



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



RESOLUCION NO. 236

CONSIDERANDO (1): Que es necesario reglamentar todas aquellas materias contenidas en la Resolución No. 45 dictada por esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio en fecha 18 de marzo de 1998 (en lo adelante "La Resolución"), para regular el sub sector eléctrico en la República Dominicana que requieren de normas complementarias para su aplicación.

CONSIDERANDO (2): Que la Superintendencia de Electricidad (en lo adelante "La Superintendencia") se encuentra bajo la dependencia de esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio, y en ese sentido, de conformidad con lo que prevé la Ley No. 290 del 30 de junio de 1966, compete a esta Secretaría la fijación y aplicación de las políticas de energía del Gobierno, y en consecuencia, las normas que se dictan a continuación, son obligatorias tanto para dicho organismo supervisor, como para todas las personas naturales y jurídicas que intervienen en la generación, transmisión y distribución y comercialización de electricidad, así como en la construcción, fabricación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

VISTAS: La Ley Orgánica de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio No. 290 del 30 de junio de 1966 y su reglamento de aplicación promulgado mediante Decreto No. 186 del 12 de agosto de 1966 y la Resolución No. 235 dictada por esta Secretaría de Estado de Industria y Comercio, en fecha 29 de OCTUBRE de 1998.

El Secretario de Estado de Industria y Comercio, en ejercicio de sus facultades legales:

RESUELVE:

"REGLAMENTO TÉCNICO PARA
LAS OPERACIONES DEL SUB-SECTOR ELECTRICO"

TITULO I

AMBITO DE APLICACION DE LA PRESENTE RESOLUCION.
DE LAS INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICO



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 1. El presente reglamento rige a todas las empresas actualmente dedicadas a la explotación de obras eléctricas, y a todas aquellas que pudieran instalarse en la República Dominicana, en el futuro.

ARTICULO 2. Para los fines de esta resolución reglamentaria se considerarán las siguientes definiciones:

- a) **Central Marginal:** Se refiere a la o las unidades generadoras que en un despacho optimo de carga incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.
- b) **Central Térmica:** todo generador que trabaja en base a combustibles fósiles.
- c) **Comercializador:** aquella entidad que compra electricidad para venderla a terceros.
- d) **Empresa eléctrica:** Toda entidad cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transmisión o distribución de electricidad, para comercializarla con terceros.
- e) **Empresa generadora:** aquella empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias centrales eléctricas.
- f) **Empresa de transmisión:** aquella empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar un sistema de transmisión para dar servicio de transporte de electricidad desde un punto a otro de dicho sistema.
- g) **Empresa distribuidora:** aquella empresa eléctrica que opera un sistema de distribución y es responsable de abastecer de electricidad a sus usuarios finales.
- h) **Gran usuario:** usuario que supera el tamaño a que se refiere el art. 83 de esta resolución y que contrata su abastecimiento de electricidad a precios no regulados.
- i) **Líneas de Transmisión Radiales:** Son aquellas líneas de transmisión que en caso de encontrarse fuera de servicio dejan aislado de la Red Principal de Transmisión al generador o centro de consumo al cual se conectan.
- j) **Mercado Spot:** Es el conjunto de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo no basado en contratos a término.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



- k) **Nodo de Referencia:** En el sistema eléctrico interconectado dominicano es la subestación eléctrica de Palamara que por definición tiene un factor nodal igual a uno.
- l) **Organismo Coordinador:** de conformidad con el art. 8 de "La Resolución", es el organismo que se integra para la coordinación que realiza la Superintendencia de Electricidad de las operaciones de las empresas eléctricas de generación y transmisión, así como de los autoprodutores y los cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema.
- m) **Red Principal de Transmisión:** Incluye todas las líneas de transmisión que no son radiales.

TITULO II

DE LA PUESTA EN SERVICIO Y EXPLOTACION DE LAS OBRAS Y DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

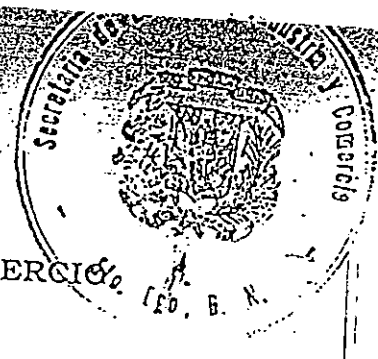
CAPITULO I

DE LA PUESTA EN SERVICIO

ARTICULO 3. La instalación de toda obra nueva de generación, transmisión o distribución de electricidad, o de partes de ella, deberá ser informada previamente a la Superintendencia, con por lo menos 60 días de anticipación a la fecha de su puesta en servicio. La comunicación escrita estará acompañada de una breve descripción de las obras que se ofrecen en explotación, de un estudio del impacto ambiental de las mismas, así como de la fecha programada de su puesta en servicio. La Superintendencia asignará un número correlativo, anotará la fecha de la comunicación en un registro que llevará al efecto, y entregará al interesado un comprobante de esta anotación.

Párrafo: En el caso de obras de generación y transmisión se deberá presentar un estudio eléctrico que contendrá por lo menos análisis de corto circuito, flujo de carga y estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado para su aprobación por la Superintendencia.

ARTICULO 4. La Superintendencia, una vez efectuada la verificación a que se refiere el artículo 33 de "La Resolución" anotará este hecho en el registro y entregará al interesado un certificado, en el que conste dicha circunstancia. En el caso de rechazo, la Superintendencia deberá comunicar las causas precisas al interesado, quien podrá presentar nuevamente la comunicación. En el caso de no ser comunicada la aceptación o rechazo dentro del plazo del artículo 33 de la Resolución, se entenderá de pleno derecho la verificación. El interesado podrá solicitar a la Superintendencia una constancia de que en el libro de registro la comunicación a que se refiere este artículo figura sin



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

verificar.

CAPITULO II

CONDICIONES TECNICAS Y DE CALIDAD DE SERVICIO

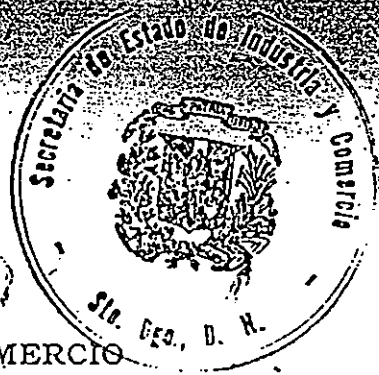
ARTICULO 5. La Superintendencia dictará los pliegos de normas técnicas que deberán cumplir las obras e instalaciones eléctricas. Estos pliegos podrán ser modificados periódicamente, en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias. Las normas que dicte la Superintendencia se aplicarán a las nuevas instalaciones, salvo que la norma establezca expresamente su aplicación obligatoria a las instalaciones existentes a la fecha de su emisión, cuyo caso se establecerá un plazo razonable de adaptación.

ARTICULO 6. La calidad del suministro de electricidad de las empresas distribuidoras de servicio público que operen en sistemas cuyo tamaño sea superior a 2,0 megavatios de capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad, contenido de armónicas y otros, corresponderá a los estándares normales que se definen en los artículos siguientes. En los sistemas cuyo tamaño sea inferior o igual a 2,0 megavatios en capacidad instalada de generación, la calidad de suministro será establecida de común acuerdo entre el beneficiario del contrato y la municipalidad respectiva, previa aprobación por la Superintendencia. Los usuarios no podrán exigir calidades especiales de servicio por encima de dichos estándares, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquellos que lo requieran el adoptar las medidas necesarias para lograrlas.

ARTICULO 7. La operación de un sistema eléctrico quedará limitada a mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos diez por ciento en torno a la tensión nominal. Las variaciones de la tensión en la red de distribución no deberán ser superiores a cinco por ciento de la tensión nominal, salvo caso fortuito o fuerza mayor. Las tensiones nominales de las instalaciones, es decir, aquellas con las que se designa el sistema y a la que se refieren algunas de sus características de operación, serán aquellas aprobadas por la Superintendencia en virtud de lo dispuesto en el artículo 5.

