de tarifas.”

Artículo 88.- Precios de Energía y Potencia a la Entrada de la Red de Distribución de Media Tensión. Los precios de energía y de Potencia de Punta a la entrada de la Red de Distribución de media tensión, serán los precios de energía y Potencia a nivel de subtransmisión y se calcularán adicionando a los precios de la energía y potencia calculados según lo establecido en el artículo 87, de este reglamento, los costos de transmisión que incluyen los costos de transformación y transmisión de instalaciones del sistema de subtransmisión y de instalaciones no pertenecientes

Reglamento de la Ley General de Electricidad

al STEE usadas para conducir la electricidad desde el nodo del STEE hasta la entrada de la red de Distribución. Para su cálculo, se aplicarán las fórmulas siguientes:

$$PESTb = PNEb * FPEST$$

$$PPST = PNP * FPPST + CST$$

Donde:

PESTb	Precio de energía por bloque horario b a la entrada de la red de media tensión
PPST	Precio de Potencia de Punta a la entrada de la red de Distribución de media tensión.
PNEb	Precio de compra de la energía reconocido correspondiente al bloque horario b
PNP	Precio de compra de potencia reconocidos.
FPEST	Factor de expansión de pérdidas medias de energía de subtransmisión.
FPPST	Factor expansión de pérdidas medias de Potencia de Punta de subtransmisión.
CST	Peaje por el uso de sistema de subtransmisión. Este peaje corresponde a la suma de todos los peajes que debe cancelar un distribuidor por el uso del sistema de subtransmisión.

Cuando existan varios puntos de suministro al Distribuidor, se determinarán precios promedio de compra ponderando los precios de los diferentes puntos de suministro por las cantidades de potencia y energía correspondientes.

En caso que por razones contractuales sea el distribuidor el que deba hacerse cargo por los peajes de uso de los sistemas de transmisión principal y/o secundario, los precios reconocidos de energía por bloque horario se expresarán como sigue:

$$PNEb = PEb * FPEsp * FPEss$$

$$PNP = (PP * FPPsp * PEAJEsp) * FPPss + PEAJEss$$

Donde:

PEb:	precio de la energía informado por el AMM
FPEsp:	factor de expansión de pérdidas medias de energía en el Sistema Principal

FPEss:	factor de expansión de pérdidas medias de energía en el sistema secundario
PP:	precio de potencia de punta informado por el AMM
FPPsp:	factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Principal
FPPss:	factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Secundario.
PEAJEsp:	Peaje y/o canon por el uso del Sistema Principal por unidad de demanda de potencia de punta.
PEAJEss:	Peaje y/o canon por el uso del Sistema Secundario, por unidad de demanda de potencia de punta.

Artículo 89.- Cálculo y Aplicación de las Tarifas

Base. Las tarifas base definidas en el artículo 79 del presente Reglamento, para cada nivel de tensión y para su aplicación en períodos mensuales, se determinarán de la siguiente manera:

1. El Cargo de Consumidor (CF).

Se calculará como la relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de Consumidores del Distribuidor. Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor y será de aquí en adelante denominado CF.

2. Cargo por Potencia de Media Tensión

2.1 Los usuarios con medición de energía por bloque horario

Los usuarios en esta categoría tienen una medición horaria de potencia que permite identificar su participación en la hora de punta del SNI.

El cargo de potencia en el nivel de media tensión, está constituido por:

- Cargo por Potencia de Distribución en media tensión (CDMT),** calculado como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de media tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

El cargo por potencia de distribución en media tensión se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.

- b) Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión y el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta, más el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPMT = CDMT * Ffpta$$

Donde:

CFPMT: Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y las Demandas Máximas Contratadas por estos.

CDMT: Cargo por potencia de Distribución en media tensión.

- c) Cargo por Potencia de Punta en media tensión, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión, más el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula resultante es la siguiente:

$$CPMT = (PPST * FPPMT + CDMT) * Fpta$$

Donde:

CPMT: Cargo por potencia de punta en media tensión
FPPMT: factor de pérdidas medias de potencia en la red de media tensión

Fpta: factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta

El monto a pagar por un consumidor que resulta de la aplicación de los conceptos antes expuestos se resumen en la siguiente relación:

$$PUMT = CPMT * PPMT + CFPMT * (PTMT - PPMT * Fpta / Ffpta) + CF$$

Donde:

PUMT: monto a pagar por un cliente por potencia en media tensión

PPMT: potencia de punta demandada en media tensión en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI.

PTMT: potencia contratada en media tensión.

Cuando PPMT sea mayor que PTMT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

2.2 Clientes sin medición por bloque horario

En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y debe asumirse su participación en la punta del SNI a través de un coeficiente que se estima en base a estudios de caracterización de carga. Estos usuarios se clasifican en:

a) Clientes que tienen participación en la punta

b) Clientes con baja participación en la punta

El monto a pagar por estos consumidores se estima en base a los conceptos anteriores, según la siguiente relación:

$$PUMT = CPMT * Pmax * Contp + CFPMT * (PTMT - Pmax * Contp) + CF$$

Donde:

Pmax: potencia máxima registrada en un medidor con demandómetro;

Contp: índice que refleja la participación en la punta de un grupo de usuarios de comportamiento similar cuya demanda máxima se produce fuera de punta. Este valor se debe estimar en base a estudios de caracterización de carga.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Cuando el producto de P_{max} y $Contp$ sea mayor que $PTMT$, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

3. Cargo por Potencia en Baja Tensión

3.1 Clientes con medición de demanda horaria

El cargo de potencia en el nivel de baja tensión, está constituido por:

- a) Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión (CDBT), calculado como la relación entre los Costos de Distribución, correspondientes al nivel de baja tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de baja tensión.

El cargo por Potencia de Distribución se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.

- b) Cargo por Potencia fuera de Punta en baja tensión, es el cargo por Potencia de Distribución de baja tensión multiplicado el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPBT = CDBT * Ffpta$$

donde:

CDBT : Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión.

CFPBT : Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta.

Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y la suma de las Demandas Máximas de estos usuarios. Para los usuarios con potencia contratada, se utilizará esta como Demanda Máxima.

- c) Cargo por Potencia de Punta en baja tensión, es el cargo por Potencia de Punta de media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia en baja tensión más el cargo por Potencia de Distribución, correspondiente al nivel de baja tensión. La fórmula para este cargo es la siguiente:

$$CPBT = (CPMT * FPPBT + CDBT) * Fpta$$

Donde:

CPBT: cargo por Potencia de Punta en baja tensión.

CPMT: cargo por potencia de Punta en media tensión

FPPBT: factor de perdidas medias de potencia en la red de baja tensión

Fpta: factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta.

El monto a pagar por un cliente que resulta de la aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resumen en la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * PPBT + CFPBT * (PTBT - PPBT * Fpta / Ffpta) + CF$$

Σ

PUBT : Monto a pagar por cliente por potencia en baja tensión.

PPBT : Potencia de Punta en baja tensión. Es la demanda de potencia en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI

PTBT : Potencia contratada en baja tensión. Es la demanda máxima individual contratada en baja tensión.

Cuando PPBT sea mayor que PTBT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

3.2 Clientes sin medición por bloque horario

En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y debe asumirse su participación en la punta del SNI a través de un coeficiente que se estima en base a estudios de caracterización de carga. Estos usuarios se clasifican en:

Reglamento de la Ley General de Electricidad

a) Clientes que tienen participación en la punta

b) Clientes con baja participación en la punta

El monto a pagar por estos consumidores se estima en base a los conceptos anteriores, en base a la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * P_{max} * Contp + CFPBT * (PTBT - P_{max} * Contp) + CF$$

Donde:

Contp: índice que refleja la participación en la punta de un grupo usuarios de parecido comportamiento, y cuya demanda máxima simultánea se produce en horas fuera de punta. Se cálculo se debe realizar en base a estudios de caracterización de la carga.

Cuando el producto de P_{max} y $Contp$ sea mayor que $PTBT$, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

4. Cargo por Energía en los Niveles de Media y Baja Tensión

a) Tarifas de Consumidores con medición de demanda por bloque horario

El cargo por energía en media tensión es el precio de la energía a nivel de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía de media tensión. El cargo por energía en baja tensión es igual al cargo por energía en media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía en baja tensión. Las fórmulas de estos cargos son las siguientes:

$$CEMTb = PESTb * FPEMT$$

$$CEBTb = CEMTb * FPEBT$$

Donde:

CEMTb: Cargo por energía en media tensión correspondiente al bloque horario b.

CEBTb: Cargo por energía en baja tensión correspondiente al bloque horario b.

PESTb: Precio de energía a nivel de subtransmisión al bloque horario b.

FPEMT: Factor de pérdidas medias de energía en media tensión.

FPEBT: Factor de pérdidas medias de energía en baja tensión.

b) Tarifas de Consumidores sin medición por bloque horario

Las tarifas a consumidores sin medición de consumo de energía por bloque horario se calcularán de la siguiente forma:

$$PESTPM = \frac{\sum DEM_b * PE_b}{\sum DEM_b}$$

Donde:

PESTPM: precio de energía a nivel de subtransmisión medio ponderado.

DEMB: demanda de energía de los usuarios sin medición por bloque horario, en el bloque b.

Los valores de DEM_b para cada categoría tarifaria se obtendrán de estudios de Caracterización de Carga que contratará cada Distribuidor con firmas especializadas de acuerdo a Términos de Referencia elaborados por la Comisión.

De acuerdo a esta definición se calcularán los cargos por energía con la siguiente fórmula:

$$CEMT = PESTPM * FPEMT$$

$$CEBT = CEMT * FPEBT$$

Donde:

CEMT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en media tensión.

CEBT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en baja tensión

Reglamento de la Ley General de Electricidad

c) Tarifas a Consumidores sin medición de potencia

Los consumidores en baja tensión sin medición de potencia pagarán una tarifa en función de la energía total consumida calculado como :

$$\text{CUEBT} = \text{CEBT} + \frac{\text{CPBT}}{\text{NHU}}$$

Donde :

NHU : Corresponde a un factor de carga medio constante de aquellos consumidores a los que no se les mide su consumo de potencia.

El valor de NHU se obtendrá de los estudios de caracterización de cargas mencionados con anterioridad en este artículo. La Comisión podrá fijar estos valores en base a valores obtenibles por empresas Distribuidoras que realicen programas de eficiencia energética.

Artículo 90 .- Factores de Pérdidas Medias.. El factor de pérdidas medias de energía para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de energía correspondientes. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$\text{FPE} = 1 / (1 - \text{pe})$$

donde:

FPE = Es el factor de pérdidas medias de energía.

pe = Es el valor unitario de las pérdidas de energía.

El factor de pérdidas medias de potencia para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de potencia correspondientes.

$$\text{FPP} = 1 / (1 - \text{pp})$$

donde:

FPP = Es el factor de pérdidas medias de potencia.

pp = Es el valor unitario de las pérdidas de potencia.

En los factores de pérdidas en baja tensión se incluirán además de las pérdidas técnicas, un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión.

Artículo 91.- Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga.

En las fórmulas de los artículos 88 y 89 el VAD se relaciona con las siguientes variables: CDMT, CDBT, FPPMT, FPPBT, FPEMT, FPEBT, FPEST, NHU.

Las dos primeras variables (CDMT y CDBT) se denominan Componentes de Costos del VAD (CCVAD).

Las cuatro componentes siguientes se denominan Componentes de Pérdidas del VAD (CPVAD).

La componente NHU se denominan horas de uso típicas de tarifas sin medición de potencia.

Artículo 92.- Fórmulas de Ajuste de las Componentes de Costos del Valor Agregado de Distribución. Las fórmulas de ajuste de las componentes de costo del VAD se ajustarán con fórmulas representativas de la estructura de costos calculadas en conjunto con las tarifas base, de acuerdo a los estudios previstos en el artículo 97 del presente Reglamento. Se considerará además un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, que se aplicará anualmente. Estos estudios deberán ser aprobados por la Comisión.

Artículo 93.- Cargos por Reconexión. Los cargos por reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas. El cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro, de conformidad con la Ley y este reglamento.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

“Artículo 94.- Garantía de pago. (Reformado por el artículo 19, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Todo nuevo usuario deberá entregar al distribuidor una garantía de pago. Esta garantía podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría, el distribuidor podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya.

Cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, el Distribuidor deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto, a más tardar siete (7) días después de rescindido el contrato.

Cuando se rescinda el contrato de suministro de electricidad de un usuario que haya constituido la garantía de pago por medio de una fianza, el Distribuidor deberá a más tardar siete (7) días después de ocurrido el hecho, notificar al usuario los montos de deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado. El usuario tendrá quince (15) días contados a partir de la fecha en que le fue efectuada la notificación, para cancelar los montos requeridos; de hacerlo, el Distribuidor deberá ordenar la cancelación de la fianza en forma inmediata, y en caso contrario, el Distribuidor podrá hacer efectiva la misma.”

Artículo 95.- Aprobación de Tarifas. Las tarifas a usuarios de servicio de Distribución Final, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias determinadas en función de dichas tarifas, los cargos por corte y reconexión, serán aprobados cada cinco años y tendrán vigencia por ese período, salvo que la Comisión determinare la necesidad de una revisión extraordinaria de tarifas base.

“Artículo 96.- Medición y Facturación. (Reformado por el artículo 20, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Mensual o bimensualmente, el Distribuidor

realizará la medición de todos los parámetros requeridos para la facturación de todos sus usuarios y aplicará las estructuras tarifarias que correspondan para obtener el monto de facturación por servicios de electricidad. A dicho monto se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de tarifas y relacionados directamente con el suministro, para obtener el monto total de facturación a incluir en la factura.

Las facturas se emitirán mensual o bimensualmente e incluirán toda la información necesaria que determine la Comisión para su verificación y cancelación. La Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades.

El Distribuidor, en función a sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación de la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores al establecido en el presente artículo, o establecer otro método para la estimación del consumo cuando se considere conveniente. El distribuidor, con el propósito de dar facilidad al usuario y estar acorde al avance tecnológico, podrán realizar la medición y cobro por consumo u otros conceptos con nuevos sistemas y tecnologías previamente autorizados por la Comisión, para el efecto el distribuidor deberá presentar la documentación o medios digitales con toda la información detallada sobre el modelo y/o sistema propuesto que deseen utilizar.”

Artículo 97.- Estudios tarifarios. Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución.

La Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90 de este Reglamento.

Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD,

Reglamento de la Ley General de Electricidad

y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia. Si una Distribuidora, por razones de diferencia de densidad en sus distintas áreas de distribución, tuviera partes de ella clasificadas en distintos modelos de empresa eficiente, la Comisión podrá determinar una tarifa única para toda ella, que resulte de tomar el promedio ponderado de los VAD que correspondan, o bien podrá decidir la aplicación de distintas tarifas para las distintas áreas de la autorizada a la prestación del servicio. La ponderación se efectuará sobre la base del número de usuarios de cada área.

Los VAD que se calculen para cada Distribuidora considerarán factores de simultaneidad resultantes de estudios de caracterización de la carga que ajusten la demanda total de la autorización a la suma de la potencia contratada con sus usuarios más las pérdidas reales.

Las Distribuidoras deberán contratar con firmas especializadas, precalificadas por la Comisión, estudios de caracterización de cargas, de acuerdo a Términos de Referencia que elaborará la Comisión. Los estudios del VAD deberán actualizarse una vez que se disponga de la información de estos estudios.

“Artículo 98.- Periodicidad de los Estudios Tarifarios. (Reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 787-2003, del 5 -12 -2003, publicado el 16-1-2004 y entró en vigencia el 17-1-2004 y Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.

Cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores formulando las observaciones que considere pertinentes.

El Distribuidor, a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de quince días de recibidas las observaciones. De persistir discrepancias entre la Comisión y el Distribuidor, se seguirá el procedimiento estipulado en el artículo 75 de la Ley. El costo de contratación del tercer integrante de la Comisión Pericial será cubierto por la Comisión y el Distribuidor por partes iguales. En caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio tarifario que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora. El pliego aprobado y publicado por la Comisión regirá a partir del primer día del vencimiento del pliego tarifario anterior.”

“Artículo 99.- Aplicación de las Tarifas. (Reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 787-2003, del 5 -12 -2003, publicado el 16-1-2004 y entró en vigencia el 17-1-2004).

Una vez aprobado el estudio tarifario a que se refieren los artículos anteriores, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica, en un plazo que nunca podrá exceder de nueve meses contados a partir de la fecha de vencimiento de la vigencia de los cinco años del pliego tarifario anterior. En caso que la Comisión no haya publicado las nuevas tarifas, se seguirán aplicando las del pliego tarifario anterior con sus fórmulas de ajuste. Las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación.

En ningún caso la actividad de Distribución Final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata de forma que se cumpla con el principio ya anunciado.”

Reglamento de la Ley General de Electricidad

CAPITULO IV

PRECIOS MÁXIMOS DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Artículo 100.- Sistemas Aislados. La Comisión, en consideración a las características propias de la operación del respectivo Sistema Aislado y aplicando en todo aquello que sea posible los lineamientos correspondientes estipulados para el SIN, emitirá mediante Resolución los procedimientos a seguir en cada caso concreto para la fijación de precios.

CAPITULO V

CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL

Artículo 101.- Responsabilidad y Alcance. El Distribuidor tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de Distribución a todos sus usuarios y Grandes usuarios ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el presente reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

Artículo 102.- Fiscalización de la Calidad del Servicio. El cumplimiento de los niveles de Calidad de Servicio, será fiscalizado por la Comisión, mediante los indicadores que se establecen en el presente Reglamento y las Normas Técnicas que emita la Comisión.

Artículo 103.- Parámetros a Controlar. La calidad de servicio se medirá tomando en cuenta los siguientes parámetros:

1. Calidad del producto
 - a) Nivel de tensión,
 - b) Desequilibrio de fases,
 - c) Perturbaciones, oscilaciones rápidas de tensión o frecuencia, y distorsión de armónicas,
 - d) Interferencias en sistemas de comunicación.

2. Calidad del servicio técnico.
 - e) Frecuencia media de interrupciones,
 - f) Tiempo total de interrupción,
 - g) Energía no suministrada.
3. Calidad del servicio comercial
 - h) Reclamo de los consumidores,
 - i) Facturación,
 - j) Atención al consumidor.

Los objetivos de calidad del servicio y las sanciones por incumplimiento, se podrán fijar en forma regional, a fin de tener en cuenta los costos locales asociados a la atención del servicio y las características del consumo.

“Artículo 104.- Información para Medición de Calidad del Servicio. (Reformado por el artículo 22, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El distribuidor tendrá la obligación de efectuar a su costo el registro de la información para la determinación de los indicadores descritos en el presente Reglamento, de acuerdo a lo que establezcan las normas técnicas que emita la Comisión.

Toda la información procesada, deberá ser almacenada por el Distribuidor en registro informático computarizado y de fácil acceso por un período no inferior a cinco (5) años y deberá estar en todo momento a disposición de la Comisión. El distribuidor presentará informes semestrales, según las normas técnicas que emita la Comisión, incluyendo por lo menos lo siguiente:

- a) Índices o indicadores de continuidad de suministro, perfiles de tensión, desvíos a los límites admisibles y los desequilibrios entre fases por encima de los límites admisibles, en cada nodo donde el distribuidor compra electricidad y otros que defina la Comisión.
- b) Cantidad de reclamos recibidos durante el semestre, discriminados por causa, incluyendo tiempos medios de resolución.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- c) Cantidad de facturas emitidas por tipo de consumidor y los índices de estimaciones realizados, discriminando por motivo de estimación.
- d) Cantidad de servicios realizados agrupados por tipo de consumidor, por banda de potencia y por casos en que sea necesaria o no la modificación de la red, especificando en todos los casos los tiempos medios de ejecución.
- e) Cantidad de cortes realizados por falta de pago durante el semestre, indicando los tiempos medios de restitución del suministro, una vez efectuado el pago.

El registro de los casos en los cuales se hayan excedido en los plazos establecidos para la restitución del suministro, indicando los datos del consumidor afectado y tiempo transcurrido hasta la restitución del suministro.

- f) Cantidad de quejas recibidas, agrupándolas de acuerdo a lo establecido por la Comisión.

La Comisión dentro de sus facultades de fiscalización y control, podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores, así como también exigir presentaciones periódicas y ampliadas de la actualización de la información. Para cumplir con estos objetivos podrá contratar firmas consultoras especializadas.”

Artículo 105.- Continuidad del Suministro. La calidad del servicio prestado se evaluará en base a índices o indicadores que reflejen la frecuencia y el tiempo total de las interrupciones del suministro, los cuales se calcularán con la metodología establecida en las NTSD. Se considera que el Distribuidor no cumple con el nivel de calidad de servicio técnico, cuando supera los valores admitidos para cada índice en cada etapa, definidos en las NTSD.

Cuando se produzcan fallas de larga duración a nivel generación-transmisión, los Distribuidores de Servicio Público deberán indemnizar a sus usuarios sujetos a regulación de precio por los kilovatios-hora (kWh) racionados.

El monto de la indemnización por kilovatio-hora (kWh) será el Costo de Falla, el cual será fijado por la Comisión en la oportunidad en que se fijen las tarifas de distribución.

Cuando se produzcan fallas de corta duración que sobrepasen las normas técnicas, el distribuidor efectuará a sus usuarios un descuento en el cargo mensual de potencia. El descuento será proporcional a las horas de falla respecto del número total de horas del mes. El monto a indemnizar será descontado de la factura del mes siguiente al que ocurrió la falla.

Las indemnizaciones previstas en este artículo serán pagadas a los usuarios afectados mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control, conforme lo previsto en las NTSD. Los Usuarios que se hagan acreedores a tales indemnizaciones, serán los abastecidos por las instalaciones donde se hayan producido las fallas de larga o corta duración. Para los casos en que el punto de medición corresponda a un conjunto de usuarios, el monto total de la indemnización se ingresará en una cuenta de acumulación, para repartir entre todo el conjunto de usuarios, en forma proporcional al consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

“Artículo 106.- Reclamos de los Consumidores. (Reformado por el artículo 23, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Toda reclamación de los Consumidores, por deficiencias en la prestación del servicio, deberá ser recibida y registrada por el Distribuidor, haciendo constar el número correlativo, el nombre del Consumidor, la fecha y hora de recepción y el motivo de la misma, mediante un sistema informático computarizado auditable que permita efectuar su seguimiento hasta su resolución y respuesta al Consumidor.

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

Artículo 107.- Emisión de Facturas. El Distribuidor deberá emitir facturas claras y correctas del consumo de electricidad de acuerdo a las disposiciones pertinentes de la Ley y sus reglamentos y a las normas técnicas que emita la Comisión.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

De exceder las limitaciones de deficiencias de facturación establecidas en las NTSD o no aceptar la Comisión las fundamentaciones presentadas, el Distribuidor será objeto de las multas previstas para tales casos en el presente Reglamento y en las NTSD.

Artículo 108.- Información al Consumidor. Los Distribuidores deberán hacer del conocimiento de sus usuarios, por lo menos los siguientes aspectos: agencias de cobro de la Distribuidora, dirección, teléfono, horario de atención al público y el número de teléfono para la recepción de reclamos por fallas en el suministro y un aviso a acordar con la Comisión indicando la dirección y teléfono donde es posible efectuar una reclamación.

Cuando un Distribuidor deba interrumpir el servicio en alguna parte de la red, por motivos de mantenimiento, reparación, conexión con nuevos usuarios o mejoras, deberá avisar a los usuarios con cuarenta y ocho horas de anticipación, mediante la publicación en un diario de mayor circulación.

Artículo 109.- Atención al Consumidor. Las solicitudes de los Consumidores al Distribuidor en los diferentes tipos de servicio, deben establecerse bajo procedimiento aprobado por la Comisión y dentro de los plazos que se establecen en las NTSD. En caso de superar dichos plazos, la Comisión aplicará las multas establecidas en las NTSD.

Artículo 110.- Restablecimiento del Suministro. A partir del momento en que el Consumidor abone las facturas adeudadas, más los recargos que correspondan, el Distribuidor deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago.

El incumplimiento al plazo de reposición del suministro, dará lugar a la aplicación de las sanciones establecidas en las normas técnicas que emita la Comisión.

“Artículo 111.- Libro de Quejas. (Reformado por el artículo 24, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El Distribuidor deberá poner a disposición de los Consumidores en cada centro de atención comercial un libro de quejas, foliado y notariado, donde el usuario podrá asentar sus reclamos con respecto al servicio,

cuando no reciba las prestaciones o no sea atendido conforme se establece a las normas técnicas que emita la Comisión.

El libro de quejas deberá estar a disposición de la Comisión en todo momento. Por su parte, la Comisión podrá poner a disposición de los usuarios, libros de quejas en oficinas de entidades del Estado que la misma considere conveniente, teniendo para el efecto la previa coordinación correspondiente con dichas entidades.”

Artículo 112.- Veracidad de la Información. El Distribuidor está obligado a presentar a la Comisión la información necesaria para la evaluación de la calidad del servicio, conforme se establece en el presente Reglamento y las normas técnicas que emita la Comisión. El ocultamiento o distorsión de la información, que el Distribuidor deba remitir a la Comisión para el control de la calidad del servicio, será considerado una falta grave y será sancionada como tal.

Artículo 113.- No Entrega de Información. El Distribuidor está obligado a presentar a la Comisión la información necesaria para la evaluación de la calidad del servicio, conforme se establece en el presente Reglamento, su incumplimiento dará lugar a la aplicación de sanciones de acuerdo a lo establecido en las NTSD.

Artículo 114.- Encuestas. Todos los años el Distribuidor realizará a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona en la que brinda el servicio, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a los aspectos de calidad de servicio que se indican en este Reglamento y a cualquier otro que señale la Comisión.

La encuesta será diseñada por la Comisión y deberá efectuarse a través de empresas especializadas registradas en la Comisión. La selección de los consumidores a encuestar se efectuará al azar, tomando como base los antecedentes que para este efecto proporcione el Distribuidor en medio computacional estándar. La Comisión podrá nombrar un representante para verificar la elección al azar de los consumidores. Los resultados serán comunicados directamente a la Comisión y al Distribuidor.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

La Comisión efectuará al 31 de diciembre de cada año una clasificación de las empresas en cuanto a su calidad de servicio, tomando en consideración la encuesta, y el índice representativo de la calidad de servicio. Esta clasificación será informada públicamente en un diario de mayor circulación.

TITULO VII SANCIONES

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 115.- Cumplimiento de la Ley, este Reglamento y resoluciones firmes de la Comisión. Toda persona o empresa que opere a cualquier título instalaciones eléctricas deberá dar cumplimiento a la Ley, a este reglamento y a las resoluciones que emita la Comisión, pudiendo ésta aplicar las sanciones pertinentes.

En el caso de sanciones con multa, éstas se expresarán en términos de la componente de energía de la tarifa aplicable a un kilovatio-hora, a nivel de tarifa residencial de la Ciudad de Guatemala, correspondiente al primer día del mes en que se está aplicando la multa.

Para los fines de la aplicación de sanciones con multas, cada día que el infractor deje transcurrir sin ajustarse a las disposiciones de la Ley y de sus reglamentos, después de la orden que, para el efecto, hubiere recibido de la Comisión, será considerado como una infracción distinta.

Artículo 116.- Rangos de Sanciones. En el caso de los usuarios, las sanciones con multa estarán comprendidas en el rango de cien (100) a diez mil (10,000) kilovatios-hora, y en el caso de los generadores, transportistas y distribuidores en el rango de diez mil (10,000) a un millón (1,000,000) de kilovatios-hora, dependiendo en todos los casos de la gravedad de la falta, a juicio de la Comisión.

Artículo 117.- No Aplicación de Sanciones. No se aplicará ninguna sanción en casos de fuerza mayor, debidamente calificados como tal por la Comisión

CAPITULO II

SANCIONES A PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 118.- Casos de Aplicación de Sanciones. Los agentes y participantes del Mercado Mayorista serán sancionados en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de las normas de coordinación emanadas por el AMM.
- b) Incumplimiento sin causa justificada de los programas diseñados por el AMM para la operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión.
- c) No efectúen los pagos correspondientes a transferencias de potencia y energía, de acuerdo a lo que informe el AMM
- d) No entreguen la información solicitada por el AMM, o no cumplan con los plazos y periodicidad indicados en el reglamento.
- e) No entreguen al AMM la información sobre precios y calidad de combustibles utilizados en las centrales térmicas.
- f) No cumplan con los programas definitivos de mantenimiento mayor de las unidades generadoras o líneas de transmisión.
- g) No efectúen los pagos para el funcionamiento del AMM.
- h) Entreguen información falsa
- i) Incumplimiento de resoluciones o normas técnicas dictadas por la Comisión.
- j) Toda otra infracción a la Ley, o a este Reglamento, no indicada en los literales anteriores.

Artículo 119.- Sanciones por Incumplimiento en los Plazos de Entrega de Información. Los propietarios de instalaciones de Generación, Transporte y Distribución de electricidad serán sancionados por la Comisión cuando no envíen a este en los plazos indicados, la información técnica y económica requerida para la operación del Mercado Mayorista

Reglamento de la Ley General de Electricidad

CAPITULO III

SANCIONES A TRANSPORTISTAS

Artículo 120.- Aceptación del régimen de sanciones. En los Contratos de Autorización del Transporte, se incluirá una cláusula de aceptación por parte del Transportista del régimen de sanciones por incumplimiento de obligaciones y calidad de servicio, que la Comisión establecerá.

Artículo 121.- Criterios para establecer sanciones. El valor de las sanciones a aplicar por Indisponibilidad Forzada será proporcional a los montos que se paguen en concepto de Conexión y Peaje del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

- a) La duración de la indisponibilidad en minutos.
- b) El número de salidas forzadas del servicio.
- c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

El valor de las sanciones para líneas en condición de Indisponibilidad Forzada no será inferior al que correspondiere a la remuneración recibida anualmente por Peaje dividido por el número de horas del año.

Artículo 122.- Categoría de las líneas. La Indisponibilidad Forzada de líneas se sancionará conforme la Categoría dentro de la cual se halle comprendida cada línea. A tales efectos, las líneas se ordenarán en forma decreciente según los sobrecostos calculados por el AMM, agrupándolas de la siguiente manera:

Categoría A: Incluye el conjunto de líneas que a partir del mayor sobrecosto acumulan el setenta y cinco por ciento (75%) de los sobrecostos atribuibles al STEE.

Categoría B: Incluye el conjunto de líneas que acumulan el siguiente veinte por ciento (20%) de los sobrecostos atribuibles al STEE.

Categoría C: Incluye las líneas no consideradas en las categorías A y B.

La Comisión determinará en base a estudios que realizará el AMM las líneas comprendidas en cada cate-

goría, pudiendo, al incorporarse nuevas líneas que provoquen modificaciones significativas en la topología del Sistema Eléctrico, revisar la calificación asignada.

Artículo 123.- Sanción por Indisponibilidad. La indisponibilidad de líneas será penalizada con sanciones acumulativas asociadas a cada salida de servicio no programada, o no autorizada por el AMM, diferenciando entre fallas de corta y larga duración. La sanción por indisponibilidad no se aplicará si el tiempo es menor de 10 minutos. El período de acumulación de indisponibilidades en una línea, será de un año calendario.

Artículo 124.- Desconexiones automáticas. La Indisponibilidad Forzada de líneas que obligue a activar desconexiones automáticas de generación y/o carga, no activadas previamente, será sancionada adicionalmente. Para este efecto, la Comisión determinará el incremento a las sanciones correspondientes durante el período en que tales dispositivos se encuentren activados.

Artículo 125.- Reducción de la Capacidad de Transporte. Cuando existan Reducciones de la Capacidad de Transporte, entendiéndose por tales, las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad del equipo asociado, la Comisión aplicará las sanciones por la indisponibilidad forzada de líneas en proporción a la reducción de la capacidad. La capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por el AMM con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

Artículo 126.- Indisponibilidad del equipo de compensación. La sanción a aplicar en caso de Indisponibilidad forzada del equipo de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la Penalización por Déficit de Reactivo que será establecido por la Comisión en las NTCSTS. Los factores de proporcionalidad aplicables a estas sanciones serán definidos por la Comisión.