ARTICULO 8. La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, será 60 Hz. Las condiciones técnicas para regular la frecuencia en dichos sistemas deberán ser tales, que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro de los siguientes rangos:

- a) 59,85 a 60,15 Hz durante el 99% del tiempo
- b) 59,75 a 60,25 Hz durante el 99,8% del tiempo



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARÍA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Párrafo: Cada generador integrante del sistema eléctrico interconectado deberá poner a disposición del organismo coordinador el margen de reserva de regulación necesario para satisfacer tales condiciones, mediante sus propias unidades generadoras o bien mediante acuerdo comercial con otros generadores integrantes del sistema. Los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3 y -2 Hz.

ARTICULO 9. Las empresas eléctricas de transmisión y de distribución, participantes en un sistema interconectado, serán responsables por el control del flujo de energía reactiva en los puntos de intercambio. El Organismo Coordinador establecerá los límites de intercambio de potencia reactiva que cada distribuidor y empresa de transmisión pueden realizar para mantener los niveles de tensión previstos en el artículo 7 de esta resolución

Párrafo: Los generadores despachados están obligados a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con las características de diseño de sus unidades generadoras.

ARTICULO 10. Los equipamientos del sistema eléctrico deberán tener un adecuado funcionamiento ante las siguientes distorsiones en la forma de onda de la tensión:

- a) El nivel máximo de distorsión de armónicas, en condiciones normales de operación, deberá ser inferior a los límites establecidos por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE).
- b) En condiciones normales, la componente de secuencia inversa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del uno por ciento de la tensión nominal.
- c) El pestañeo deberá mantenerse dentro de límites que sean reconocidos en normas internacionalmente aceptadas.

ARTICULO 11. Dentro de los límites establecidos en esta resolución y previa aprobación por la Superintendencia, los beneficiarios de los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas relacionadas con el servicio público de distribución (en lo adelante "Los Beneficiarios de Distribución") podrán imponer condiciones técnicas al suministro a sus usuarios, tales como exigencias de puesta a tierra, inyección máxima de armónicas, pestaños, etc.

ARTICULO 12. La obligación de mantener calidad de servicio no regirá durante condiciones de fuerza mayor o de caso fortuito.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



CAPITULO III

CONDICIONES GENERALES DE SEGURIDAD

ARTICULO 13. Es deber de "Los Beneficiarios" y, en general, de todo propietario de instalaciones eléctricas mantener sus instalaciones en buen estado de servicio y en condiciones de evitar todo peligro para las personas o cosas.

ARTICULO 14. Cuando los planos de una instalación no destaquen claramente la disposición de sus partes, los circuitos y los aparatos que la componen deben estar identificados en placas, etiquetas u otro medio apropiado.

ARTICULO 15. Todas las estructuras de soporte de líneas eléctricas aéreas deben llevar una clave de identificación con numeración secuencial.

ARTICULO 16. La construcción de líneas eléctricas subterráneas deberá contar con planos puestos al día. Las marcas e identificaciones sobre los cables y sus accesorios deberán ser transcritas a estos planos. Los propietarios de estas líneas estarán obligados a poner a disposición los planos puestos al día a los Ayuntamientos correspondientes y sus contratistas, cuando éstos lo soliciten.

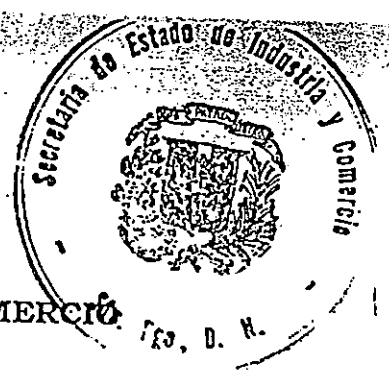
ARTICULO 17. Los cruces de las líneas de transmisión y de distribución, con ríos, canales, vías férreas, puentes, acueductos, caminos, calles y otras líneas eléctricas, se ejecutarán conforme con las siguientes pautas básicas, salvo que la Superintendencia dicte una norma distinta sobre la materia:

- a) Los cruces se harán preferentemente en ángulo recto;
- b) La altura mínima de los conductores sobre los caminos será de seis metros;
- c) Como regla general, los conductores de mayor tensión deberán cruzar por encima de aquellos de menor tensión.
- d) En los cruces, las estructuras soportantes se diseñarán para resistir los esfuerzos normalmente considerados en su cálculo, incluyendo aquellos provenientes de suponer la rotura de conductores en cualquiera de los tramos adyacentes. El coeficiente de seguridad será por lo menos igual a tres.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 18. Las instalaciones de los usuarios deben poder ser desconectada de la red mediante un dispositivo de corte que pueda estar en funcionamiento aunque no haya carga. Si los clientes son alimentados en tensiones superiores a 1,000 voltios este dispositivo debe poder ser bloqueado en posición de abierto mediante un mecanismo apropiado.

ARTICULO 19. No se permite utilizar como conductor activo: la tierra, una masa, una unión equipotencial o un conductor de tierra de protección. Esta prohibición no se aplica a la eventual puesta a tierra de puntos neutros o de conductores neutros, ni al uso de dispositivos de seguridad o protección que utilicen la tierra como circuito de retorno. Tampoco rige esta prohibición para el uso del mar como conductor activo en casos de emergencia.

ARTICULO 20. En los lugares donde puedan encontrarse personas, los conductores activos y las partes conductoras destinadas a estar bajo tensión deben estar fuera del alcance de esas personas. Esto puede realizarse ya sea por distancia, por la interposición de obstáculos eficaces o mediante aislación.

ARTICULO 21. Las líneas eléctricas subterráneas enterradas directamente en la tierra deberán ser protegidas contra las averías que les puedan ocasionar el asentamiento de la tierra, el contacto con cuerpos duros o el impacto de herramientas metálicas manuales.

ARTICULO 22. Las empresas eléctricas no podrán energizar instalaciones cuya puesta en servicio no haya sido efectuada de acuerdo con lo establecido en el artículo 33 de "La Resolución".

CAPITULO IV

**LA COORDINACION DE LA OPERACION DE LAS CENTRALES
GENERADORAS Y LINEAS DE TRANSMISION**

A) PROCEDIMIENTOS DE OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

ARTICULO 23. La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad, despachada por el Centro de Control de Energía y de acuerdo con los programas de operación establecidos por el Organismo Coordinador, los cuales serán de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes, salvo causas de fuerza mayor.

ARTICULO 24. Las desviaciones de los programas de operación respecto de la realidad serán



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

resueltas por el Centro de Control de Energía de acuerdo a pautas preestablecidas por el Organismo Coordinador. El Centro de Control informará al Organismo Coordinador de las desviaciones producidas y de sus causas, para que se adopten las medidas correctivas que correspondan..

ARTICULO 25. La programación de largo plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos 48 meses, expresada en bloques horarios de energía para días típicos de consumo. Esta programación deberá ser actualizada cada año.

ARTICULO 26. La programación de mediano plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos 12 meses, expresada en bloques horarios de energía para los días típicos de consumo. Esta programación deberá ser actualizada cada mes.

ARTICULO 27. La programación de corto plazo será definida diaria y semanalmente. En la programación semanal se indicará, la generación media horaria de las diversas unidades generadoras y la transferencia prevista de energía en las líneas del sistema de transmisión, para cada una de las 24 horas de cada día. Además, la programación indicará la topología de funcionamiento del sistema de transmisión y la condición de aquellas unidades generadoras y componentes del sistema de transmisión que se encuentren en mantenimiento. La programación diaria será efectuada de acuerdo con los programas y políticas establecidas en la programación semanal, con detalle horario de cada una de las 24 horas del día siguiente.

ARTICULO 28. La programación de corto, mediano y largo plazo se determinará con estudios de planificación de la operación, que garanticen una operación confiable y de mínimo costo económico, que lleve a minimizar los costos de operación, mantenimiento y desabastecimiento, para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones.