Artículo 127.- Regulación de tensión. Si el Transportista, operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumpliera con los niveles de tensión estipulados en las NTCSTS, se le

Reglamento de la Ley General de Electricidad

aplicará la sanción correspondiente, igual a la que se aplicaría por Indisponibilidad Forzada del equipo que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos.

Se entiende por condiciones normales a la situación en que todos sus equipos están en servicio, y Generadores y Usuarios se mantienen dentro de los límites de producción o consumo de potencia reactiva previstas en las NTCSTS.

Artículo 128.- Sanciones a la indisponibilidad programada. La sanción a aplicar sobre todo equipo considerado en Indisponibilidad Programada será fijada por la Comisión con un porcentaje correspondiente a los supuestos de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 129.- Excepciones. Si el Transportista realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipo debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la operación programada por el AMM no se aplicará sanción alguna.

Artículo 130.- Información de la Indisponibilidad. Los Transportistas deberán comunicar, en forma fehaciente, al AMM toda situación de indisponibilidad del equipo objeto de la autorización dentro de los quince (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que el Transportista hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

El AMM deberá informar a la Comisión sobre todas las indisponibilidades, siendo esta última la responsable de la aplicación de las sanciones.

La Comisión establecerá en las NTCSTS el régimen de sanciones por incumplimiento o errores en el Sistema de Medición Comercial.

Artículo 131.- Monto máximo de sanciones. El monto de las sanciones que por cualquier concepto se le impongan a cada Transportista no podrá superar el porcentaje máximo, de su ingreso mensual, que determine la Comisión; entendiéndose por ingreso mensual el Peaje por Transmisión o el Canon, según el caso. Los Contratos de Autorización preverán que en caso de excederse este porcentaje se producirá la rescisión de los mismos.

Artículo 132.- Monto de las sanciones. Para determinar el monto de las sanciones, se aplicarán coeficientes para el cálculo del valor horario de las mismas, incluidas en las NTCSTS, estas se basarán en evaluar el costo ocasionado a los generadores y usuarios por las fallas, y serán revisados por la Comisión cada cinco años.

Se denomina Remuneración Horaria de un Transportista al Peaje anual que recibe por una instalación dividido por 8,760 horas.

Artículo 133.- Aplicación de las sanciones. La Comisión establecerá en las NTCSTS la forma en que los montos percibidos por sanciones se utilizarán para reducir el costo mayorista de la energía eléctrica o compensar directamente a los afectados por la mala calidad del servicio.

CAPITULO IV

SANCIONES A DISTRIBUIDORES

Artículo 134.- Sanciones a Distribuidores. Las empresas autorizadas para prestar el servicio de Distribución Final serán sancionados con multa en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de los plazos indicados en este Reglamento para la instalación del suministro de electricidad.
- b) Incumplimiento de los plazos indicados en este Reglamento para la devolución de los aportes reembolsables.
- c) No realicen las encuestas indicadas en este Reglamento.
- d) Incumplimiento con los requerimientos de calidad de servicio previstas en las NTSD que elabore la Comisión.
- e) Incumplimiento con las medidas de seguridad previstas en las NTSD durante tareas de mantenimiento, reparación, conexión con nuevos usuarios o mejoras.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

- f) Incumplimiento con los estándares de seguridad de las instalaciones de servicio establecidos en las disposiciones legales, reglamentarias y normativas.
- g) Cobro de tarifas mayores a las máximas fijadas.
- h) Mantener en servicio instrumentos de medición defectuosos que alteren los registros.
- i) No entregar al Ministerio o a la Comisión la información requerida en los plazos que se señalen, o entregar información falsa.
- j) Dar a las servidumbres un uso distinto al autorizado.
- k) No efectuar los aportes financieros que correspondan a la Comisión.
- l) Incumplimiento de resoluciones o normas técnicas dictadas por la Comisión.
- m) Toda otra infracción a la Ley, o a este Reglamento, no contempladas en los literales anteriores.
- c) No permitir el acceso al inmueble al personal de la empresa distribuidora, para inspecciones y medición de consumo.
- d) Cuando los usuarios produzcan perturbaciones que excedan los límites fijados por la Comisión. El Distribuidor está obligado a tomar acciones sobre los usuarios, con el propósito de mantener los límites establecidos en las perturbaciones, el incumplimiento podrá ser sancionado por la Comisión.
- e) Toda otra infracción a la Ley, a este Reglamento, o las normas que emita la Comisión

En todo caso, estas sanciones no eximen al usuario el cancelar a la empresa autorizada a prestar el servicio el consumo fraudulento que hubiese efectuado, con los intereses respectivos, y las reparaciones que la empresa deba efectuar por el deterioro ocasionado, sin perjuicio de la responsabilidad penal que pudiera deducirse de los hechos.

CAPITULO VI

PROCEDIMIENTOS PARA LA IMPOSICIÓN DE SANCIONES

Artículo 137.- Investigación de Oficio. La Comisión podrá iniciar una investigación para conocer y tramitar cualquier infracción a la Ley y sus reglamentos en materia de su competencia, ya sea por cuenta propia o por medio de una denuncia.

Artículo 138.- Descargo de Sanciones. Cuando la Comisión estime que alguna persona natural o jurídica ha cometido una infracción por la que amerite una sanción, la pondrá en conocimiento del hecho y lo emplazará para que en el término de diez (10) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo. Si el supuesto aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, la Comisión aplicará las sanciones previstas.

Dentro del plazo mencionado en el párrafo anterior, el supuesto infractor podrá presentar a la Comisión des-

CAPITULO V

SANCIONES A USUARIOS

Artículo 136.- Sanciones a Usuarios. Los Usuarios del servicio de distribución final serán sancionados con multas que serán fijadas por la Comisión, cuando incurran en las siguientes conductas:

- a) Alterar los instrumentos de medición de consumo instalados por las empresas autorizadas a prestar el servicio público de distribución.
- b) Efectuar consumos en forma fraudulenta.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

cargos, antecedentes y otros elementos de juicio que considere conveniente. La Comisión resolverá definitivamente dentro de los quince (15) días calendario subsiguientes a la presentación de los descargos.

Artículo 139.- Documentos de Prueba. En las actuaciones ante la Comisión, serán admisibles todos los medios de prueba admitidos por las Leyes procesales vigentes. Los documentos que se aporten a título de prueba podrán presentarse en original, copia o fotocopia simple. La Comisión podrá requerir por escrito la presentación del documento original o fotocopia legalizada del mismo.

Artículo 140.- Naturaleza. El proceso ante la Comisión será impulsado de oficio.

Artículo 141.- Contenido de las Solicitudes de Descargo. La primera solicitud que se presente ante la Comisión debe contener:

- 1 Nombres y apellidos completos del solicitante, edad, estado civil, nacionalidad, profesión u oficio y lugar para recibir notificaciones. Cuando el solicitante no actúe en nombre propio, deberá acreditar su personería.
- 2 Relación de los hechos a que se refiere la solicitud.
- 3 Peticiones que se formulen.
- 4 Lugar y fecha.
- 5 Firma del solicitante.

En las solicitudes posteriores, no será necesario consignar los datos de identificación indicados en el numeral primero, a excepción de sus nombres y apellidos completos.

La omisión de uno o varios de los requisitos enumerados, no será motivo para rechazar la solicitud. La comisión se limitará a señalar al solicitante la deficiencia o deficiencias encontradas, fijándole un plazo para que los subsane. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante haya cumplido con los requerimientos indicados por la Comisión, ésta procederá a archivar la solicitud.

La Comisión no podrá negarse a recibir ninguna gestión formulada por escrito. Todo rechazo deberá ser debidamente razonado y fundamentado en Ley.

Artículo 142.- Forma de realizar las Gestiones ante la Comisión. Las gestiones ante la Comisión podrán hacerse en forma personal o mediante mandatario. Los representantes legales podrán acreditar su personería mediante fotocopias legalizadas de los documentos justificativos de la misma.

Artículo 143.- Forma de pago. Todas las multas que imponga la Comisión deberán ser canceladas por los infractores dentro de los primeros 7 días del mes siguiente a la notificación respectiva.

El monto de las multas pasará a formar parte de los fondos privativos de la Comisión. La resolución de la Comisión servirá de título ejecutivo para el procedimiento económico-coactivo.

Artículo 144.- Denuncias. La denuncia deberá ser efectuada en forma escrita a la Comisión. Esta deberá señalar la identificación del denunciante, la especificación clara de la denuncia con la fecha y hora, de ser pertinentes, y cualquier información o documentación que puedan probar los hechos denunciados.

El no cumplimiento de la entrega de la información solicitada en este artículo, hará que la Comisión no de curso a la denuncia interpuesta ante ella.

Artículo 145.- Investigación de denuncias. Una vez recibida la denuncia, la Comisión notificará al interesado, dispondrá la investigación sumaria correspondiente y en un plazo máximo de 30 días deberá entregar su resolución. Si la Comisión encuentra que no se deben formular cargos, notificará a las partes y se dará por cerrado el caso.

Artículo 146.- Formulación de cargos. Cuando la Comisión encuentre que se deben formular cargos, notificará a las partes denunciadas de manera que puedan presentar sus descargos en el plazo máximo de 10 días, contados desde el día siguiente de la notificación respectiva.

Artículo 147.- Resolución. Una vez vencido el plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión resol-

Reglamento de la Ley General de Electricidad

verá sobre el particular en un plazo máximo de 15 días, por medio de una resolución firme, la cual será notificada tanto al denunciante como a las partes denunciadas.

En caso de resolver la aplicación de una multa, ésta será cancelada por el denunciado en los plazos indicados en este reglamento.

Artículo 148.- Notificaciones. Toda notificación deberá realizarse en forma personal o por carta certificada.

TITULO VIII RECURSOS ADMINISTRATIVOS

“Artículo 149.- Recurso administrativo. (Reformado por el artículo 25, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). Contra las resoluciones definitivas emitidas por la Comisión, cabrá el Recurso de Revocatoria. Todo lo referente a este Recurso se regirá de conformidad con la Ley de lo Contencioso Administrativo, Decreto 119-96 del Congreso de la República y sus reformas”.

TITULO IX DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1. Plazo para adecuación del Sistema de Medición de Potencia por parte de los Distribuidores. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Se establece un período de un año contado a partir de la fecha de publicación de este reglamento para que los distribuidores cambien sus sistemas de medición a fin de poder medir la potencia de punta. Durante ese período, los distribuidores podrán continuar utilizando los sistemas actuales de medición y facturando la demanda máxima.

Artículo 2. Régimen para las empresas existentes. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Las personas naturales o jurídicas que, en cumplimiento de lo preceptuado en el artículo 3 de las disposiciones transitorias

de la Ley, se vean obligadas a separar o transferir en cualquier forma sus activos de generación, transmisión y distribución, podrán ceder los contratos de generación existentes, a las nuevas empresas. En el caso de generación propia podrán realizar contratos de esta generación con sus distribuidoras u otras distribuidoras a las que actualmente les esten suministrando.

Las empresas de distribución formadas de acuerdo a lo señalado en este artículo, y en el plazo establecido por la Ley, tendrán la calidad de Distribuidores de Servicios de Distribución Final. Para el otorgamiento de la zona autorizada para servicio de distribución, estas empresas deberán presentar una solicitud al Ministerio para su autorización correspondiente.

Las empresas que se formen para la actividad de Transporte o Generación, tendrán la respectiva calidad. Para ello bastará que presenten una solicitud al Ministerio con la especificación de la actividad y una descripción de sus instalaciones, procediendo el Ministerio a otorgar la autorización respectiva.

Artículo 3.- Bases de Licitación para adicionar nueva generación. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Mientras la Comisión no esté integrada o ésta no hubiese elaborado los términos de referencia para las licitaciones abiertas, que manda la Ley, para adicionar nueva generación por medio de compra de energía y potencia por parte de las empresas distribuidoras, estas podrán elaborar sus bases de licitación y remitir copia de las mismas, para su aprobación, al Ministerio en el caso que la Comisión no esté integrada o a la Comisión cuando esté integrada.

Artículo 4.- Primer Presupuesto de la Comisión. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). La Comisión, dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que quede conformada, elaborará y publicará su presupuesto de ingresos y egresos para lo que reste del año 1,997 y fijará el porcentaje de las aportaciones que deberán pagar las empresas eléctricas de distribución. Dichos aportes deberán ser pagados a partir del mes siguiente a aquél en que se publique el presupuesto, de conformidad con lo estipulado en el último párrafo del artículo 31 de este reglamento.

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Artículo 5.- Fijación de Anualidades de Inversión de las Instalaciones Existentes del Sistema Principal de Transmisión. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Para fijar las anualidades de inversión de las instalaciones existentes del sistema principal de transmisión, la o las empresas transportistas propietarias de las instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad presentarán a la Comisión, 30 días después de la publicación de este Reglamento, un estudio de costos que permita determinar el valor nuevo de remplazo de dichos bienes para efectos de la fijación del precio de los peajes, en caso que no sea posible establecerlo por libre acuerdo entre las partes.

Artículo 6.- Publicación y Vigencia de la Primera Fijación de Tarifas y Peajes. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Las tarifas base y peajes a que se refiere el artículo 2 de las Disposiciones Transitorias de la Ley, deberán ser publicadas por la Comisión en el Diario Oficial. Entrarán en vigencia al día siguiente de su publicación y regirán por un período de dos años, contados a partir de la fecha de publicación.

Artículo 7.- Etapas de Implementación. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). La metodología de medición y control de los indicadores de calidad de servicio establecidos en el artículo 104 de este reglamento, se realizará en cuatro (4) etapas con niveles de exigencia crecientes, de acuerdo al siguiente detalle:

- a) Etapa preliminar, regirá a partir de la vigencia del presente Reglamento y tendrá una duración hasta seis (6) meses posteriores a la primera fijación de tarifas por la Comisión. Durante esta etapa, el Distribuidor bajo supervisión de la Comisión, deberá implementar y establecer la metodología de medición y control de los indicadores de calidad de servicio de la prestación a aplicar en las etapas siguientes.
- b) Etapa de prueba, se contará a partir de finalizada la etapa preliminar y tendrá una duración de seis (6) meses. Durante la etapa de prueba, el Distribuidor deberá poner en marcha y a prueba la metodología establecida en la etapa preliminar, consistente

en efectuar el relevamiento de información correspondiente y calcular los respectivos indicadores, de forma tal de asegurar el inicio de la siguiente etapa, con la totalidad de los mecanismos de relevamiento y control ajustados.

- c) Etapa de transición, tendrá su inicio a partir de finalizada la etapa de prueba y tendrá una duración de doce (12) meses, período en el que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados para esta etapa. La etapa de transición está destinada a permitir al Distribuidor, la adecuación de sus instalaciones y sistemas de adquisición de información de forma tal de cumplir con las exigencias de calidad de servicio establecidas para la etapa de régimen. Durante esta etapa se ajustarán, bajo supervisión de la Comisión la metodología de control a aplicar durante la etapa de régimen.
- d) Etapa de régimen, se iniciará a partir de finalizada la etapa de transición. Para esta etapa, el Distribuidor deberá contar con sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la Comisión efectuar los controles previstos en el presente Reglamento.

Durante la etapa de transición, los controles se efectuarán mediante indicadores globales a los suministros en los diferentes niveles de tensión. En la etapa de régimen, se controlará la prestación del servicio a nivel de cada suministro en alta y media tensión y en forma global a los suministros en baja tensión. En esta etapa se iniciará la aplicación de sanciones, tanto al distribuidor como a los usuarios, tal como se establece en el presente reglamento.

Artículo 8.- Gradualidad de Aplicación de Indemnizaciones. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). La aplicación de las indemnizaciones previstas en el artículo 106 de este reglamento y en las NTSD se realizará con la misma gradualidad con que se establece el régimen de calidad del servicio, de acuerdo a lo estipulado en el artículo anterior.

Artículo 9.- Gradualidad de Aplicación del Régimen de Sanciones para la Calidad del servicio de

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Transporte en Instalaciones Actuales. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). El régimen de sanciones previsto para la calidad del servicio de transporte en instalaciones actuales, se aplicará en forma gradual, de acuerdo a lo que se estipula a continuación:

- a) durante los primeros seis (6) meses posteriores a la fecha en la cual los transportistas comienzan a recibir como remuneración los peajes establecidos en este Reglamento no se aplicarán sanciones.
- b) durante los segundos seis (6) meses se aplicará un tercio del valor nominal de las sanciones previstas.
- c) durante los terceros seis (6) meses se aplicarán dos tercios del valor nominal de las sanciones previstas.
- d) Transcurrido este período se aplicará el valor nominal de las sanciones previstas.

Para ampliaciones y nuevas instalaciones del Sistema de Transporte posteriores a la entrada en vigencia de este reglamento, se aplicará el literal “d” de este artículo.

Artículo 10.- Vigencia de las Condiciones Generales del Servicio de Distribución. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Las condiciones generales del servicio de distribución establecidas en los artículos 65, 66, 68, y del 71 al 74, de este Reglamento, entrarán en vigencia un mes después de establecidas las tarifas según el artículo 2 de las disposiciones transitorias de la Ley. Los artículos del 71 al 74 serán aplicados solamente a obras que se inicien posteriormente a esta fecha.

Artículo 11.- Estudios y/o Exploraciones en Desarrollo y Construcciones en Proceso. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). Las empresas que antes de la vigencia de este Reglamento hayan iniciado la construcción de plantas generadoras, estudios y/o exploración de recursos hidroeléctricos y/o recursos geotérmicos deberán enviar al Ministerio una solicitud de autorización temporal o definitiva, según corresponda, quien efectuará la evaluación de cada

caso, pudiendo solicitar la información que considere conveniente. El Ministerio otorgará la autorización si corresponde y procederá a elaborar el contrato respectivo.

Para este efecto, no se aplicará el mecanismo de concurso establecido en el artículo 15 y lo referente a adjudicación de autorizaciones del artículo 16 de este reglamento.

Artículo 12.- Procedimiento para la constitución de la primera Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997).

Para la constitución de la primera Comisión se seguirán los siguientes procedimientos:

- a) El Ministerio publicará la convocatoria para la selección de las ternas en dos diarios de mayor circulación.
- b) Los rectores de las universidades del país, se reunirán en el lugar y fecha indicados por el Ministerio en su convocatoria para la elección de la terna. Esta elección se realizará por mayoría simple de los presentes. Para que las decisiones sean válidas, deberán estar presentes al menos la mitad más uno de los rectores. En caso de no lograrse el quórum necesario, los rectores se reunirán el día siguiente en el mismo lugar y hora y podrán efectuar la elección con el número que comparezca.
- c) Para la elección de la primera terna por los Agentes del Mercado Mayorista, el Ministerio establecerá un registro separado para Generadores, Transportistas y Distribuidores. Las empresas dedicadas a una o más de estas actividades deberán acreditarse en la actividad que tengan un porcentaje mayor de participación en el Sistema Eléctrico Nacional. Para esta ocasión los comercializadores, importadores y exportadores serán considerados como distribuidores. Las empresas para que puedan acreditarse, deben superar los límites establecidos en el artículo 39 de este reglamento.

El Ministerio establecerá una fecha límite para la acreditación. Posterior a la misma, el Ministerio con-

Reglamento de la Ley General de Electricidad

vocará a las empresas acreditadas para la elección de un elector de cada una de las actividades, quienes serán elegidos por votación simple. Cada elector podrá proponer candidatos para integrar la terna.

Para la elección de la terna a proponer al Ejecutivo, el Ministerio establecerá una fecha la cual será comunicada a los tres electores. Estos tendrán tres votos cada uno, los cuales podrán ser otorgados en la forma en que cada elector estime conveniente, pudiendo inclusive otorgar los tres votos a un solo candidato. Los tres candidatos que obtengan el mayor número de votos integrarán la terna que será propuesta al Ejecutivo.

El proceso de postulación no se interrumpirá por el hecho de que una o más de las actividades no logren elegir a su elector. Si hubiere empate entre dos o más candidatos para determinación del tercer integrante de la terna, se realizará una segunda vuelta unicamente entre los candidatos con igual número de votos.

En casos no previstos en este artículo, el Ministerio resolverá lo que estime procedente.

Artículo 13.- Vigencia. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 del 21 de marzo de 1997, publicado el 2/4/1997). El presente Reglamento empezará a regir al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 26. Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 27. Licitación para Adicionar Nueva Generación. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) Mientras no esté elaborado el Plan de Expansión de Generación a que se refiere el artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión realizará, en forma conjunta con las empresas distribuidoras, un análisis integral del estado actual de contratación de los requerimientos de suministro de potencia y energía de cada una

de ellas. Si los resultados del análisis determinan la necesidad de contratación, se procederá a realizar la licitación abierta, conforme al procedimiento establecido en el artículo 65 Bis de este Reglamento. Por esta única vez, la Comisión determinará el plazo de anticipación y las bases, con que debe efectuarse la licitación abierta.

Artículo 28. Contratos existentes. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) Para efectos de traslado de costos a tarifas de los usuarios regulados, a partir de la vigencia del presente Acuerdo Gubernativo, los distribuidores no podrán prorrogar los plazos de los contratos existentes.

Artículo 29. Ampliación del Sistema de Transporte por Licitación Pública. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) Con el objetivo de satisfacer las necesidades urgentes del Sistema Nacional Interconectado, el proceso de Licitación Pública para ejecutar el primer Plan de Expansión del Transporte, será realizado por la Comisión."

Artículo 30. Vigencia. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 68-2007) El presente Acuerdo empezará a regir a partir del siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 256-97 fue publicado el 2 de abril de 1997, en el Diario Oficial y entró en vigencia el 3 de abril de 1997.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 68-2007 fue publicado el 5 de marzo de 2007, en el Diario de Centro América y entró en vigencia el 6 de marzo de 2007.

COMUNÍQUESE

ALVARO ARZÚ

El Ministro de Energía y Minas

LEONEL LÓPEZ RODAS





Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

(Incluye reformas según Acuerdo Gubernativo No. 69-2007)

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

ACUERDO GUBERNATIVO NUMERO 299-98

Guatemala, 25 de mayo de 1998.

El Presidente de la República

CONSIDERANDO:

Que es función del Estado establecer las normas fundamentales que permitan el abastecimiento suficiente y confiable del servicio de energía eléctrica con precios accesibles a la población, garantizando su desarrollo económico y social.

CONSIDERANDO:

Que es responsabilidad del Gobierno de la República facilitar el crecimiento del subsector eléctrico y satisfacer las necesidades sociales y económicas de los habitantes, a través de la participación de los sectores productivos del país, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente los habitantes de las regiones del interior del país que actualmente no tienen servicio de energía eléctrica en sus localidades.

CONSIDERANDO:

Que el decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 determina que la administración del Mercado Mayorista estará a cargo del Administrador del Mercado Mayorista cuyas funciones son: la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

CONSIDERANDO:

Que el decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 determina que la conformación, mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista, se normará de conformidad con la Ley General de Electricidad, su reglamento y su propio reglamento específico.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 38 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

POR TANTO:

En el ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183, inciso e), de la Constitución Política de la República de Guatemala,

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

REGLAMENTO DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

TITULO I DEFINICIONES Y DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

DEFINICIONES

“Artículo 1. Definiciones. (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para los efectos de este Reglamento además de las definiciones contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento se aplicarán las siguientes:

Administrador del Mercado Mayorista: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el ente encargado de la administración y coordinación del Mercado Mayorista.

Año Estacional: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el período de doce (12) meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente o el que defina en el futuro la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a propuesta del Administrador del Mercado Mayorista, para efectos de la Programación de Largo Plazo.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Centro de Despacho de carga del Administrador del Mercado Mayorista: Es la dependencia del Administrador del Mercado Mayorista encargada de la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y de sus interconexiones internacionales.

Comercialización: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la actividad por medio de la cual se compra y vende potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista.

Comercialización de la Demanda: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume todas las responsabilidades comerciales de un Gran Usuario ante el Administrador del Mercado Mayorista, de conformidad con lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación.

Comercialización de la Oferta: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume las responsabilidades comerciales de un Participante Productor, por la venta total o parcial de su potencia y energía, ante el Administrador del Mercado Mayorista de acuerdo a lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación.

Demanda Firme: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el Año Estacional correspondiente. La demanda firme del Sistema Nacional Interconectado, es la suma de las demandas firmes de todos los Distribuidores y Grandes Usuarios.

Demanda Firme Efectiva: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la demanda máxima mensual de cada Distribuidor o Gran Usuario, registrada durante los períodos de máxima demanda diaria del Sistema Nacional Interconectado, más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista.

Demanda Interrumpible: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la demanda que un Gran Usuario se compromete a retirar del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto o largo plazo, ante un requerimiento del Centro de Despacho de Carga por emergencias o fallas en el Sistema Nacional Interconectado, por una condición programada y acordada previamente o por una señal de precio, de conformidad con las Normas de Coordinación.

Demanda Máxima: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la potencia máxima del Sistema Nacional Interconectado, registrada por el Administrador del Mercado Mayorista durante el año calendario.

Demanda Máxima Proyectada: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la proyección de la Demanda Máxima del Sistema Nacional Interconectado que calcula el Administrador del Mercado Mayorista, según lo establecido en las Normas de Coordinación.

Despacho: Se refiere al despacho económico de carga que realiza el Administrador del Mercado Mayorista.

Despacho Económico: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el despacho de las unidades de generación optimizado al mínimo costo para garantizar el abastecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado y se calcula según lo establecido en las Normas de Coordinación.

Exportación: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios, desde el Mercado Mayorista al Mercado Eléctrico Regional, o a cualquier otro mercado eléctrico.

Exportador: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el Participante del Mercado Mayorista que realiza actividades de Exportación.

Fraude: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el acto de evadir el pago correspondiente al consumo real de electricidad,

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

a través de la alteración de los equipos de medición o instalaciones asociadas o cualquier otro medio y las demás definiciones aplicables de acuerdo a las leyes vigentes de la República de Guatemala.

Gran Usuario con Representación: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el Gran Usuario que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador. El Gran Usuario con Representación está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante Contratos de Potencia.

Gran Usuario Participante: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el Gran Usuario que participa directamente en el Mercado Mayorista realizando sus compras de potencia y energía por medio de Contratos a Término o bien comprando la energía en el mercado de oportunidad, siendo responsable de las operaciones comerciales que realice en el Mercado Mayorista. El Gran Usuario Participante está obligado a cubrir su Demanda Firme mediante contratos de potencia.

Importación: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la actividad por medio de la cual se comercializa electricidad o Servicios Complementarios al Mercado Mayorista, desde el Mercado Eléctrico Regional o desde cualquier otro mercado eléctrico.

Importador: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el participante del Mercado Mayorista que realiza actividades de importación.

Integrantes: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Son los Generadores, Grandes Usuarios, Transportistas y Distribuidores del Sistema Nacional Interconectado (SNI) que sin cumplir todos los requisitos de la condición de Agente, pueden a juicio del Administrador del Mercado Mayorista incorporarse a la actividad de coordinación de la operación técnica y serán reconocidos como integrantes por el Administrador de Mercado Mayorista.

Máquina de Falla: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es una máquina ficticia que se modela en el Despacho para tener

en cuenta las condiciones de déficit en la oferta de generación.

Mercado Eléctrico Regional: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el Mercado Eléctrico creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Normas de Coordinación: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, el Reglamento de dicha Ley y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas, con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del servicio.

Normas de Coordinación Comercial: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

Normas de Coordinación Operativa: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el conjunto de disposiciones y procedimientos, emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tienen por objeto, garantizar la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, para abastecer la demanda a mínimo costo, manteniendo la continuidad y la calidad del servicio.

Oferta Firme: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es una característica técnica de cada unidad generadora que se calcula en función de su Potencia Máxima y de su disponibilidad, o la relacionada con las Transacciones Internacionales.

Oferta Firme Eficiente: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o Transacción Internacional puede comprometer en

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

contratos para cubrir la Demanda Firme que se calcula en función de su Oferta Firme y de la eficiencia económica de la central generadora o Transacción Internacional con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el Sistema Nacional Interconectado y Transacciones Internacionales.

Oferta Firme Disponible: Es la parte de la Oferta Firme de cada unidad generadora que se calcula considerando la indisponibilidad registrada en los períodos de máxima demanda del mes, de acuerdo con las Normas de Coordinación Operativa.

Participante Consumidor: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para propósitos de coordinación operativa y comercial, se denomina así a los Distribuidores, Comercializadores, Exportadores y Grandes Usuarios.

Participante Productor: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para propósitos de coordinación operativa y comercial, se denomina así a los Generadores, Comercializadores e Importadores.

Plan de Expansión de Generación: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la planificación de las necesidades de generación de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación.

Precio de la Potencia de Punta: Es el costo marginal, de suministrar potencia al Mercado Mayorista.

Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el valor del Costo Marginal de Corto Plazo de la Energía en cada hora, o en el período que defina La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho.

Precio de Referencia de la Potencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el precio que se utiliza para valorizar las Transacciones de desvío de Potencia, según lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación.

Servicios Complementarios: Son los servicios requeridos para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con el nivel de calidad y el margen de confiabilidad, de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas y en las de Coordinación.

Suministrador: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el Distribuidor, Generador o Comercializador con el que un Gran Usuario tiene firmado un contrato de suministro de electricidad.

Transacción Internacional: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la transacción de compra o venta de potencia y energía con entidades de otros países y que por las características de los contratos suscritos puedan ser considerados como Oferta Firme o como Demanda Firme dentro del Mercado Mayorista, según corresponda.

Transacciones de Desvío de Potencia: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es el conjunto de intercambios en el Mercado Mayorista, que resulta de los excedentes o faltantes de la potencia comprometida en contratos entre sus participantes.

Unidad Generadora Forzada: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Es la unidad generadora obligada a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte así como por cláusulas de compra mínima de energía de los Contratos Existentes. La energía producida por esta unidad generadora se denomina Generación Forzada.”

CAPITULO II

PRINCIPIOS GENERALES

Artículo 2. Objeto del reglamento. El presente reglamento define los principios generales del Mercado Mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Artículo 3. Productos y Servicios del Mercado Mayorista. Los productos y servicios que se compran y venden en el Mercado Mayorista son:

- a) Potencia eléctrica
- b) Energía eléctrica
- c) Servicios de transporte de energía eléctrica
- d) Servicios Complementarios.

“Artículo 4. Operaciones de Compra y Venta del Mercado Mayorista. (Reformado por el artículo 2, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Las operaciones de compra y venta del Mercado Mayorista se realizan a través de:

- a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión, en caso que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.
- b) Un Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. Los contratos de compra de potencia y energía eléctrica existentes antes de la vigencia de la Ley, serán considerados como pertenecientes al Mercado a Término. Los contratos del Mercado a Término deberán de estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la Ley, y sus reglamentos, y su coordinación comercial y operativa será realizada por el Administrador del Mercado Mayorista. Estos contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada de energía o limitar el derecho de vender excedentes.
- c) Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las Transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia Firme de los

Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las Transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador y su Demanda Firme efectivamente contratada durante el Año Estacional correspondiente.

La metodología de cálculo de estos desvíos será establecida en las Normas de Coordinación de conformidad con lo establecido en este Reglamento.”

“Artículo 5. Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios. (Reformado por el artículo 3, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Son Agentes del Mercado Mayorista los definidos en el artículo 39 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Los Agentes y Grandes Usuarios, para poder realizar transacciones en el Mercado Mayorista o gozar de dicha calidad deben previamente inscribirse en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas o en la entidad que éste designe y cumplir con las Normas de Coordinación.

Los Integrantes serán reconocidos como tales por el Administrador del Mercado Mayorista, con la autorización previa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y deberán cumplir con todas las obligaciones que le son inherentes a los Agentes.”

Artículo 6. Derechos y Obligaciones de los Agentes y Grandes Usuarios. Los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios tienen las siguientes obligaciones y derechos:

Obligaciones:

- a) No realizar actos contrarios a la libre competencia o contrarios a los principios establecidos en la Ley y sus reglamentos.
- b) Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y normas emitidas por el Mercado Mayorista; así como mantenerse dentro de la operación programada por el Admi-

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

nistrador del Mercado Mayorista y obedecer sus instrucciones de operación.