ARTICULO 29. Las previsiones de demanda de potencia y energía serán determinadas por el Organismo Coordinador, para el corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los antecedentes de demanda prevista que comunicarán los generadores, para sus contratos de largo plazo, y los distribuidores y usuarios no regulados para sus compras spot, y tomando en cuenta la distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

Párrafo I. El programa de obras a utilizarse deberá concordar con el último plan de obras establecido por el Organismo Coordinador.

Párrafo II. El costo de desabastecimiento será establecido anualmente por la Superintendencia en base a información suministrada por el Organismo Coordinador.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 30. Las entidades de generación y transmisión que participen en el sistema eléctrico interconectado entregarán al Organismo Coordinador la siguiente información necesaria para realizar la planificación de la operación:

- a) Estado y características topológicas del sistema de transmisión.
- b) Existencia de combustibles almacenados en las centrales
- c) Precios y calidades de los combustibles.
- d) Nivel de agua de los embalses.
- e) Caudales afluentes presentes e históricos de las centrales hidroeléctricas
- f) Característica de producción de las centrales hidroeléctricas
- g) Condiciones de operación de las unidades generadoras.
- h) Consumo específico de combustible por kWh neto entregado a la red de transmisión y costo variable no combustible de centrales termoeléctricas
- i) Otras de similar naturaleza que solicite el Organismo Coordinador.

ARTICULO 31. La información señalada en el artículo anterior, será entregada, justificada y actualizada en la forma, oportunidad y periodicidad que el Organismo Coordinador establezca.

ARTICULO 32. La información relativa a precios y calidades de los combustibles en centrales termoeléctricas, para la programación de corto y mediano plazo tendrá una vigencia mínima de dos meses. Para modificarla, se requerirá del acuerdo del Organismo Coordinador. La información del resto del período para la planificación de largo plazo será elaborada por el Organismo Coordinador, utilizando precios referenciales de combustibles del mercado internacional.

ARTICULO 33. El costo variable de producción de una unidad generadora termoeléctrica se obtiene mediante la adición del costo variable de combustible y del costo variable no combustible.

Párrafo I. El costo variable combustible se calcula como el producto del consumo específico y del precio de combustible.

Párrafo II. El costo variable no combustible, informado por cada generador, no será superior al 2% del costo variable combustible en el caso de turbinas a gas usando petróleo, al 6% en el caso de centrales de ciclo combinado usando petróleo, al 7% en el caso de centrales a vapor usando petróleo, y al 12,5% en el caso de centrales a vapor usando carbón.

B-) TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGIA



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 33. Las transferencias de potencia y energías serán expresadas en kilovatios y kilovatios-hora, respectivamente.

ARTICULO 34. El Organismo Coordinador realizará un balance proyectado de la energía firme del sistema, una vez al año. Este balance, válido para el año calendario siguiente, se efectuará obligatoriamente antes del 30 de noviembre de cada año y se comunicará a todos los agentes.

ARTICULO 35. Cada titular de unidades generadoras deberá informar al Organismo Coordinador, su demanda de energía comprometida en contratos para el siguiente año calendario, antes del 31 de Octubre, junto con la documentación que se indique. La demanda anual de energía de cada generador está determinada por la suma de la energía contratada con sus propios usuarios y con otros generadores. Esta demanda considerará las pérdidas de energía. De la misma forma, cada distribuidor y usuario no regulado, deberá informar al Organismo Coordinador, el estimado de su demanda de energía que será adquirida en el mercado spot.

ARTICULO 36. A los efectos del balance a que se refiere el artículo 34, las pérdidas de energía asociadas a los contratos de cada generador y a las compras de energía en el mercado spot por cada distribuidor y usuario no regulado se determinarán como la proporción que representa la energía de cada contrato y la energía spot en relación a la energía neta total del sistema, multiplicada por las pérdidas totales de energía del sistema eléctrico.

ARTICULO 37. La Energía Firme de un generador será determinada tomando en consideración:

a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, para un año con probabilidad de excedencia hidrológica igual o superior a la que defina el Organismo Coordinador. El valor mínimo se determinará a partir de la estadística vigente de caudales afluentes y corresponderá a un 90% de probabilidad de excedencia.

b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la disponibilidad promedio de energía. La disponibilidad promedio de energía se determinará de acuerdo con los procedimientos que para ello se señalan en el siguiente artículo.

ARTICULO 38. Los factores de disponibilidad promedio de energía para centrales termoeléctricas se determinarán tomando en consideración:

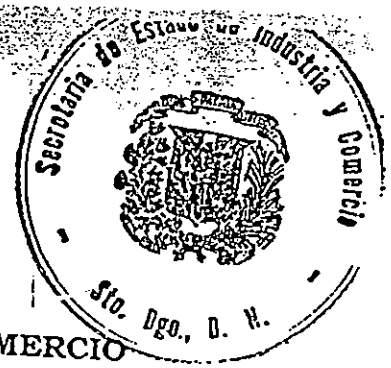
a) Las estadísticas de energía indisponible por mantenimientos y falla de las unidades.

b) En el caso de unidades nuevas o que hayan sido modificadas, los factores de disponibilidad se



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



determinarán en base a los valores típicos de las estadísticas nacionales e internacionales.

ARTICULO 39. Cada generador deberá verificar que la suma de su energía firme y la contratada con terceros, cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios. Esta verificación se efectuará antes del 30 de Noviembre de cada año, y se comunicará a todos los agentes representados en el Organismo Coordinador. Aquellos cuya suma de su energía firme y la contratada no cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios, deberán corregir esta situación antes del 31 de Diciembre de cada año.

ARTICULO 40. El Organismo Coordinador calculará para cada hora, o grupo de horas, según se establezca, el Costo marginal de Corto Plazo de Energía del sistema, en las barras de las subestaciones en que se realicen entregas y/o retiros de energía. Los costos marginales de Corto Plazo de Energía, en conformidad con "La Resolución", serán aquellos que incurra el sistema eléctrico durante una hora, para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el Organismo Coordinador, incluyendo las pérdidas marginales en el sistema de transmisión. Se entenderá por operación óptima aquella que minimiza el costo de suministro.

ARTICULO 41. Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía serán determinados con los mismos modelos matemáticos e información utilizada en el despacho diario de carga. Estos costos marginales serán comunicados a los agentes representados en el Organismo Coordinador.

Párrafo I. En caso de que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía no podrá ser inferior al costo variable de dicha central.

Párrafo II. En caso de que una central hidráulica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa será aquel en que incurra el sistema en conjunto, al disminuir en una unidad de energía activa el aporte de dicha central al sistema, en la barra correspondiente, en la programación semanal.

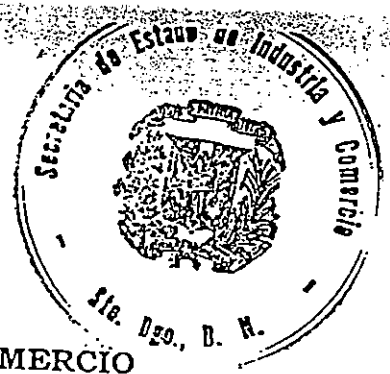
Párrafo III. En toda situación en que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa será igual al Costo de Desabastecimiento establecido por la Superintendencia.

ARTICULO 42. Si el mantenimiento mayor de una unidad generadora es suspendido por razones de abastecimiento del sistema eléctrico, el costo variable de dicha unidad será el costo variable establecido por la empresa propietaria, para la planificación del sistema, como costo variable de desplazamiento de mantenimientos preventivos mayores de dicha central.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 43. En el caso que una central térmica sea despachada por motivos de seguridad del sistema eléctrico o por necesidades de reactivo, su despacho será realizado a potencia constante y la unidad no será considerada para el calculo del costo marginal del sistema.

ARTICULO 44. Si una o más centrales hidroeléctricas alcanzaran una condición de vertimiento por falta de consumo, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía corresponderá al menor costo variable de operación de las centrales en condiciones de vertimiento, en las correspondientes barras.

Párrafo. Se entiende por vertimiento por falta de consumo aquel en que, no teniendo capacidad de almacenamiento de energía, el sistema vicia, teniendo capacidad de generación asociada a las unidades disponibles de la o las centrales en vertimiento.

ARTICULO 45. Si como consecuencia de una falla del sistema eléctrico, de una restricción máxima de transmisión máxima o de la operación económica, éste se desacoplara económicamente en dos o más subsistemas, los costos marginales de energía activa, en cada subsistema, serán aquellos en que incurra cada subsistema eléctrico durante una hora, para suministrar una unidad adicional de energía activa en las barras correspondientes, considerando la operación óptima determinada por el Organismo Coordinador para cada subsistema. Dos partes de un sistema eléctrico se consideran desacopladas económicamente cuando debido a una desconexión física entre ellos o bien debido a una restricción de transmisión, es imposible abastecer incrementos de demanda en una parte del sistema con generaciones económicas disponibles en la otra parte del sistema.

ARTICULO 46. Los costos marginales de energía que se consideren para valorizar las transferencias entre integrantes del sistema serán los resultantes de la operación real del sistema eléctrico en el período considerado.

ARTICULO 47. La valorización de las transferencias de energía, y los correspondientes pagos entre agentes representados en el Organismo Coordinador, serán contabilizados por dicho organismo, en forma mensual, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) En las barras en las cuales se realicen transferencias, se efectuará la medición y/o cálculo para determinar las inyecciones y retiros horarios de energía de cada agente involucrado;
- b) La energía entregada y retirada por cada agente será valorada multiplicando por el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa de la barra correspondiente;
- c) Para cada agente, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros valorizados



REPÚBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

ocurridos en el sistema eléctrico durante el mes. Las inyecciones se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo neto acreedor o deudor, respectivamente, de cada agente.

- d) La suma de todos los saldos netos a que se refiere el punto anterior, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de energía activa. Este Derecho de Uso será percibido por los dueños del sistema de transmisión, por concepto de ingreso tarifario del sistema de transmisión, y constituirá un saldo neto acreedor, para efectos del pago entre agentes a que se refiere el artículo siguiente:

ARTICULO 48. Cada agente deudor pagará su saldo neto a los agentes acreedores dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, en la proporción en que cada uno de los acreedores participe en el saldo total del mes.

ARTICULO 49. El costo marginal de la potencia se definirá de la siguiente forma:

- a) Se determinará el tipo de y tamaño de una unidad generadora económicamente apropiada para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima del sistema eléctrico. Se calculará la suma de la mensualidad del costo de inversión y del costo mensual fijo de operación y mantenimiento de la unidad generadora. La mensualidad del costo de inversión se determinará multiplicando el costo de inversión por el factor de recuperación del capital correspondiente al número de meses de vida útil de la unidad y a la tasa mensual de costo de capital. La tasa mensual de costo de capital se determinará de manera que sea equivalente a la tasa anual de costo de capital que la Resolución establece.
- b) Se calculará el costo marginal de la potencia, en una barra de referencia, mediante el cociente entre la mensualidad determinada en a) y la potencia efectiva de la unidad, incrementado en un margen de reserva teórico. Como margen de reserva teórico se definirá aquel que permita satisfacer la potencia de punta del sistema eléctrico con la disponibilidad que determine la Superintendencia; el valor mínimo del margen de reserva teórico será de 10%.
- c) Para cada barra, se multiplicará el valor obtenido en b) para la barra de referencia por un factor de penalización de pérdidas marginales de potencia. El factor de penalización de pérdidas marginales de potencia se determina mediante el cociente entre la potencia que es necesario inyectar en la barra de referencia para satisfacer un incremento de potencia en la barra en análisis, dividido por este incremento. Este cálculo se realizará bajo condiciones de demanda máxima anual.
- d) Al valor obtenido en c) para cada barra se le adicionará el valor del Derecho de conexión



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



determinado según el artículo 87 de esta Resolución Reglamentaria, y el valor resultante constituirá el costo marginal de potencia correspondiente a cada barra.

ARTICULO 50. La transferencia total de potencia de punta entre un agente y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su potencia despachable propia o contratada, o sea, la potencia que efectivamente se encuentra disponible durante la hora de demanda máxima de cada mes. Estas transferencias se valorizarán al costo marginal de la potencia en barra, de acuerdo con el procedimiento que señala el artículo 55 de esta Resolución Reglamentaria. La demanda de potencia de punta de cada agente será medida por el Organismo Coordinador, considerando el consumo medio horario bruto demandado por él o por sus clientes en la hora de punta de cada mes del sistema eléctrico y sus pérdidas de transmisión.

ARTICULO 51. Se denominará como demanda máxima anual del sistema eléctrico, a la máxima generación bruta media horaria del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema. A su vez, la hora en que ocurre la demanda máxima del sistema se denominará hora de punta anual del sistema eléctrico.

Párrafo. Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en las cuales se estima que se produce la demanda máxima del sistema eléctrico. Las horas de punta del sistema eléctrico serán definidas por el Organismo Coordinador.

ARTICULO 52. La potencia firme de cada generador será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras más las de aquellas que tengan contratadas con terceros. La suma de las potencias firmes del conjunto de todas las unidades generadoras del sistema interconectado será igual a la demanda máxima del sistema eléctrico.

ARTICULO 53. La potencia firme de cada unidad generadora termoeléctrica del sistema se calculará como sigue:

- a) Se determinará la potencia total que el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas es capaz de garantizar, con un nivel de seguridad del sistema que esté en el rango 95% a 98%. Para esto se inicia el cálculo con el valor 95%.
- b) Se repetirá el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando.
- c) Se calculará la diferencia entre la potencia total obtenida en a), y la potencia total obtenida en b). Esta diferencia se denominará potencia firme preliminar de la unidad generadora



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



termoeléctrica en cuestión.

- d) Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la, potencia total calculada según a). Esta diferencia se denominará residuo inicial.
- e) Se calculará la potencia firme inicial de cada unidad generadora termoeléctrica, restándole a su potencia firme preliminar un residuo que será igual a la prorrata del residuo inicial calculado en d), de acuerdo con la diferencia entre la potencia instalada de cada unidad termoeléctrica y su potencia media. Por potencia media de cada unidad generadora termoeléctrica se entenderá su potencia instalada multiplicada por su disponibilidad media en horas de punta.
- f) La disponibilidad media de las unidades generadoras termoeléctricas se calculará considerando la indisponibilidad mecánica forzada y la indisponibilidad programada por mantenimientos. La tasa de indisponibilidad forzada de las unidades termoeléctricas corresponderá a la tasa media resultante de la estadística de fallas de los últimos 10 años. En el caso de unidades que no tengan 10 años de estadística, se adoptará un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los 10 años, considerando estadísticas nacionales e internacionales para unidades termoeléctricas del mismo tipo.
- g) En el caso de las unidades hidroeléctricas la potencia firme se calculará considerando que esta potencia es respaldada por la energía disponible para un mes hidrológico cuya probabilidad de excedencia sea igual al valor del nivel de seguridad definido en a). Para ello se despachará la oferta hidráulica de pasada en la base de la curva de carga mensual, determinandose como potencia firme de las unidades generadoras correspondientes la potencia media generada. En el caso de las unidades con capacidad de regulación, se despachará la oferta hidráulica regulada en el lugar de la curva de carga mensual que permita maximizar la colocación de la potencia instalada efectiva de dichas unidades; si dicha potencia logra ser completamente colocada ella será definida como potencia firme. En el caso que quedare un excedente de potencia hidráulica sin colocar, la energía hidráulica regulada será colocada en la punta de la curva de carga; en este caso, la potencia firme de cada unidad hidroeléctrica se calculará con el siguiente procedimiento:
 - i) se determina la potencia media regulada de cada unidad, que se refiere a la energía colocada en punta dividida por el tiempo de uso ii) se determina la diferencia entre la potencia total regulada colocada en la curva de carga y la suma de las potencias medias reguladas de las unidades. iii) se asigna esta diferencia entre las unidades generadoras a prorrata de la excedente de potencia instalada efectiva de cada unidad, y iv) Se determina la potencia firme de cada unidad como la suma de la potencia obtenida en i) y la potencia obtenida en iii).