- c) Cumplir con la implementación, instrumentación y mantenimiento de los sistemas necesarios para la operación confiable y con calidad del sistema eléctrico, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a la Normas que al respecto emita la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- d) Cumplir en tiempo y forma con los pagos que surjan en el Mercado Mayorista como resultado de las transacciones comerciales, cargos y cuotas que se definen en este reglamento y las Normas de Coordinación.
- e) Instalar y mantener los equipos y unidades terminales remotas que le sean requeridos por el Administrador del Mercado Mayorista.
- f) Reconocer la autoridad operativa del Centro de Despacho de Carga, aceptando el despacho requerido y las instrucciones de operación y suministro de servicios complementarios.
- g) Cumplir los racionamientos programados, incluyendo servicios de desconexión automática de cargas, dentro de los límites técnicos establecidos en la Normas Técnicas.
- h) Para el caso del Agente Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario, deberán contar con contrato de Potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de Demanda Firme.
- i) Cualquier otra obligación que conforme a la Ley, y sus reglamentos le corresponda.

Derechos:

- a) Operar libremente en el Mercado Mayorista, de conformidad con la ley y sus reglamentos.
- b) Acceso a la información sobre los modelos y metodología utilizados por el Administrador del

Mercado Mayorista para la programación y el Despacho.

- c) Recibir del Administrador del Mercado Mayorista información sobre la programación de la operación y Despacho, y sobre los resultados de la operación.
- d) Cualquier otro derecho que conforme a la Ley, y sus reglamentos le corresponda.

El Administrador del Mercado Mayorista deberá reportar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a los Participantes que incurran en las faltas establecidas en la Ley, sus reglamentos y normas.

Artículo 7. El Administrador del Mercado Mayorista. Es el ente que realizará las funciones que le asigna la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el presente reglamento.

Artículo 8. Alcance del reglamento. Las disposiciones del presente reglamento se aplican a las actividades del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista, dentro del marco de la Ley General de Electricidad y el Reglamento de la misma; siendo de observancia obligatoria, incluyendo las Normas de Coordinación, para todos los Participantes del Mercado Mayorista, sean estas personas individuales o jurídicas, con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Artículo 9. Suministro de información. Cada uno de los Participantes del Mercado Mayorista deberá suministrar al Administrador del Mercado Mayorista toda la información que éste le solicite, para realizar el Despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación con calidad y seguridad, y el cierre de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. Toda la información será manejada con estricta confidencialidad. Las Normas de Coordinación definen criterios, metodología y tipos de la información de la operación y de las transacciones comerciales a suministrar; así como su organización, archivo y definición de la información a que tendrán acceso los Participantes del Mercado Mayorista y el Ministerio.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Artículo 10. Incompatibilidad de la información. En caso que el Administrador del Mercado Mayorista detecte incompatibilidades en la información proporcionada por un Participante, deberá solicitar las aclaraciones necesarias. De no llegar a un acuerdo, el Administrador del Mercado Mayorista deberá elevar los antecedentes a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que resuelva. En tanto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica resuelve, el Administrador del Mercado Mayorista utilizará los datos suministrados por el Participante, bajo la responsabilidad de éste.

CAPITULO III

MECANISMO DE VERIFICACION

Artículo 11. Responsable del mecanismo de verificación. De conformidad con la Ley, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica velar por el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes, ejerciendo la vigilancia del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista, determinando incumplimientos, así como necesidades de cambios en la estructura o reglas del Mercado Mayorista a través del Ministerio.

“Artículo 12. Acceso a la información. (Reformado por el artículo 4, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para cumplir con sus atribuciones y con propósitos estadísticos, respetando las limitaciones establecidas en la Ley de la materia, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tendrá acceso a toda la información del Mercado Mayorista y los procedimientos, metodologías, modelos, bases de datos y resultados del Administrador del Mercado Mayorista. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica estimulará la relación interinstitucional con otras entidades del gobierno para compartir información.”

Le esta expresamente vedado tanto a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como al Administrador del Mercado Mayorista, a sus integrantes y empleados, la utilización total o parcial de cualquier información obtenida con apego al presente artículo, para cualquier otro fin que no sea el cumplimiento estricto de las atribuciones conferidas en la Ley General de Electricidad.”

“Artículo 13. Acciones de verificación. (Reformado por el artículo 5, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para cumplir con las funciones contenidas en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley y el presente Reglamento, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá ejecutar las siguientes acciones:

- a) Investigar las quejas que presenten los Participantes del Mercado Mayorista, respecto del funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista y de la aplicación de este Reglamento y las Normas de Coordinación.
- b) Auditar los costos variables de los Generadores e investigar las posibles causas de precios inusualmente altos o bajos.
- c) Investigar acciones o circunstancias inusuales de comercialización o declaración de costos que indiquen una posible condición de colusión o abuso de posición dominante u otro tipo de actividad anticompetitiva, y contraria a la Ley y sus Reglamentos.
- d) Investigar las acciones o hechos que indiquen una posible restricción o discriminación al libre acceso a la red de transporte y de distribución.
- e) Investigar situaciones inusuales en que existe generación disponible que no se ofrece al Mercado Mayorista o falta de oferta en el Mercado.
- f) Analizar actividades o circunstancias inusuales en la Importación o Exportación.
- g) Investigar el mal uso o uso inapropiado de información confidencial o trato discriminatorio a Agentes del Mercado Mayorista, Grandes Usuarios e Integrantes en el acceso a la información del Administrador del Mercado Mayorista.
- h) Investigar cualquier otro acto o comportamiento del Administrador del Mercado Mayorista, o de los Participantes que sean contrarios a los principios o disposiciones de la Ley, sus Reglamentos y las Normas Técnicas y de Coordinación.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

- i) Proponer al Ministerio de Energía y Minas mejoras o adiciones para completar vacíos regulatorios de la Ley y sus Reglamentos, con el fin de corregir problemas detectados, justificando los cambios.
- j) Aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.”

TITULO II EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CAPITULO I

OBJETIVO Y FUNCIONES

Artículo 14. Objetivo del Administrador del Mercado Mayorista. El objetivo del Administrador del Mercado Mayorista es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones.

Artículo 15. Función del Administrador del Mercado Mayorista. Es función del Administrador del Mercado Mayorista realizar el Despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

“Artículo 15 Bis. Plan de Expansión de Generación. (Adicionado por el artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Ministerio, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, elaborará el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años.

Para la elaboración del referido Plan, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista, la que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del Mercado Mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema. El Administrador del Mercado Mayorista deberá presentar ante el Órgano Técnico la información antes del uno (1) de mayo del año que corresponda.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; quienes podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

El Ministerio deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia del Plan de Expansión del Sistema de Generación. En caso de aprobación, será publicado por el Ministerio en la primera quincena de enero del año siguiente.”

Artículo 16. Coordinación con otros países. El Administrador del Mercado Mayorista coordinará conjuntamente con los respectivos organismos homólogos de otros países la operación y transacciones comerciales relacionadas con la importación y exportación de energía eléctrica.

Artículo 17. Operación en caso de emergencia. En caso de necesidad, para garantizar la seguridad y el suministro de electricidad, el Ministerio, con la opinión previa del Administrador del Mercado Mayorista y Comisión Nacional de Energía Eléctrica, podrá declarar en situación de emergencia al Sistema Nacional Interconectado y decretar las medidas pertinentes.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

CAPÍTULO II

ORGANIZACIÓN

Artículo 18. Domicilio y sede del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista tendrá su domicilio y sede principal en la ciudad de Guatemala, pudiendo tener oficinas o sedes en cualquier otra parte de la República de Guatemala, cuando ello fuere necesario para el adecuado cumplimiento de sus funciones.

Artículo 19. Organos del Administrador del Mercado Mayorista. El Administrador del Mercado Mayorista está integrado por los siguientes órganos:

- a) La Junta Directiva, como órgano de dirección superior.
- b) La Gerencia General, como ejecutor de las decisiones de la Junta Directiva.

Artículo 20. Funciones de la Junta Directiva. Además de cualquier otra atribución o función que le asigne la Ley, el Reglamento de la Ley o el presente reglamento, son funciones de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista las siguientes:

- a) Identificar las faltas y los incumplimientos a las Normas de Coordinación y las obligaciones de los Participantes del Mercado Mayorista e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- b) Resolver las discrepancias que surjan de las operaciones en el Mercado Mayorista, en lo que sea de su competencia según lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación.
- c) Aprobar y elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cuando corresponda, documentos, informes y estudios que realice el Administrador del Mercado Mayorista.
- d) Establecer la estructura organizacional del Administrador del Mercado Mayorista y las normas generales para su funcionamiento.

- e) Aprobar el presupuesto anual de ingresos y egresos del Administrador del Mercado Mayorista.
- f) Nombrar y remover al Gerente General del Administrador del Mercado Mayorista.
- g) Evaluar los resultados de la gestión de la Gerencia General.
- h) Fijar cuotas extraordinarias cuando se requieran.
- i) Establecer su régimen de sesiones ordinarias y extraordinarias.
- j) Fijar el monto a pagar a sus miembros, por concepto de dietas por la asistencia a sesiones de la Junta Directiva.
- k) Ordenar a la Gerencia General del Administrador del Mercado Mayorista la publicación de los ajustes normativos que apruebe la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- l) Otras que sean señaladas en este reglamento, en las Normas de Coordinación o las que le sean propuestas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

“Artículo 21. Integración de la Junta Directiva. (Reformado por el artículo 7, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). La Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista se integra con diez miembros titulares, electos por los Agentes del Mercado Mayorista y los Grandes Usuarios. Se conforma por dos miembros de cada una de las siguientes agrupaciones:

- a) Generadores.
- b) Distribuidores.
- c) Transportistas.
- d) Comercializadores.
- e) Grandes Usuarios.

Desarrollarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad y velarán por el correcto funcionamiento y el fortalecimiento del Mercado Mayorista.”

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

“Artículo 22. Elección de los Integrantes de Junta Directiva. (Reformado por el artículo 8, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para la elección de los miembros de la Junta Directiva, el Administrador del Mercado Mayorista convocará a Generadores, Transportistas, Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, acreditados en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista del Ministerio de Energía y Minas. Los candidatos a formar parte de la Junta Directiva deberán ser propuestos por los Agentes y Grandes Usuarios, mediante la presentación por escrito de sus candidaturas; cada Agente o Gran Usuario podrá proponer a un solo candidato. El plazo para la presentación de las candidaturas finalizará a las dieciocho horas del día hábil anterior al que se realicen las elecciones para cada agrupación. Cada Agente o Gran Usuario tendrá el número de votos en función del porcentaje de su participación en el Mercado Mayorista, medido por los siguientes criterios y parámetros:

- a) Para el Generador, la energía la energía generada y registrada por el sistema de medición comercial del Administrador del Mercado Mayorista, con respecto a la energía total generada y registrada correspondiente para todos los Generadores.
- b) Para el Transportista, el Costo Anual de Transmisión (CAT) más el Canon cuando corresponda, aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con respecto a la suma de los CAT y canon de todos los Transportistas.
- c) Para el Distribuidor, la energía eléctrica, registrada, a la entrada de la red de Distribución, por el sistema de medición comercial del Administrador del Mercado Mayorista, con respecto al total de la energía registrada correspondiente para todos los Distribuidores.
- d) Para el Comercializador, la energía eléctrica vendida a Participantes Consumidores, con respecto a la suma de toda la energía vendida a Participantes Consumidores por todos los Comercializadores.
- e) Para el Gran Usuario, la energía eléctrica consumida y registrada por el sistema de medición comercial del Administrador del Mercado Mayorista,

con respecto al total de la energía consumida y registrada correspondiente para todos los Grandes Usuarios.

Estos parámetros corresponderán al período comprendido del uno de enero al treinta y uno de diciembre del año inmediato anterior al que se realice la elección.

El Administrador del Mercado Mayorista elaborará el padrón de Agentes y Grandes Usuarios aptos para la votación, por agrupación, asignándoles el número de votos que le corresponda.

Cada Agente o Gran Usuario asignará la totalidad de sus votos a un solo candidato. En ningún caso el voto es delegable. Los dos candidatos que obtengan la mayor cantidad de votos serán los que resulten electos como miembros de Junta Directiva. Todos los Miembros de Junta Directiva deben ser electos, a más tardar dos meses antes de la fecha en que deban tomar posesión.

En caso de empate se repetirá la elección entre éstos, hasta que uno de los candidatos resulte electo.”

“Artículo 23. Duración en el cargo. (Reformado por el artículo 9, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Los miembros electos ejercerán sus cargos por un período de dos años, pudiendo ser reelectos. En caso de no ser reelectos, se mantendrán en el ejercicio de su cargo hasta que sean efectivamente reemplazados por los nuevos representantes.”

“Artículo 24. Organización de la Junta Directiva. (Reformado por el artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). La Junta Directiva se organiza con un Presidente, un Vice-Presidente y ocho Vocales. El Presidente y el Vice-Presidente son elegidos cada año por mayoría simple, de entre todos los integrantes de Junta Directiva, en ningún caso podrán ser de la misma agrupación de Agentes, pudiendo ser reelectos. El Presidente ejercerá la representación legal del Administrador del Mercado Mayorista; no obstante, la Junta Directiva podrá delegar representación legal para propósitos específicos al Vice-Presidente o al Gerente General. En el caso de la ausencia del Presidente, el Vice-Presidente asumirá temporalmente la Pre-

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

sidencia de la Junta Directiva. En el caso de ausencia definitiva del miembro de la Junta Directiva que esté ejerciendo la Presidencia, el Vice-Presidente asumirá el cargo y la Junta Directiva elegirá, de entre sus integrantes, al nuevo Vice-Presidente, quien asumirá el cargo por el período restante. En caso de renuncia o ausencia definitiva de un integrante de Junta Directiva, para finalizar el periodo correspondiente, se designará o elegirá al sustituto de acuerdo a lo establecido en el Artículo 22 de este Reglamento.”

“Artículo 25. Sesiones de la Junta Directiva. (Reformado por el artículo 11, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para que se considere válida la sesión de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, deberán estar presentes al menos seis miembros con derecho a voto de los que integran la Junta Directiva; en caso de ausencia del Presidente y el Vice-Presidente, la sesión será presidida por el integrante de la Junta Directiva que sea designado por los presentes. Toda resolución debe tomarse con el voto de por lo menos seis miembros, con excepción de la aprobación de Normas de Coordinación, presupuesto de funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista y Programación de Largo Plazo que requerirán el voto favorable de al menos siete miembros. Ningún representante podrá abstenerse de emitir su voto, en todo caso se permitirá razonarlo, lo que se hará constar.”

“Artículo 26. Funciones de la Gerencia General. (Reformado por el artículo 12, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). La Gerencia General es la responsable ejecutiva del Administrador del Mercado Mayorista y deberá ejecutar las tareas operativas, técnicas y administrativas requeridas para la coordinación y el correcto funcionamiento del Mercado Mayorista; así como realizar cualquier otra función que disponga la Junta Directiva, de acuerdo al reglamento interno que para el efecto se emita.”

Artículo 27. Secretaría de la Junta Directiva. El Gerente General fungirá como Secretario de actas en las sesiones de la Junta Directiva, con derecho a voz pero sin voto.

CAPITULO III

DEL PATRIMONIO Y FINANCIAMIENTO DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 28. Patrimonio del Administrador del Mercado Mayorista. El patrimonio del Administrador del Mercado Mayorista está constituido por:

- a) Todos los bienes y derechos que adquiera con sus recursos para el adecuado cumplimiento de sus funciones;
- b) Todos los recursos provenientes de las cuotas que se establecen en favor del Administrador del Mercado Mayorista y cualquier otro ingreso por los servicios que preste.
- c) Los recursos provenientes de cualquier cuota extraordinaria de los Participantes del Mercado Mayorista, que la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista decida establecer;
- d) Los recursos provenientes de cualquier donación que se hiciere a su favor; y
- e) Los intereses o réditos que generen cualesquiera de sus recursos.