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



- h) Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes de las unidades hidroeléctricas y de las potencias firmes iniciales de todas las unidades generadoras termoeléctricas y la demanda máxima del sistema. Esta diferencia se denominará residuo final.
- i) Si el residuo final calculado en g) es mayor que cero, incrementa el nivel de seguridad señalado en a) y se repite el proceso hasta alcanzar un residuo final igual a cero. Si se alcanza un nivel de seguridad igual a 98% y todavía queda residuo final, este se reducirá de la unidad generadora termoeléctrica de mayor costo variable de generación; si aún quedara residuo final se proseguirá con la siguiente y así sucesivamente.

Si el residuo final calculado en g) es menor que cero, se multiplicará la potencia firme inicial de las unidades termoeléctricas por un factor único, de manera tal de llevar el residuo final al valor cero.

Párrafo. El año en que una unidad generadora se incorpore al parque de unidades generadoras del sistema eléctrico, se determinará la potencia firme de cada unidad como el promedio ponderado de las potencias firmes con y sin la nueva unidad, usando como ponderador la proporción del año en una y otra situación. Este mismo procedimiento se aplicará cuando una unidad generadora se retire del parque de unidades generadoras.

ARTICULO 54. El Organismo Coordinador definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad, los cuales podrán basarse en estadísticas nacionales e internacionales y en las características propias de las diferentes unidades generadoras.

Párrafo. El Organismo Coordinador podrá verificar la disponibilidad efectiva de las unidades generadoras, disponiendo pruebas de operación de dichas unidades.

ARTICULO 55. El cálculo de las transferencias de potencia de punta para cada mes, será realizado por el Organismo Coordinador durante la primera semana del mes posterior, considerando las demandas máximas efectivas para cada agente. El Organismo Coordinador comunicará antes del día 15 de cada mes los correspondientes pagos por potencia que, deberán efectuarse entre agentes. Estos pagos deben hacerse durante los primeros siete días del mes siguiente al de cálculo. El Organismo Coordinador calculará para la hora de demanda máxima de cada mes los siguientes valores:



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



- a) Para cada generador "g" se calcula la diferencia entre su potencia efectiva disponible multiplicada por el respectivo factor de penalización de pérdidas marginales de potencia (FPMPg) y la potencia comprometida por contratos en la hora de máxima demanda considerada, también multiplicada por el respectivo (FPMPg), y le llamamos a esta diferencia (EPg). Sea EPg- el valor de EPg cuando este es negativo, y EPg+ cuando este valor es positivo.
- b) Para cada consumidor "c" (Beneficiario de Distribución o gran usuario), se calcula la diferencia entre su demanda en la hora considerada multiplicada por su respectivo FPMPg (en cada nodo en que recibe energía) y la potencia comprada a través de contratos con generadores también inmultiplicada por su respectivo FPMPg, en el nodo en que se asigna la potencia al contrato, y le llamamos a esta diferencia (DPc). Si DPc es menor que cero, se la considerará igual a cero.
- c) Se calcula para cada generador "g" con valor de EPg positivo la diferencia entre su potencia firme (calculada de acuerdo a lo especificado en el artículo 52 de esta Resolución Reglamentaria) disponible y la potencia comprometida por contratos (EPFg), ambos valores afectados por el respectivo FPMPg. Si EPFg resulta negativa, se le considerará igual a cero.
- d) El saldo de potencia en el mercado (DFP) se calculará como la suma algebraica de la sumatoria de los valores obtenidos para cada generador en a), y de la sumatoria de los valores obtenidos para cada consumidor en b).
- e) Cada generador con valor de EPFg positivo recibirá un pago por potencia igual al producto de EPFg, DFP y el precio marginal de la potencia (PP) definido en el artículo 48 de esta resolución reglamentaria ($EPFg * DFP * PP$) dividido por la sumatoria de las EPFg de los generadores del mercado.

ARTICULO 56. Una vez transcurrido el período en que ocurren las demandas máximas anuales del sistema eléctrico, el Organismo Coordinador recalculará las potencias firmes de las unidades generadoras y las transferencias de potencia de punta. Los pagos entre agentes generados por este recálculo se efectuarán de una sola vez, en un plazo máximo de 30 días después de efectuado.

ARTICULO 57. Los costos marginales de potencia de punta utilizados para valorizar las transferencias de potencia de punta entre agentes, a que se refiere este título, corresponden al de la barra de más alto nivel de tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

C-) MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 58. El mantenimiento preventivo mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión pertenecientes al sistema eléctrico será coordinado por el Organismo Coordinador.

Párrafo. Se entenderá por mantenimiento preventivo mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo de transmisión, durante un período superior a una semana.

ARTICULO 59. El Organismo Coordinador coordinará el mantenimiento mayor, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Elaborará, para el año calendario siguiente, sobre la base de la información proporcionada por los agentes, que deberá ser entregada al Organismo Coordinador a más tardar el 30 de Septiembre de cada año, un programa preliminar de mantenimiento mayor para el próximo año, que minimice el costo anual de operación y racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los agentes, a más tardar el 31 de Octubre de cada año;
- b) Cada agente comunicará al Organismo Coordinador, en la forma en que este lo establezca, sus observaciones al programa preliminar, a más tardar el 15 de Noviembre de cada año, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión;
- c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los agentes, el Organismo Coordinador establecerá un programa definitivo que, considerando los nuevos antecedentes, minimice los costos de operación y racionamiento. Este programa será comunicado a los agentes, a más tardar el 30 de Noviembre de cada año;
- d) Los agentes deberán efectuar el mantenimiento mayor ciñéndose al programa definitivo, y comunicarán al Organismo Coordinador, con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondiente. La conclusión del mantenimiento será comunicada al Organismo Coordinador.
- e) El programa definitivo de mantenimiento mayor podrá ser modificado por el Organismo Coordinador, cuando las condiciones de abastecimiento del sistema eléctrico lo requieran y ello sea factible, y cuando sea requerido justificadamente por un agente y las condiciones de abastecimiento del sistema eléctrico lo admitan.

D-) INFORMES DEL ORGANISMO COORDINADOR A LA SUPERINTENDENCIA



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 60. El Organismo Coordinador deberá presentar a la Superintendencia, dentro de los primeros 15 días del mes siguiente al cual corresponde, un informe resumido que contendrá las siguientes materias:

- a) Costos marginales y transferencias de electricidad y sus correspondientes pagos entre agentes, ocurridos durante el último mes.
- b) Desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras, y hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras o de líneas de transmisión.
- c) Valores de las variables que mayor incidencia han tenido en los costos marginales.
- d) Programa de operación para los siguientes doce (12) meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensual de cada central.
- e) Cualquier otra información que previamente requiera la Superintendencia.

ARTICULO 61. El Organismo Coordinador presentará a la Superintendencia, dentro de los primeros 15 días del mes de enero de cada año, un informe que contendrá:

- a) Una síntesis de las condiciones de operación del sistema eléctrico y del mercado en el año calendario anterior, que contendrá por lo menos los antecedentes de producción, demanda, hechos relevantes y transacciones y precios spot.
- b) La programación de la operación de largo plazo del sistema eléctrico.
- c) Los balances de potencia y energía firme para el año calendario en curso.
- d) Cualquier otra información que previamente requiera la Superintendencia.

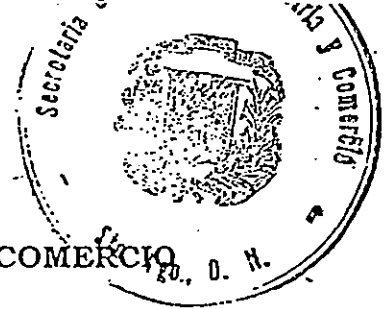
CAPITULO V

RELACIONES DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DISTRIBUIDORAS
CON LOS USUARIOS FINALES



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO, D. N.



ARTICULO 62. "Los Beneficiarios de Distribución" deberán mantener una oficina para atender al público, abierta por lo menos durante 8 horas diarias en días hábiles, sin perjuicio de lo que disponga La Superintendencia en casos debidamente justificados. Las empresas distribuidoras con más de mil (1,000) consumidores deberán mantener además, personal para que atienda los llamados de los usuarios por las interrupciones del servicio que puedan ocurrir.

ARTICULO 63. "Los Beneficiarios de Distribución" no están obligados a suministrar energía eléctrica a una instalación sino después que hayan sido previamente pagados los aportes reembolsables eventualmente solicitados por la empresa distribuidora, según se haya previsto en los contratos suscritos con los usuarios, al efecto.

ARTICULO 64. Salvo convenio entre el consumidor y "Los Beneficiarios de Distribución", la facturación del servicio eléctrico suministrado se hará por períodos mensuales. Se entiende por período mensual de lectura de medidores y de facturación de consumos aquel que, entre dos lecturas y facturaciones sucesivas, comprende un lapso no inferior a veintisiete (27) ni superior a treinta y tres (33) días.

ARTICULO 65. "Los Beneficiarios de Distribución" deberán presentar la factura de los consumos, para su pago, en la propiedad o instalación donde se efectuará el consumo o en el lugar que hayan convenido con el cliente. La factura deberá indicar la dirección de la propiedad o instalación, el número del cliente, el número del o de los medidores, las fechas entre las cuales se midió el consumo, el tipo de tarifa a aplicar, el número de unidades de cada uno de los consumos o demandas medidos según la tarifa, los cargos fijos sometidos a fijación de precio, si corresponde, el monto a pagar por impuestos, y el monto total de la factura.

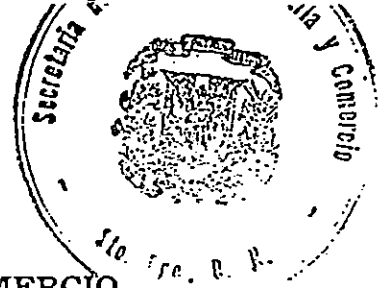
~~ARTICULO 66. Si la propiedad en la que están instalados los medidores que registren el consumo estuviera cerrada en el momento de querer tomarse el registro correspondiente, "Los Beneficiarios de Distribución" podrán facturar provisionalmente un consumo igual al del período anterior. En la factura siguiente que se emita de acuerdo con las lecturas del medidor, se descontará el pago provisional anterior, dejándose constancia de esta circunstancia.~~

ARTICULO 67. Cuando el beneficiario de los contratos para la explotación de obras relacionadas con el servicio público de distribución suspenda el servicio a un consumidor de acuerdo con el Artículo 37 de "La Resolución". Para ser reconectado el consumidor deberá pagar el monto adeudado junto con el cargo por reconexión, y una vez realizado el pago el "Beneficiario de Distribución" deberá reinstalar el servicio eléctrico dentro de un plazo máximo de 24.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



ARTICULO 68. Durante el período en que el servicio esté suspendido por mora, correrán a cargo del consumidor los pagos por concepto de potencia contratada o demanda máxima leída y los cargos fijos sujetos a fijación de precio.

ARTICULO 69. Los clientes podrán elegir libremente cualesquiera de las opciones tarifarias fijadas por La Superintendencia para las cuales ellos clasifiquen. Las empresas que operen el servicio público de distribución estarán obligadas a aceptar la opción elegida por los clientes siempre que clasifiquen. La opción elegida por el cliente regirá durante el período mínimo estipulado en el pliego tarifario, a menos que haya acuerdo con la empresa beneficiaria del contrato para la explotación de obras eléctricas.

ARTICULO 70. Con una anticipación mínima de dos meses al vencimiento de una opción tarifaria, la empresa beneficiaria de los contratos para la explotación de obras relacionadas con el servicio de distribución, deberá comunicar al cliente dicho vencimiento. Transcurrido el período de vigencia de la tarifa elegida por el cliente, ésta se considerará renovada automáticamente por períodos iguales y sucesivos, a menos que el cliente indique por escrito a la empresa eléctrica beneficiaria del contrato para la explotación del servicio de distribución su voluntad de optar por una tarifa diferente.

ARTICULO 71. Los "Beneficiarios de Distribución" están obligados a mantener los equipos de medida de las conexiones a los usuarios en buen estado de funcionamiento.

ARTICULO 72. El costo de la conexión, incluido el medidor, y el mantenimiento y reparación de estos elementos estarán a cargo del "Beneficiario de Distribución" del contrato y se considerará en el valor de sus instalaciones y en sus gastos de operación y de mantenimiento.

~~ARTICULO 73. Las instalaciones de alumbrado público, así como su mantenimiento y reparación, estarán a cargo y responsabilidad de "Los Beneficiarios de Distribución", en lo que se refiere al alumbrado general de avenidas, calles y plazas. Dichos costos serán considerados en el valor de sus instalaciones y en sus gastos operacionales y de mantenimiento, y se considerarán en la determinación del Valor Agregado de Distribución. El pago de la energía consumida estará a cargo del Ayuntamiento respectivo.~~

ARTICULO 74. Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y en general por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados y/o quienes los originen.



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

CAPITULO VI

DE LOS APORTES DE FINANCIAMIENTO REEMBOLSABLE

ARTICULO 75. Las empresas eléctricas de distribución, podrán cobrar aportes financieros reembolsables a sus nuevos clientes y a aquellos que amplían sus consumos, según lo previsto en "La Resolución".

Párrafo: Los montos máximos de los aportes de financiamiento reembolsables serán determinados anualmente por la Superintendencia.

ARTICULO 76. La Superintendencia determinará anualmente los valores máximos de aportes reembolsables correspondientes a distribución, y su fórmula de indexación, como sigue:

- a) Para determinar el valor correspondiente a distribución, la Superintendencia deberá considerar el incremento previsto de la demanda máxima del conjunto de las empresas eléctricas de distribución en los próximos diez años. Se determinará el costo medio de las ampliaciones que el sistema de distribución requiera para ese mismo lapso. Se determinará la inversión promedio por kw de demanda máxima en alta y baja tensión. A este valor se aplicará un porcentaje no superior al 25%, y que corresponderá al valor que debe pagar el cliente por aporte reembolsable.
- b) No se cobrarán aportes de financiamiento reembolsables a los consumidores que se encuentren conectados al sistema de distribución a la fecha de entrada en vigencia del presente reglamento.
- c) No se cobrarán aportes reembolsables a consumidores, cuya potencia sea inferior a 10 kw, y se conecten a redes de distribución. Este valor de potencia podrá ser modificado por la Superintendencia cuando lo considere conveniente.

ARTICULO 77. La forma y el plazo de las devoluciones de los aportes se determinarán en un contrato que se suscribirá entre el "Beneficiario de Distribución" y el usuario que hace el aporte reembolsable.

ARTICULO 78. Cualquier desacuerdo entre las partes, en relación con los aportes reembolsables, será resuelto por la Superintendencia, lo cual deberá hacerse constar en los contratos que suscriban las partes al efecto.



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

TITULO III

PRECIOS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

CAPITULO I

PRECIOS DE TRANSMISION

ARTICULO 79. En los sistemas eléctricos interconectados con demanda de potencia superior a 50 MW en que se efectúen suministros a empresas distribuidoras de servicio público, los peajes por uso de líneas de transmisión y distribución estarán fijados mediante resolución de la Superintendencia.

ARTICULO 80. Los peajes se calcularán en distinta forma para aquellas líneas y subestaciones que forman parte de la Red Principal de Transmisión, y para aquellas líneas y subestaciones que conectan radialmente centrales generadoras o centros de consumo a la Red Principal de Transmisión. Estas líneas se denominan Líneas Radiales.