“Artículo 29. Forma de Financiamiento. (Reformado por el artículo 13, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para el cumplimiento de sus funciones y para que el Administrador del Mercado Mayorista disponga de los recursos necesarios, se establece la siguiente forma de financiamiento:

Cada Generador, Transportista, Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario Participante, que realice transacciones en el Mercado Mayorista, pagarán mensualmente una Cuota por Administración y Operación para financiar el presupuesto anual del Administrador del Mercado Mayorista, de la siguiente forma:

$$C_{ij} = F_{ij} * P$$

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

donde :

C_{ij} = Cuota mensual a pagar por cada Participante i , en el mes j .

F_{ij} = Factor de participación del Participante i en las transacciones mayoristas, en el mes j .

P = Presupuesto anual del Administrador del Mercado Mayorista dividido entre doce.

Para cada Participante, el factor de participación se calcula de la siguiente manera:

$F_{ij} = V_{ij} / VT_j$

Donde :

V_{ij} = Operaciones en dólares realizadas por cada Participante i en el mes j reportadas en el Informe de Transacciones Económicas. Para los Participantes Generadores la energía generada valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía. Para los Transportistas, el ingreso mensual correspondiente al Costo Anual de Transporte y Canon. Para los Distribuidores la energía registrada a la entrada de la red de distribución valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía. Para los Comercializadores la energía eléctrica vendida a Participantes Consumidores, valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía. Para el Gran Usuario Participante, la energía eléctrica consumida y registrada en el sistema de medición comercial del Mercado Mayorista, valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía.

VT_j = suma de las transacciones que realizan todos los Participantes, durante el mes j ($VT_j = \sum_{i=1}^n V_{ij}$, n = número de Participantes)."

Artículo 30. Pago de la cuota mensual. Cada Participante del Mercado Mayorista debe hacer efectivo el pago de la cuota mensual, a más tardar 10 días después de recibir el Informe de Transacciones Económicas correspondiente, emitido por el Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 31. Presupuesto del Administrador del Mercado Mayorista. (Reformado por el artículo 14, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). A más tardar el

treinta y uno de octubre de cada año, la Gerencia General deberá elevar a la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, el proyecto de presupuesto de ingresos y egresos para el año siguiente, la cual deberá aprobarlo con las modificaciones que considere conveniente, a más tardar el último día hábil del mes siguiente. La ejecución de dicho presupuesto deberá estar disponible para consulta de los Participantes del Mercado Mayorista."

Artículo 32. Excedentes de la ejecución presupuestaria. Si de la ejecución presupuestaria resulta un excedente, éste debe ser incorporado a los ingresos del presupuesto del período anual siguiente, para cubrir los egresos. Queda totalmente prohibido hacer cualquier tipo de distribución o reparto de beneficios derivados de excedentes presupuestarios.

TITULO III FUNCIONAMIENTO Y COORDINACION DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CAPITULO I

DESPACHO ECONOMICO Y CALCULO DE PRECIOS

Artículo 33. Objeto del Despacho. El Despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los Contratos Existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación.

Artículo 34. Demanda y oferta. El Despacho debe considerar como demanda a cubrir la correspondiente a los Participantes Consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los Participantes Productores. El

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Despacho deberá considerar la existencia de demanda interrumpible y el costo de restricciones al suministro representado por las Máquinas de Falla.

“Artículo 35. Metodología de Costos Variables y Disponibilidad. (Reformado por el artículo 15, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para el Despacho, los Generadores con plantas hidroeléctricas semanalmente indicarán su potencia disponible y los aportes de agua previstos; para las plantas con embalse de regulación anual, indicarán el volumen de agua o el nivel del embalse y la cantidad de energía semanal que tienen disponible, para que el Administrador del Mercado Mayorista pueda calcular el valor del agua según la metodología descrita en las Normas de Coordinación; asimismo, durante la primera semana del mes de noviembre deberán enviar al Administrador del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las proyecciones mensuales de los aportes y la generación mensual prevista para el período de noviembre a junio. Los Generadores con plantas térmicas semanalmente indicarán su potencia disponible, su existencia de combustible y anualmente declararán la metodología para el cálculo de sus costos variables. Los importadores semanalmente indicarán en su declaración, la cantidad de energía y potencia ofrecidas y la metodología para el cálculo del costo variable correspondiente.”

“Artículo 36. Despacho Económico y Mercado a Término (Reformado por el artículo 16, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). La energía producida por una unidad generadora será resultado del Despacho Económico. La actividad comercial de compra y venta de potencia y energía en el Mercado a Término no incluirá condiciones que impliquen restricciones al Despacho Económico. De existir excedentes o faltantes, entre lo despachado y lo contratado, estos se considerarán vendidos o comprados en el Mercado de Oportunidad, según corresponda.”

Artículo 37. Criterios de desempeño mínimo. El Despacho debe considerar las restricciones que surgen de los criterios de desempeño mínimo de las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectado y asignar los Servicios Complementarios establecidos en la programación de largo plazo.

“Artículo 38. Condiciones de los contratos en el despacho. (Reformado por el artículo 17, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista efectuará el despacho con base en las declaraciones o informes que le presenten los Participantes del Mercado Mayorista, obviando cualquier estipulación de los contratos que implique una condición de compra mínima de energía obligada o cualquier otro tipo de condición contractual que restrinja el despacho, salvo lo dispuesto en el artículo 40. Las condiciones contractuales, según los contratos tipo establecidos en las Normas de Coordinación, que declaren los Participantes ante el Administrador del Mercado Mayorista serán tomadas en cuenta únicamente para efectos de liquidación de las transacciones en el Mercado a Término.”

Artículo 39. Restricciones operativas. Cuando, por restricciones operativas o de la red del transportista, un Participante Productor no puede entregar parte o toda su potencia contratada, esta limitante no se considerará como responsabilidad del Despacho.

“Artículo 40. Contratos Existentes. (Reformado mediante Acuerdo Gubernativo No. 657-2005 del 6-12-2005, publicado el 8-12-2005 y entró en vigencia el 9-12-2005). Los Contratos Existentes, serán considerados como pertenecientes al mercado a término y serán administrados de conformidad con las estipulaciones contractuales contenidas en dichos contratos, incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada. En todo caso se deberán programar con sus restricciones tendiendo a un Despacho Económico.

Los costos diferenciales provenientes de los Contratos Existentes, con relación a los Precios de Referencia de Potencia, los precios del Mercado de Oportunidad de la energía suministrada, la potencia y energía no consumida por la demanda regulada de la distribuidora **“y todos estos disponibles”** del Mercado Mayorista, serán repartidos entre los Participantes Consumidores de dicho Mercado. La repartición de dichos costos se realizará de forma proporcional al consumo de cada Participante Consumidor. El Administrador del Mercado Mayorista incluirá estos costos en el Informe de Transacciones Económicas Mensual. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecerá

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

mediante resolución, el mecanismo necesario para la implementación de lo aquí preceptuado.”

“Artículo 41. Máquinas de Falla y Demanda Interrumpible. (Reformado por el artículo 18, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para establecer condiciones de déficit en la oferta de generación del despacho, el Administrador del Mercado Mayorista deberá modelar las Máquinas de Falla en escalones, hasta alcanzar el Costo de Falla definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Las Máquinas de Falla tienen costos relacionados con el tipo de restricciones al suministro.

El Gran Usuario podrá declarar una parte o toda su demanda como Demanda Interrumpible, en el corto o largo plazo, para ser retirada del Sistema Nacional Interconectado, debiendo informarlo al Administrador del Mercado Mayorista, indicando como mínimo lo siguiente:

- a) La potencia que ofrece interrumpir, que se considerará como la potencia que el Administrador del Mercado Mayorista le puede retirar del Sistema Nacional Interconectado;
- b) Los bloques de desconexión de carga para cumplir con la potencia que ofrece interrumpir;
- c) El tiempo de aviso previo requerido para interrumpir la demanda el que no podrá ser menor a treinta minutos de conformidad con lo establecido en las Normas de Coordinación.
- d) El período de tiempo que dura la condición de interrumpibilidad declarada, que no podrá ser menor a un año.

La remuneración de la Demanda Interrumpible, así como las especificaciones del equipamiento necesario para su implementación, serán establecidas en las Normas de Coordinación. Para la determinación de la Demanda Interrumpible en la Programación de Largo Plazo, los Grandes Usuarios y los Distribuidores, informarán al Administrador del Mercado Mayorista sobre los escalones de interrupción que estén dispuestos a aceptar en función del precio de la energía, el Administrador del Mercado Mayorista determinará conforme al procedimiento establecido

en las Normas de Coordinación, las cantidades y las condiciones de operación de la Demanda Interrumpible en situación de riesgo del Sistema Nacional Interconectado, debiendo considerar la capacidad técnica de respuesta de los Grandes Usuarios con Demanda Interrumpible.

En el caso de los Distribuidores, la condición de declaración de Demanda Interrumpible, aplicará únicamente en los casos que exista autorización expresa de cada usuario.”

Artículo 42. Administración de déficit. Ante una condición de faltantes previstos en el Mercado Mayorista, el Administrador del Mercado Mayorista programará el suministro, asignando en primer lugar, la potencia firme contratada para cubrir el consumo del contratante y, luego, administrando el déficit de acuerdo a lo que establecen las Normas de Coordinación, con el siguiente orden de prioridades:

- a) Reducción de los márgenes de reserva a los límites definidos en las Normas de Coordinación Operativa para condiciones de emergencia.
- b) Retiro de demanda interrumpible.
- c) Reducción de tensión o voltaje.
- d) Aplicación de restricciones programadas al suministro.

Los Grandes Usuarios que estén conectados en líneas o redes de distribución estarán sujetos a los programas de racionamiento que aplique el Distribuidor en su área de servicio.

Artículo 43. Costo total de operación. El costo total de la operación de generación del Mercado Mayorista está integrado por la suma de:

- a) Sus costos variables.
- b) Los costos por energía no suministrada.
- c) Los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los Contratos Existentes.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

“Artículo 44. Costos variables de generación. (Reformado por el artículo 19, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Los costos variables asociados a la operación de las unidades generadoras, térmicas e hidroeléctricas, se refieren al nodo de la respectiva central; mientras que los asociados a las importaciones se refieren al nodo de la respectiva interconexión.

El Administrador del Mercado Mayorista calculará el costo variable de cada unidad generadora que este disponible en el Mercado Mayorista, conforme a lo establecido en este Reglamento y en las Normas de Coordinación, de la siguiente manera:

- a) Para cada unidad térmica, los costos deberán estar asociados al combustible, al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como a su eficiencia.
- b) Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el Administrador del Mercado Mayorista y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.
- c) Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable será como mínimo sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles.
- d) Para cada bloque de importación de electricidad, el costo variable será el valor calculado según la metodología informada por el Importador según las tecnologías de generación descritas en las literales anteriores.”

“Artículo 45. Cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía. (Reformado por el artículo 20, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía, el Adminis-

trador del Mercado Mayorista calculará los costos variables de cada unidad generadora y de cada bloque de Importación, que resulte económicamente despachado, en el Nodo de Referencia, ajustando el costo variable de cada unidad generadora o bloque de Importación por el correspondiente Factor de Pérdidas Nodales de Energía, de acuerdo a los procedimientos establecidos en las Normas de Coordinación.

La exportación e importación de oportunidad será considerada para el establecimiento del Precio de Oportunidad de la Energía hasta que los intercambios de oportunidad reflejen condiciones económicas equivalentes a las del Mercado Mayorista, de acuerdo a lo establecido en las Normas de Coordinación.”

Artículo 46. Precio de Oportunidad de la Energía. El Precio de Oportunidad de la Energía es el máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia, que resultan generando sin restricciones en el Despacho, respetando los requerimientos de Servicios Complementarios.

Artículo 47. Exclusión de Unidad Generadora Forzada. La Unidad Generadora Forzada es excluida del cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía.

Artículo 48. Sobre costos de Unidad Generadora Forzada. El precio de la Generación Forzada se valoriza como el Precio de Oportunidad de la Energía más la diferencia o sobre costo que exista, con respecto a su declaración de costo variable en el Nodo de Referencia. Dicho sobre costo será pagado por los responsables de la restricción y determinado de acuerdo a los criterios y metodología que se establecen en las Normas de Coordinación Comercial.

Artículo 49. Precio de Referencia de la Potencia. El Precio de la Potencia de Punta en el Mercado Mayorista lo calcula el Administrador del Mercado Mayorista como el costo marginal de la inversión para una unidad de generación en punta, de acuerdo a los criterios y metodología que se establecen en las Normas de Coordinación Comercial. Este precio, ajustado con un factor que mide el riesgo de faltantes, corresponde al Precio de Referencia de la Potencia, que se utiliza para las Transacciones de Desvíos de Potencia.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

“Artículo 50. Cubrimiento de la Demanda de Potencia y Desvío de Potencia Mensual. (Reformado por el artículo 21, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista determinará la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor o Gran Usuario. La diferencia entre la Demanda Firme Efectiva y la Demanda Firme que el Distribuidor o Gran Usuario haya cubierto con contratos, será liquidada como cargo o abono según corresponda, a través de una Transacción de Desvío de Potencia que se calculará mensualmente.

Cada mes, el Distribuidor o Gran Usuario que haya tenido una Demanda Firme Efectiva superior a su Demanda Firme deberá pagar esa diferencia en kilovatios (kW), valorizándola como el resultado de aplicarle el Precio de Referencia de la Potencia para el mes correspondiente. El valor mensual resultante de dichos desvíos de potencia se distribuirá a prorrata entre los Participantes Productores con excedentes positivos mensuales de Potencia, medidos como la diferencia entre su Oferta Firme Disponible y su correspondiente Potencia Firme; y los Participantes Consumidores con excedentes positivos mensuales de potencia, medidos como la diferencia entre su demanda efectivamente contratada y su correspondiente Demanda Firme Efectiva, en el mes correspondiente.

Los procedimientos correspondientes a estas transacciones y los mecanismos de implantación serán establecidos en las Normas de Coordinación.

Los Distribuidores o Grandes Usuarios deberán tener contratos de Potencia suscritos por dos años como mínimo que cubran la totalidad de su Demanda Firme.”

“Artículo 50 Bis. Cargo por saldo del precio de potencia. (Adicionado por el artículo 22, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Los Agentes o Grandes Usuarios deberán pagar un cargo por la utilización que hagan de la energía asociada a la potencia de los contratos suscritos en virtud de licitaciones abiertas, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad. La metodología de cálculo del cargo será determinada por la Comisión, de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) El saldo de precio de potencia se calculará como la diferencia entre el precio mensual de la potencia del contrato y el Precio de Referencia de la Potencia, multiplicada por la potencia contratada a través de la licitación.
- b) El cargo total que se aplique por la energía utilizada deberá contener el pago proporcional de la potencia referida en la literal a).

Mensualmente, cada Agente o Gran Usuario que haya utilizado energía generada por la planta con contrato producto de la licitación, abonará la parte del monto del cargo que el Administrador del Mercado Mayorista le calcule y a su vez lo asignará al Distribuidor con contratos suscritos en virtud de licitaciones aprobadas por la Comisión.”

CAPITULO II

COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN

“Artículo 51. Coordinación de la Operación. (Reformado por el artículo 23, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista realizará la coordinación de la operación del Mercado Mayorista, la que comprende: la Programación del Despacho de Carga de Largo y Corto Plazo, la operación en tiempo real y el pos despacho, de acuerdo a los principios y metodología de las Normas de Coordinación.”

Artículo 52. Programación de Largo Plazo. (Reformado por el artículo 24, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista realizará la Programación de Largo Plazo, para el Año Estacional y enviará los resultados preliminares a los Participantes del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, los que podrán enviar observaciones dentro de los plazos que se establezcan en las Normas de Coordinación.

El Administrador del Mercado Mayorista deberá analizar las observaciones recibidas y realizar los ajustes que considere justificados para elaborar el Informe Final de la Programación de Largo Plazo, con el fin de representar las condiciones probables en

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

el Mercado Mayorista, siendo esta programación de carácter indicativo.”