ARTICULO 81. La Superintendencia definirá, a través de una resolución, la Red Principal de Transmisión, de acuerdo a los siguientes criterios básicos:

- a) Incluirá las instalaciones de alta tensión.
- b) Sus instalaciones deberán permitir el flujo bidireccional de la energía.
- c) El régimen de uso de las instalaciones será definido de acuerdo con la operación de mínimo costo del sistema establecida por el Organismo Coordinador.
- d) La definición de la Red Principal de Transmisión se realizará cada cuatro años, o cuando se incorpore una nueva central de generación al sistema. En el caso que en el interin se incorporen nuevas instalaciones de transmisión al sistema, la Superintendencia determinará si estas formarán o no parte de la Red Principal de Transmisión.

ARTICULO 82. El costo total de largo plazo de transmisión a que se refiere el Artículo 50 de la Resolución, aplicable a la Red Principal de Transmisión y a las Líneas Radiales, corresponde al costo



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



total mínimo de las instalaciones correspondientes. El costo total mínimo implica que su dimensionamiento es tal que se minimiza el costo actualizado de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, para los flujos de potencia y energía en la red, respetando el trazado de las líneas.

ARTICULO 83. La anualidad de la inversión se determinará multiplicando el monto de la inversión optimizada por el factor de recuperación del capital, considerando una vida útil promedio de las instalaciones de 30 años y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Resolución. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo. El costo total anual de transmisión será calculado cada cuatro años por la Superintendencia, incluyendo la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento. Este costo total anual de transmisión será utilizado como base para la determinación de peajes.

ARTICULO 84. Los peajes de transmisión serán recaudados a través de dos componentes: el Derecho de Uso y el Derecho de Conexión.

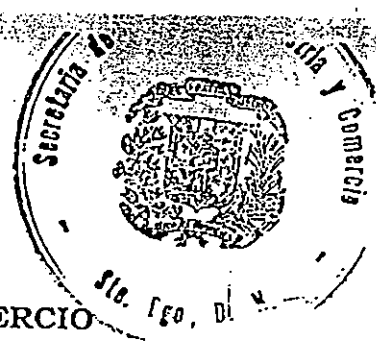
ARTICULO 85. El Derecho de Uso de la Red Principal de Transmisión se determinará mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se estimará la potencia firme anual y la energía mensual inyectada por las unidades generadoras en cada nodo del sistema, valorizadas de acuerdo con el costo marginal de corto plazo promedio mensual. El costo marginal de corto plazo promedio mensual en el nodo de inyección corresponde al costo marginal de corto plazo uninodal promedio mensual calculado para el nodo de referencia o centro de gravedad del Sistema Eléctrico Interconectado, afectado por el factor de nodo que corresponda. Los factores nodales reflejan las pérdidas marginales de potencia y energía entre nodos del sistema, de acuerdo a los cálculos que realiza el Organismo Coordinador y que informa regularmente a la Superintendencia.
- b) Se estimará la potencia máxima anual y la energía mensual retiradas para suministrar a las demandas en cada uno de los nodos del sistema, tanto por generadores para cumplir sus contratos como por distribuidores y consumidores libres por sus compras en el mercado spot, valorizándolas de acuerdo con el costo marginal de potencia y los costos marginales de corto plazo promedio mensual de energía. El costo marginal de corto plazo promedio mensual en el nodo de retiro corresponde al costo marginal de corto plazo uninodal calculado para el centro de gravedad del Sistema Eléctrico Interconectado, afectado por el factor de nodo que corresponda.



REPÚBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



c) El Derecho de Uso se calculará mediante la diferencia de los valores obtenidos en a) y b)

ARTICULO 86. Antes del primero de enero de cada año, el Organismo Coordinador efectuará simulaciones del despacho de carga del sistema y el cálculo de los factores nodales, para todo el año calendario, y determinará el Derecho de Uso estimado para el año, que informará a los agentes y a la Superintendencia

ARTICULO 87. El Derecho de Conexión mensual en la Red Principal de Transmisión lo calculará la Superintendencia, restando a la anualidad de la inversión de la Red Principal el Derecho de Uso estimado para el año, y determinando la mensualidad correspondiente. El Derecho de Conexión mensual será asumido por los generadores en proporción a su Potencia Firme, la que será informada por el Organismo Coordinador a la Superintendencia. Cada generador pagará mensualmente la cuota resultante al propietario del Sistema principal de Transmisión, aplicando a las mismas, las formulas de reajuste que la Superintendencia establezca.

Párrafo. Una vez definido el monto del Derecho de Conexión mensual para cada generador, este deberá pagar el Derecho de Uso mensual que resulta de la operación real del Sistema eléctrico, según lo determine el Organismo Coordinador al final de cada mes, en función de las inyecciones y retiros reales en cada nodo de cada generador, y de los costos marginales de corto plazo reales de energía y potencia del Sistema.

Párrafo. En caso de que el monto a pagar por el Derecho de Conexión sea negativo, dicho valor se devolvería a los generadores en proporción a su potencia instalada.

ARTICULO 88. En el caso que la Superintendencia deba fijar los peajes de transmisión en Líneas Radiales, con motivo de discrepancias entre el interesado y el propietario de las líneas, esta podrá aplicar un procedimiento similar al de la Red Principal, o bien aplicar un procedimiento simplificado a través del cual el peaje se calcula como el costo medio de inversión y pérdidas de las instalaciones involucradas, expresados por km de línea y por kW de potencia transmitida. Las pérdidas podrán ser valorizadas con costos marginales de largo plazo o de corto plazo.

ARTICULO 89. Los cargos de conexión y sus fórmulas de ajuste que sean establecidos por la Superintendencia serán fijados mediante Resolución y publicados en la Gaceta Oficial. Estos valores podrán ser aplicados a contar de los quince días calendario siguientes a dicha publicación.



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

CAPITULO II

PRECIOS REGULADOS DE SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION

ARTICULO 90. Cumpliendo con el artículo 46 de "La Resolución", se establece que serán usuarios de servicio público aquellos consumidores finales de electricidad que cumplan con las siguientes condiciones:

- a) Capacidad instalada inferior a 2000 kW;
- b) Período de duración del consumo superior a un año calendario;
- c) Calidad de servicio requerida dentro de los márgenes definidos por La Superintendencia.

ARTICULO 91. Los contratos de suministro a las empresas eléctricas distribuidoras deben establecer, al menos, los siguientes aspectos:

- a) Potencia y energía a suministrar anualmente, durante el período.
- b) Subestaciones o puntos de suministro.
- c) Condiciones para la integración de la demanda.
- d) Definición técnica de los puntos de medición y de la instrumentación.
- e) Precios de la energía y potencia, y las condiciones de reajuste.
- f) Recargos por consumo de potencia reactiva.
- g) Condiciones de calidad y seguridad del suministro, así como: niveles de variación máximos de tensión y frecuencia, cantidad y duración máxima de interrupciones, etc.
- h) Ampliaciones o refuerzos requeridos para proporcionar el suministro, los aportes de financiamiento reembolsables necesarios y su forma y plazos de devolución.
- i) Aumentos no programados en la demanda.
- j) Aspectos administrativos de facturación.
- k) Garantías e indemnizaciones por incumplimiento del contrato.
- l) Duración del contrato.
- m) Causas de terminación del contrato.

ARTICULO 92. En el caso de que dos o más generadores suministren simultáneamente energía a una empresa de distribución, deberán suscribir contratos tales que suministren la misma proporción de energía con respecto a la potencia suscrita.

Párrafo: Los distribuidores que, en virtud de lo previsto en el Artículo 7 de la Resolución, posean



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



medios de generación propia y destinen la energía a distribuirla, deberán explicitar una potencia para abastecer sus zonas de servicio. Respecto de esta potencia se cumplirá la proporcionalidad de suministro de energía a que se refiere el presente artículo. Los excedentes o faltantes de energía para cumplir el suministro serán transados en el mercado spot.