Artículo 53. Modelos para simulación de la operación. Los modelos para la simulación y optimización de la operación a largo plazo, semanal y para el Despacho diario, deberán representar adecuadamente la demanda y la oferta del parque de generación, la red de transporte, las interconexiones, las restricciones operativas, los requerimientos de calidad y de Servicios Complementarios, utilizando como criterio minimizar el costo total de operación. Los modelos y sus modificaciones podrán ser auditados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 54. Objetivos de la Programación de Largo Plazo. Los objetivos básicos de la Programación de Largo Plazo son los siguientes:

- a) Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación del Mercado Mayorista, optimizando el uso de los recursos energéticos en función de hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.
- b) Detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en centrales hidroeléctricas y riesgos de desabastecimiento.
- c) Determinar la necesidad de Servicios Complementarios, realizando los estudios técnico económicos para cuantificar los márgenes de reserva.
- d) Calcular los costos mayoristas previstos para el traslado a tarifas para cada Agente Distribuidor.

Artículo 55. Actividades de la Programación de Largo Plazo. Para realizar la Programación de Largo Plazo, el Administrador del Mercado Mayorista deberá:

- a) Efectuar los estudios técnicos y económicos, necesarios para determinar los Factores de Pérdidas Nodales de Energía, previstos para el período y los niveles óptimos de reserva y seguridad, asociados a los Servicios Complementarios, para el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, con criterios de calidad y confiabilidad.

- b) Elaborar el programa de mantenimiento mayor, entendiéndose este como toda salida prevista de una unidad generadora o de un equipo del Sistema de Transporte o Distribución, por un período mayor a tres días. Para el efecto, el Administrador del Mercado Mayorista recibirá de los Participantes del Mercado Mayorista su programa de mantenimientos mayores, así como información general del mantenimiento preventivo, y de emergencia, dentro de los plazos establecidos en las Normas de Coordinación Operativa. Mediante reuniones e intercambios de información entre el Administrador del Mercado Mayorista y los involucrados, se coordinarán los ajustes necesarios al programa.

- c) Realizar los estudios eléctricos que permitan determinar los límites máximos de transporte de cada línea del Sistema Nacional Interconectado e identificar otras restricciones operativas.

“Artículo 56. Cálculo de Potencia Firme. (Reformado por el artículo 25, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista determinará la Potencia Firme de cada central Generadora de los Participantes Productores sobre la base de los contratos de potencia del Mercado a Término, para el cubrimiento de Demanda Firme.”

“Artículo 57. Cálculo de la Oferta Firme Eficiente. (Reformado por el artículo 26, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista, como mínimo dos meses antes del inicio del Año Estacional, calculará la Oferta Firme Eficiente de cada unidad o central generadora del Mercado Mayorista o la relacionada con las Transacciones Internacionales.

La Oferta Firme Eficiente de las centrales generadoras basadas en recursos renovables será su Oferta Firme, calculada para el período de máximo requerimiento térmico. Para las centrales generadoras térmicas se calculará sobre la base de la eficiencia económica de sus costos variables de generación.

La Oferta Firme Eficiente relacionada con las Transacciones Internacionales se establecerá sobre la base de

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

la firmeza del contrato, entendiéndose como tal que dicho contrato cubra por lo menos el Año Estacional corriente, que tenga garantía de suministro, disponibilidad y que defina la potencia comprometida y la metodología de cálculo de costo variable.

La Oferta Firme Eficiente se calcula en función de la Oferta Firme y la eficiencia económica de cada central generadora con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el Sistema Nacional Interconectado o según las características de la unidad generadora relacionada con la Transacción Internacional correspondiente. El cálculo de la Oferta Firme Eficiente para cada central generadora o Transacción Internacional se realizará de acuerdo con lo establecido en las Normas de Coordinación.”

Artículo 58. Oferta Firme Disponible. Al finalizar cada mes, el Administrador del Mercado Mayorista calculará para cada Participante Productor:

- a) Su Oferta Firme Disponible total, como la suma de la Oferta Firme Disponible de sus unidades generadoras que no estén comprometidas en contratos para cubrir reserva o desvíos de potencia, más la Oferta Firme Disponible de las unidades generadoras contratadas para cubrir reserva o desvíos de potencia.
- b) El desvío de potencia del mes, como la diferencia entre la Potencia Firme comprometida en los contratos de potencia de dicho Participante y su Oferta Firme Disponible total.

Artículo 59. Ajustes a la Programación de Largo Plazo. Para realizar las modificaciones a las previsiones para el resto del período que define la programación de largo plazo, así como el cálculo de nuevos Factores de Pérdidas Nodales de Energía, el Administrador del Mercado Mayorista efectuará los ajustes a la programación de largo plazo tomando en cuenta los registros y resultados de la operación, para lo cual los Participantes del Mercado Mayorista deberán suministrar los ajustes a su información original.

Artículo 60. Programación semanal. El Administrador del Mercado Mayorista realizará la programación semanal, cuyo objetivo es obtener e informar a los Parti-

cipantes del Mercado Mayorista de las previsiones de la energía a generar en cada central durante la semana, sobre la base del Despacho, precios de oportunidad previstos y otros datos que se establezcan en las Normas de Coordinación Comercial. En dicha programación se identificará además el inicio o la finalización de fallas de larga duración y fallas de corta duración.

Artículo 61. Despacho diario. El Administrador del Mercado Mayorista realizará el Despacho diario, incluyendo:

- a) Programa de carga;
- b) Riesgo de desabastecimiento, con el seguimiento de fallas de larga duración, comienzo o fin de fallas de corta duración y, de corresponder, programa de restricciones al suministro;
- c) Combustibles previstos;
- d) Identificación de generación forzada;
- e) Asignación de Servicios Complementarios;
- f) Programas de intercambios por importación y exportación y programa de carga en las interconexiones internacionales;
- g) Precios de oportunidad previstos.

Artículo 62. Operación en tiempo real. El Administrador del Mercado Mayorista realizará la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales, e integra los Servicios Complementarios necesarios, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio. Esta tarea será realizada por el Centro de Despacho de Carga, de acuerdo a la condición en que se encuentre el sistema, ya sea condición de operación normal o condición de operación de emergencia, teniendo autoridad para desconectar carga y emitir ordenes de arranque y parada de unidades generadoras.

“Artículo 62 Bis. Transacciones Internacionales. (Adicionado por el artículo 27, Acuerdo Gubernati-

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

vo No. 69-2007). Los Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista (MM) podrán realizar transacciones de Importación o Exportación, según corresponda, con el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con cualquier otro mercado o país con los que el Sistema Nacional Interconectado esté conectado, según lo establecido en las Normas de Coordinación.

El Exportador, para hacer transacciones de exportación de corto plazo, deberá contar con contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente que no esté comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme o reserva de Potencia; utilizar la misma potencia para respaldar exportaciones de corto plazo y Demanda Firme, será considerado una falta grave y será sancionado con multa, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.”

Artículo 63. Mantenimientos. El Administrador del Mercado Mayorista coordinará la ejecución de los mantenimientos preventivos y de emergencia del equipamiento de generación, control y transporte, teniendo en cuenta las necesidades de potencia para cubrir el suministro de la demanda y buscando minimizar el sobre costo de operación.

Artículo 64. Maniobras operativas. Para la operación en tiempo real, el Centro de Despacho de Carga instruirá a los Participantes del Mercado Mayorista para que realicen las maniobras que determine necesarias en el cumplimiento de sus funciones; estos deberán informar al Administrador del Mercado Mayorista cualquier desviación que surja en sus valores previstos, cambios en su disponibilidad, fallas, ingreso o salida de equipos, y cualquier otro tipo de maniobra que afecte la operación y seguridad del Sistema Nacional Interconectado; a su vez, el Administrador del Mercado Mayorista deberá informar, sobre los cambios efectuados. Los Participantes tienen la obligación de adquirir e instalar todos los equipos que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para la operación en tiempo real.

Artículo 65. Posdespacho. El Administrador del Mercado Mayorista efectuará el informe del posdespacho, luego de finalizar cada día, el cuál incluye:

a) Cálculo horario del Precio de Oportunidad de la Energía.

b) Cálculo del costo por los Servicios Complementarios y su asignación de cargos a pagar a los Participantes del Mercado Mayorista que corresponda.

c) Identificación de la generación forzada, calculando los correspondientes sobre costos y su asignación de cargos a pagar a los Participantes del Mercado Mayorista que corresponda.

d) Realizar el seguimiento de fallas de corta y larga duración e informar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica su finalización o permanencia esperada

e) Estimaciones de racionamientos.

Artículo 66. Desviación respecto a la programación.

El Administrador del Mercado Mayorista debe analizar la operación realizada y las desviaciones respecto a la operación programada y los motivos de las mismas. De detectar incumplimientos, debe informar al Participante del Mercado Mayorista, quien, dentro del plazo establecido en las normas de coordinación, podrá presentar su descargo. De no existir una justificación válida, deberá el Administrador del Mercado Mayorista informar el incumplimiento a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Dentro de los plazos establecidos en las Normas de Coordinación, el Administrador del Mercado Mayorista deberá enviar a los Participantes del Mercado Mayorista los resultados del posdespacho, quienes contarán con un plazo para presentar observaciones y reclamos, transcurrido el cual, se considerará que el Participante acepta todos los resultados por los que no existan reclamos.

El Administrador del Mercado Mayorista deberá analizar todas las observaciones y reclamos, y realizar los ajustes que correspondan por aquellas que considere justificadas. Para las observaciones que rechaza, debe informar al Participante el motivo del rechazo. De no llegar a un acuerdo, el Administrador del Mercado Mayorista deberá elevar los antecedentes a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que resolverá en definitiva en un plazo no mayor de treinta días.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

CAPITULO III

ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA

Artículo 67. Informe de transacciones económicas. Al finalizar cada mes, el Administrador del Mercado Mayorista debe elaborar y enviar a cada Participante del Mercado Mayorista el Informe de Transacciones Económicas, en el que se resumen las transacciones netas de energía, potencia y servicios, realizadas durante dicho mes, discriminadas por Participante y por tipo de transacción, identificando deudores y acreedores. Las transacciones económicas que resulten en el Mercado Mayorista de los contratos de importación y exportación serán asignadas al Participante correspondiente.

Artículo 68. Sistema de medición comercial. Para la administración de las transacciones en el Mercado Mayorista se requiere un sistema de medición comercial. Los equipos de medición que especifique el Administrador del Mercado Mayorista para cada Participante, deberán ser adquiridos, instalados y mantenidos por cada uno de estos.

Artículo 69. Resultado total de las transacciones. Mensualmente el Administrador del Mercado Mayorista obtendrá el resultado total de las transacciones en el Mercado Mayorista de cada Participante. A los Participantes Transportistas, les corresponde la doceava parte de la remuneración anual por concepto de peaje y cargo de conexión, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley. A los Participantes Productores o Consumidores, les corresponde la suma de: El resultado neto por transacciones de energía, el resultado neto por transacciones de desvíos de potencia, el resultado neto de las transacciones por Servicios Complementarios, el resultado neto de los cargos por pérdidas y cargos por peaje.

Adicionalmente el Administrador del Mercado Mayorista incluirá para cada participante, la Cuota por Administración y Operación.

Artículo 70. Resultado neto de las transacciones de energía. Para obtener el resultado neto por

transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad de cada Participante Productor y Consumidor, el Administrador del Mercado Mayorista lo calculará según se establezca en las Normas de Coordinación Comercial.

Artículo 71. Desvíos de potencia. El Participante Productor que resulta en un mes con un desvío de potencia negativo, establecido como la diferencia entre su Oferta Firme Disponible total y la potencia total comprometida en los contratos en que vende potencia dicho Participante, debe comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia.

“Artículo 72. Contratación de la Demanda Firme. (Reformado por el artículo 28, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Administrador del Mercado Mayorista, como mínimo dos meses antes del inicio del Año Estacional, calculará la Demanda Firme de cada Distribuidor, Gran Usuario y Exportador, en la hora de demanda máxima anual proyectada para el Sistema Nacional Interconectado, adicionando las pérdidas y reservas necesarias que el Administrador del Mercado Mayorista determine. Para esta proyección, el Administrador del Mercado Mayorista considerará la tendencia de la demanda de los Distribuidores, Grandes Usuarios y Exportador, tomando como base los datos históricos de las demandas registradas individuales que han sido coincidentes con las Demandas Máximas del Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo a los criterios establecidos en las Normas de Coordinación. Para el caso de exportadores y nuevos consumidores en general que no cuenten con datos históricos, el cálculo de la Demanda Firme se hará sobre la base de las proyecciones que estos presenten.

El Distribuidor, Gran Usuario y Exportadores están obligados a cubrir la totalidad de su Demanda Firme mediante contratos de potencia que estén respaldados plenamente con Oferta Firme Eficiente. El incumplimiento de esta obligación será considerada falta grave sujeta a sanción de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

En los casos en que exista comercialización de demanda, el Comercializador que asume las responsabilidades del Gran Usuario deberá cubrir en todo momento la Demanda Firme de cada uno de sus clientes.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

El Distribuidor y Gran Usuario con contrato de largo plazo que temporalmente y por autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica no tenga cubierta su Demanda Firme con contratos de potencia, deberá comprar el faltante, establecido como la diferencia entre su Demanda Firme y la Demanda que tenga cubierta con contratos de potencia, mediante transacciones de desvíos de potencia. Las compras de potencia en el Mercado Mayorista serán liquidadas mensualmente según lo establecido en las Normas de Coordinación.”

“Artículo 72 Bis. Pérdida o suspensión del suministrador. (Adicionado por el artículo 29, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Si se produce el cierre definitivo de operaciones o suspensión de las transacciones en el Mercado Mayorista de un Participante Productor, el Administrador del Mercado Mayorista deberá hacerlo del conocimiento de los Participantes del Mercado Mayorista por la vía que considere conveniente. El Gran Usuario que quede sin cobertura de suministro deberá, en el plazo de sesenta días, entregar al Administrador del Mercado Mayorista una nueva planilla de contratos para el suministro de electricidad o informar de su nueva condición. Durante todo el período en que no disponga de un nuevo contrato, deberá cubrir su demanda de energía mediante compras en el Mercado de Oportunidad y la compra de potencia mediante Desvíos de Potencia. De incumplir con el plazo de sesenta días para entregar una nueva planilla de contratos de suministro de electricidad al Administrador del Mercado Mayorista o no existir disponibilidad de electricidad en el Mercado Mayorista, su demanda deberá ser desconectada.”

Artículo 73. Resultado neto de transacciones de desvío de potencia. Para obtener el resultado neto por transacciones de desvíos de potencia de cada Participante, el Administrador del Mercado Mayorista debe calcular el costo por compra y la remuneración por venta de los desvíos de potencia, valorizados al correspondiente Precio de Referencia de la Potencia.

“Artículo 74. Distribución del monto recaudado por Desvíos de Potencia. (Reformado por el artículo 30, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El monto mensual por compras de Desvíos de Potencia de Partici-

pantes Productores y de Participantes Consumidores se distribuirá entre los Generadores e Importadores que disponen de excedentes de Oferta Firme Eficiente y entre los Participantes Consumidores con excedentes de potencia, entendiendo los excedentes de potencia para los Participantes Consumidores como la diferencia entre su potencia contratada y su Demanda Firme Efectiva mensual.”

Artículo 75. Participación en prestación de servicios complementarios. Las Normas de Coordinación Operativa establecerán los principios para determinar la participación de cada unidad generadora en la prestación de Servicios Complementarios tales como: regulación de frecuencia, arranque en negro, reserva fría, reserva rápida para emergencias e imprevistos, así como los requisitos técnicos de producción o absorción de la potencia reactiva que el Administrador del Mercado Mayorista le requiera, sobre la base de la curva de capacidad informada. Asimismo deberán establecer las obligaciones de Transportistas, Distribuidores y Grandes usuarios respecto a su participación en la producción o absorción de potencia reactiva.

Artículo 76. Asignación de los servicios complementarios. El Administrador del Mercado Mayorista debe asignar los Servicios Complementarios de acuerdo a los márgenes de reserva y niveles de calidad establecidos en las Normas Técnicas, respetando los criterios aprobados en la programación de largo plazo y teniendo en cuenta el costo económico que resulta de dicha asignación. Debe evitar reducir generación de una central hidroeléctrica para asignarle reserva como servicio complementario, si ello la lleva a vertimiento.

Artículo 77. Resultado neto de transacciones por servicios complementarios. El resultado neto por Servicios Complementarios de cada Participante está dado por la remuneración correspondiente a los servicios aportados, menos las compras por los restantes servicios requeridos, menos los cargos por incumplimiento en sus compromisos relativos a dichos servicios.

Artículo 78. Cargo por pérdidas. El Administrador del Mercado Mayorista calculará mensualmente un cargo por pérdidas para los Participantes Productores

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

y para los Exportadores, calculado con la valorización de su energía producida al precio de oportunidad y del factor de pérdidas nodales, correspondiente al nodo de vinculación de la central, o al nodo de interconexión si es un Importador o Exportador, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en las Normas de Coordinación.

Artículo 79. Valor económico de las pérdidas. El valor económico de las pérdidas totales se calculará mensualmente como el monto que resulta de valorizar la diferencia entre la generación de los Participantes Productores y la energía entregada a los Participantes Consumidores al Precio de Oportunidad de la Energía.

Artículo 80. Resultado neto del cargo por pérdidas. El cargo por pérdidas total a pagar por los Distribuidores, Grandes Usuarios y Comercializadores que demandan potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista, está dado por el valor económico de las pérdidas totales menos los Cargos por Pérdidas abonados por Participantes Productores y Exportadores. Mensualmente cada uno de ellos pagará un Cargo por Pérdidas, que se obtiene repartiendo el cargo por pérdidas total a pagar por todos ellos, en forma proporcional a su energía consumida.

“Artículo 81. Cargos por Transporte. (Reformado por el artículo 31, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Los Generadores y los Importadores deberán abonar al Administrador del Mercado Mayorista, el monto total de los peajes del Sistema de Transporte, principal y secundario, que corresponda cobrar por los Transportistas. Estos cargos se asignan en proporción a la Potencia Firme de cada Generador o Transacción Internacional, según los criterios establecidos en las Normas de Coordinación”.

Artículo 82. Cargos por pérdidas y peajes de productores que entregan en el nodo de la central. Para los Participantes Productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, no se incluirá los cargos de pérdidas y peaje correspondientes a las unidades generadoras comprometidas. Dichos cargos serán asignados al Participante Consumidor respectivo.

Artículo 83. Obligaciones de pago. Cada uno de los Participantes del Mercado Mayorista tiene la obligación de hacer efectivos los pagos resultantes de sus transacciones en el Mercado Mayorista de acuerdo a la información contenida en el documento de transacciones económicas, dentro de los plazos y formas que definan los procedimientos para liquidación y facturación de las Normas de Coordinación Comercial.

Artículo 84. Incumplimiento en el pago. En caso de incumplimiento en el pago, en el plazo establecido, se aplicará un cargo adicional.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica podrá aplicar otras sanciones, incluyendo la suspensión de dicho Participante en la operación comercial en el Mercado Mayorista y el corte del suministro, hasta que se encuentre solvente en cuanto a sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones en el Mercado Mayorista. Todo lo anterior no lo exime de otras responsabilidades que se derivaran de dichos incumplimientos.

Artículo 85. Observaciones al informe de transacciones económicas. Dentro de plazos definidos en las Normas de Coordinación Comercial, los Participantes del Mercado Mayorista podrán presentar al Administrador del Mercado Mayorista reclamos y observaciones al Informe de Transacciones Económicas. El Administrador del Mercado Mayorista deberá responder al reclamo dentro del plazo establecido en las Normas de Coordinación Comercial. Transcurrido dicho plazo y de no existir acuerdo, el reclamo será elevado a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para su resolución definitiva, en un plazo no mayor de treinta días.

En tanto un reclamo sea resuelto, el Participante deberá cumplir con sus obligaciones de pago, incluyendo el pago en cuestión y los subsiguientes. Una vez resuelto un reclamo, las diferencias que surjan entre los montos pagados o cobrados y los que corresponden al reclamo serán asignados a la facturación del mes siguiente.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

CAPITULO IV

PRECIOS Y COSTOS A TRASLADAR A TARIFAS DE DISTRIBUCION

Artículo 86. Costos asociados a contratos. Para cada Distribuidor los costos asociados a los contratos existentes y a los contratos de potencia que realicen mediante licitación abierta serán trasladados a las tarifas de usuarios finales de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley. Estos costos serán calculados por el Administrador del Mercado Mayorista siguiendo los procedimientos para la programación de largo plazo y cálculo de precios a trasladar a tarifas, de las Normas de Coordinación Comercial.

Artículo 87. Precios por banda horaria. El Administrador del Mercado Mayorista deberá obtener como resultado de la programación de largo plazo, la proyección de resultados medios esperados para los períodos de vigencia de las tarifas de los Distribuidores, discriminados en cada banda horaria que defina la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Inicialmente se definen tres bandas horarias, correspondientes a los períodos de máxima, media y mínima demanda definidos por:

- a) Banda de punta - período de máxima demanda -: 18 a 22 horas.
- b) Banda intermedia - período de demanda media -: 06 a 18 horas.
- c) Banda de valle - período de demanda mínima -: 22 a 06 horas.

Artículo 88. Informe de costos mayoristas. Para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los Distribuidores, el Administrador del Mercado Mayorista deberá elaborar el informe de costos mayoristas, en las bandas horarias definidas. El Administrador del Mercado Mayorista calculará el costo de la compra mayorista de energía en sus componentes de mercado a término y mercado de oportunidad. Asimismo adicionará las siguientes componentes de costos:

- a) Servicios Complementarios que no correspondan a reserva de potencia;
- b) Sobrecostos por generación forzada;
- c) El cargo por pérdidas como participante consumidor, más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central;
- d) Los cargos por peaje atribuibles a los contratos de potencia de participantes Distribuidores que compran en el nodo de la central;
- e) La cuota por Administración y Operación y toda cuota a pagar al Administrador del Mercado Mayorista por su administración.

Artículo 89. Publicación del informe de costos mayoristas. El Administrador del Mercado Mayorista deberá elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el informe de costos mayoristas. Para cada Distribuidor, deberá calcular el costo de su Demanda Firme con el precio de la potencia de los contratos que hayan sido adjudicados de acuerdo con lo establecido en las Normas Técnicas, sumando el valor de las transacciones por desvíos de potencia con el Precio de Referencia de la Potencia y los cargos previstos por Servicios Complementarios correspondientes a reserva de potencia. Incluirá en el mismo informe el cálculo del Saldo del Costo de la Potencia (SCP) definido en el Reglamento de la Ley.

Artículo 90. Diferencia entre costos mayoristas reales y previstos. Al finalizar cada mes, el Administrador del Mercado Mayorista deberá calcular las diferencias que resultan para cada Distribuidor, entre sus costos mayoristas reales y los costos previstos en el Informe de Costos Mayoristas de Agentes Distribuidores.

Trimestralmente, el Administrador del Mercado Mayorista deberá elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica un informe que identifica y totaliza las diferencias registradas en el trimestre para trasladar como ajuste a las tarifas.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

TITULO IV CAPITULO UNICO DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1. Integración de la primera Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Para efectos de integrar la primera Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, se establece el siguiente procedimiento:

- a) Dentro de los tres días siguientes contados a partir de la publicación de este reglamento, el Ministerio convocará en el Diario Oficial y en uno de los de mayor circulación a los Participantes del Mercado Mayorista para acreditarse en el Registro que para el efecto establezca.
- b) El Ministerio convocará a cada grupo de Generadores, Transportistas y Distribuidores, acreditados, para que procedan a la elección de sus representantes, titular y suplente. El número de votos que corresponderá proporcionalmente a cada uno de estos Participantes será determinado sobre la base de la información del año 1997, disponible en los informes o boletines estadísticos de INDE y EEGSA y según los siguientes criterios: Para los Generadores de acuerdo a su capacidad instalada, para los Distribuidores según sus ventas de energía eléctrica al detalle; y para los Transportistas en función de la longitud de líneas de transmisión de 230 kV que les pertenezcan.
- c) Los representantes, titular y suplente, de los Comercializadores y Grandes Usuarios serán nombrados por el Ministerio;
- d) En caso que al término del período para el cual fueron electos aun no existan agrupaciones de Comercializadores o Grandes Usuarios registrados en el Ministerio, su nombramiento será de la forma estipulada en el literal anterior.

Esta Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista quedará integrada a más tardar veinte días después, contados a partir de la publicación de este reglamento en el Diario Oficial.

Artículo 2. Renovación parcial de la Junta Directiva. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Con el fin de lograr la renovación parcial de la primera Junta Directiva, dos de sus representantes ejercerán el cargo solamente por un año; estos serán seleccionados mediante sorteo entre los miembros de la Junta Directiva, antes del vencimiento del primer año. Las agrupaciones de Participantes del Mercado Mayorista que deban reemplazar a sus miembros elegirán nuevamente a sus representantes, quienes ejercerán sus funciones por dos años.

Artículo 3. Funciones adicionales de la primera Junta Directiva. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Adicionalmente a las funciones descritas en este reglamento, la primera Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista deberá llevar a cabo las siguientes:

- a) En su primera sesión, elegir al primer Presidente y establecer el orden de sucesión de las agrupaciones para ocupar dicho cargo.
- b) Elaborar y aprobar el primer presupuesto.
- c) Definir los mecanismos de cobro de las cuotas mensuales, de conformidad con el artículo 29 de este reglamento.
- d) Implementar la infraestructura física y orgánica del Administrador del Mercado Mayorista, necesaria para iniciar operaciones, a más tardar 30 días después de estar integrada.

Artículo 4. Financiamiento durante el primer año. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Para el primer año, las cuotas mensuales, empezarán a cobrarse a partir de la fecha de integración de la primera Junta

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, calculada de la siguiente manera:

- a) Los Generadores y Comercializadores pagarán el cero punto cincuenta y cinco por ciento (0.55%) del valor total facturado por ventas de energía y potencia, en el mes anterior;
- b) Los Distribuidores y Grandes Usuarios pagarán el cero punto tres por ciento (0.3%) del valor total mensual de sus compras de energía y potencia;
- c) Los Agentes Transportistas pagarán el cero punto tres por ciento (0.3%) del valor total mensual facturado por peaje, derivado de sus servicios de transporte.

Artículo 5. Coordinación temporal de la operación. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Mientras el Centro de Despacho de Carga carezca del equipamiento y facilidades necesarias para la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado, el Centro Nacional de Operaciones del Instituto Nacional de Electrificación continuará realizando esta función en coordinación con el Administrador del Mercado Mayorista y bajo condiciones a establecer entre las partes, en un plazo no mayor de treinta días a partir de la integración de la primera Junta Directiva.

Artículo 6. Adquisición de equipos de medición. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). El Administrador del Mercado Mayorista deberá evaluar los equipos de medición actualmente utilizados por los Participantes del Mercado Mayorista, para determinar si pueden adaptarse al sistema de medición comercial definido en las Normas de Coordinación Comercial. En los casos en que se estime que es necesaria la instalación de nuevos equipos de medición, el Administrador del Mercado Mayorista procederá a adquirirlos mediante concurso público y a instalarlos en un plazo de un año a partir de la integración de la primera Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. El costo de los equipos de medición y su instalación deberá ser pagado por cada Participante del Mercado Mayorista conforme liqui-

dación presentada por el Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 7. Procedimiento temporal de cálculo de las transacciones. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). En tanto se instala y se inicia la operación del sistema de medición comercial definido en las Normas de Coordinación Comercial, el Administrador del Mercado Mayorista calculará y valorizará las transacciones entre Participantes del Mercado Mayorista, utilizando los equipos de medición existentes. El Administrador del Mercado Mayorista estimará las cantidades que no puedan ser obtenidas por dichos equipos, mediante un procedimiento transitorio aprobado por la Junta Directiva.

Artículo 8. Exactitud en la medición. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). En los casos en que el equipo de medición de un Participante del Mercado Mayorista incluya transformadores de corriente con una exactitud menor a la establecida en las Normas de Coordinación Comercial, el Administrador del Mercado Mayorista podrá autorizar el uso de ese equipo, con la salvedad que calculará el error en la medida. Si el equipo referido pertenece a un Participante Productor, el error se descontará de la lectura de sus medidores y si pertenece a un Participante Consumidor, se sumará a la lectura de sus medidores.

Artículo 9. Disposiciones iniciales. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Al iniciar el funcionamiento y coordinación del Mercado Mayorista, se aplicarán las siguientes disposiciones:

- a) Se considerará toda la Oferta Firme como Oferta Firme Eficiente. No se aplicará el procedimiento para su cálculo que se indica en este Reglamento
- b) No se tendrá en cuenta a la Máquina de Falla en el cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía

A propuesta de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Ministerio determinará el momento propicio para implementar gradualmente las normas de

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Oferta Firme Eficiente y la consideración de Máquina de Falla en el cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía.

Artículo 10. Bases de datos. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Para que el Administrador del Mercado Mayorista pueda iniciar la programación y el Despacho, el INDE y la EEGSA le proporcionarán las bases de datos requeridas para este proceso, que entre otras incluye datos de generación, de demanda y del sistema de transmisión.

Artículo 11. Control, supervisión y uso de frecuencias. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). En los casos en que sea requerido por el Administrador del Mercado Mayorista, el INDE, la EEGSA y demás Participantes, permitirán la conexión física a través de cualquier medio de comunicación entre sus sistemas de control supervisorio (SCADA) y el sistema de control supervisorio del Administrador del Mercado Mayorista, así como el uso de sus frecuencias de comunicación para obtener la información de la operación en tiempo real.

Artículo 12. Plazo para contratar potencia. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). Se establece un período de transición de dos años a partir de la publicación del presente reglamento, en el cual los Distribuidores podrán cubrir su Demanda Firme mediante transacciones de desvíos de potencia. Transcurrido este plazo, los Distribuidores deberán contar con los respectivos contratos de potencia para el cubrimiento de su Demanda Firme.

Artículo 13. Vigencia. (Transitorio, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 del 25 de mayo de 1998, publicado el 1/6/1998). El presente Acuerdo empieza a regir al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 32. Vencimiento y conformación de nueva Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). A partir de la vigencia de este Acuerdo, todos los representantes de los Agentes y Grandes Usuarios que actualmente formen parte de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, pasan a ser titulares y permanecerán en sus cargos hasta que venza el periodo para el cual fueron electos.

Artículo 33. Gradualidad de implementación. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Para la implementación del cálculo de la Oferta Firme Eficiente se establece una gradualidad de aplicación de cuatro años a partir de la vigencia del presente Acuerdo. Para el caso de las Transacciones Internacionales, la Oferta Firme Eficiente y Demanda Firme de cada Transacción Internacional, así como la participación en el cálculo del Precio de Oportunidad de la Energía, se aplicará al entrar en operación el Proyecto SIEPAC o la Interconexión con México, según la fecha de inicio de operación de cada proyecto.

Artículo 34. Período de adecuación. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). Se establece un período máximo de tres meses para que el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista, en forma conjunta, adecuen las Normas de Coordinación y procedimientos a los criterios y disposiciones contenidas en el presente Acuerdo Gubernativo. El Ministerio de Energía y Minas por medio de acuerdo ministerial podrá ampliar el plazo del periodo de adecuación relacionado.

El Administrador del Mercado Mayorista debe emitir una Norma de Coordinación que establezca los procedimientos para el tratamiento de las interrupciones del suministro por incumplimiento o fraude, la responsabilidad y fiscalización de los equipos de medición.

Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista

Artículo 35. Vigencia. (Transitorio, reformas Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El presente Acuerdo empieza a regir el día siguiente a su publicación en el Diario de Centro América.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 299-98 fue publicado el 1 de junio de 1998, en el Diario Oficial y entró en vigencia el 2 de junio de 1998.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 69-2007 fue publicado el 5 de marzo de 2007, en el Diario de Centro América y entró en vigencia el 6 de marzo de 2007.

COMUNIQUESE

ALVARO ARZU

EL MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS

LEONEL LOPEZ RODAS



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
REPUBLICA DE GUATEMALA



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

www.mem.gob.gt

Diagonal 17 29-78, Zona 11, Las Charcas

Tels.: 2477-0382, 2442-5003, 2476-0680

Fax: 2476-8506

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

www.cnee.gob.gt

cnee@cnee.gob.gt

PBX: 2366-4218 FAX: 2366-4202