ARTICULO 93. El costo de de suministro de energía y potencia a la distribuidora, que se incluirá en las fórmulas tarifarias a usuarios finales de servicio público, se determinará anualmente bajo el siguiente procedimiento:

- a) Las empresas distribuidoras informarán anualmente a La Superintendencia los precios y montos de energía y potencia contratados con sus suministradores.
- b) Para cada distribuidora, La Superintendencia calculará el costo de suministro de la energía, como el promedio ponderado de los precios aplicados por los diversos suministradores y de las compras en el mercado spot, en cada barra, referidos a un mismo nivel de tensión.
- c) En el caso de aquellas distribuidoras con generación propia el precio promedio ponderado se determinará considerando solamente los contratos terceros y las compras spot; de esta forma, la generación propia quedará valorizada al precio promedio del mercado. Las compras en el mercado spot se valorizarán al valor estabilizado anual de los costos marginales promedio mensual esperados para los doce meses siguientes a enero de cada año, ponderados por las energías spot que la distribuidora espera adquirir en ese mercado en cada semestre.
- d) Durante su período de vigencia, estos costos podrán ser reajustados directamente por las entidades distribuidoras, de acuerdo con las fórmulas de ajuste establecidas en la última fijación.

ARTICULO 94. La aplicación de los precios reajustados sólo podrá efectuarse previo informe a La Superintendencia, y la publicación de dichos valores con quince días de anticipación en un diario de circulación nacional.

ARTICULO 95. El costo incremental de desarrollo de sistemas de distribución se definirá como aquel valor equivalente a un precio unitario constante, que aplicado a la demanda incremental proyectada, genera los ingresos requeridos para cubrir los costos incrementales de explotación y de inversión de un proyecto de expansión de la distribución, eficientemente dimensionado, de tal forma que ello sea consistente con un valor actualizado neto del proyecto de expansión igual a cero.

Párrafo. Se considerará la vida útil económica de los activos asociados a la expansión y la tasa de



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

costo de oportunidad del capital. El proyecto de expansión abarcará un período no inferior a quince (15) años, y el cual será fijado en las bases de los estudios tarifarios.

ARTICULO 96. El sistema modelo se diseñará sobre la base de la topología de la red de distribución existente, optimizada de acuerdo con un dimensionamiento futuro eficiente, que minimice el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento.

ARTICULO 97. El cálculo del costo total de largo plazo de un sistema modelo de distribución, considerará el diseño de un sistema que parte de cero, realiza las inversiones necesarias para proveer el servicio o incurre en los costos de explotación propios del giro de la empresa. Considerando a la vida útil económica promedio de los activos, que será de 30 años, y la tasa de costo de oportunidad del capital, se obtiene un ingreso anual compatible con un valor actualizado neto del proyecto igual a cero, en un horizonte no inferior a la vida útil económica promedio de los activos requeridos para la provisión del servicio.

ARTICULO 98. Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo se calcularán por zona de distribución.

ARTICULO 99. Por Zona de Distribución se entenderá, tal como lo prevé, el artículo 1 de "La Resolución", el area geográfica en la cual se ha otorgado un derecho para la explotación de obras eléctricas de distribución donde el servicio eléctrico presenta características similares en los parámetros de mercado, tales como la densidad de la demanda, parámetros físicos y otros que inciden en el costo del servicio.

Párrafo: La Superintendencia deberá definir en las bases de los estudios tarifarios las zonas de distribución y las características del sistema modelo de distribución aplicable a cada zona.

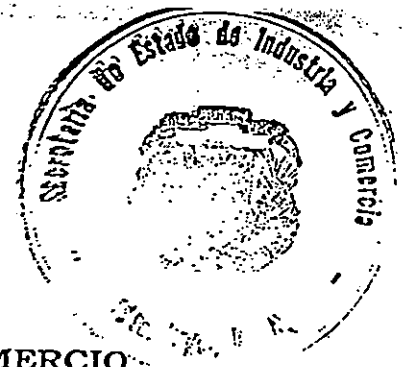
ARTICULO 100 Las bases técnicas, incluirán, además, el período de análisis de los estudios, los escenarios de proyección de demanda, los criterios de optimización de las redes, las tecnologías utilizables, las fuentes para la obtención de costos y precios unitarios de insumos y equipos, y todo otro aspecto que se considere posible y necesario definir en forma previa a la realización de los estudios.

ARTICULO 101. Las empresas distribuidoras deberán informar a la Superintendencia, antes de la iniciación de cada proceso de fijación de tarifas, las nuevas obras puestas en servicio, o en construcción, dentro de las zonas de servicio incluidas en cada zona de distribución. Dichas obras deberán ser consideradas en el diseño de la empresa modelo respectiva, y en la determinación de los



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



costos incrementales de desarrollo por áreas de distribución.

ARTICULO 102. Para cada zona de distribución tarifaria, La Superintendencia determinará tarifas de eficiencia, entendiéndose por tales aquellas que, aplicadas a las demandas previstas para el período de vida útil del proyecto de expansión correspondiente, generen una recaudación equivalente al costo incremental de desarrollo.

ARTICULO 103. Para cada zona de distribución tarifaria, se comparará el ingreso total anual, obtenido de aplicar las tarifas de eficiencia a la demanda anual promedio, con el costo total de largo plazo analizado. Las tarifas definitivas se obtendrán incrementando las tarifas eficientes hasta igualar la recaudación total de largo plazo para asegurar el autofinanciamiento. Este ajuste se realizará mediante el ajuste proporcional constante para todas las categorías tarifarias.

ARTICULO 104. Alternativamente, las tarifas de la distribuidora, se determinarán adicionando al precio promedio ponderado de adquisición de la energía, determinado según lo dispuesto en el artículo 93 de este reglamento un Valor Agregado de Distribución (VAD), el cual será determinado igual al costo medio de distribución. La aplicación del criterio tarifario del VAD produce una tarifa que cumple el criterio de suficiencia financiera establecido en el artículo 96 de esta resolución. Los componentes del VAD, serán los siguientes:

- a) Costo medio de capital, determinado con la mensualidad del valor nuevo de reposición (VNR) de las instalaciones de distribución adaptadas a la demanda prevista para el tercer año del período de 5 años de determinación de las tarifas, calculado por unidad de potencia coincidente anual suministrada por la red de distribución.
- b) Costo medio mensual de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones señaladas en a) calculado por unidad de potencia coincidente anual suministrada por la red de distribución.
- c) Costos medios de pérdidas de potencia y energía, determinados mediante factores de expansión de pérdidas medias de potencia y energía que se refieren a la entrada en la red de distribución de los valores de dichos productos medidos en los puntos de entrega a los clientes.
- d) Costos medios mensuales de atención al usuario, independientes de su consumo, constituidos por los costos de lectura de medidores, facturación, cobranza, atención de reclamos y administración general, expresados por usuario.

Párrafo: Los VAD serán establecidos por zonas tarifarias de distribución, definidas estas de la



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

misma manera que se establece para los costos incrementales de largo plazo.

ARTICULO 105. Las tarifas basadas en costos incrementales, corregidas según el artículo anterior, constituirán las tarifas definitivas, que tendrán el carácter de máximas, por componente, no pudiendo discriminarse entre usuarios en su aplicación.

ARTICULO 106. Las tarifas definitivas de cada servicio serán indexadas mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de precios o índices publicados por organismos oficiales, u otros organismos cuyas informaciones publicadas sean de aceptación general. Estas fórmulas serán determinadas en los estudios tarifarios mencionados en "La Resolución", y deberán ser construidas en forma tal, que los factores de ponderación aplicados a los coeficientes de variación de dichos precios o índices sean representativos de la estructura de costos de los sistemas modelos eficientes definidos para estos propósitos.

Párrafo. Cada vez que la empresa de distribución realice un ajuste tarifario, comunicará a la Superintendencia, los valores resultantes de aplicar a las tarifas máximas autorizadas la variación de la fórmula de indexación respectiva. Estos valores constituirán siempre el precio máximo por componente que se podrá cobrar a los usuarios.

ARTICULO 107. Antes de quince (15) meses de cumplirse los cinco (5) años de aplicación de las fórmulas tarifarias, La Superintendencia elaborará las bases sobre las cuales contratará los estudios de tarifas. La Superintendencia informará a las empresas distribuidoras sobre las bases preliminares. Las empresas podrán formular sus observaciones dentro de un plazo de quince (15) días desde que fueron informados por La Superintendencia. La Superintendencia analizará las observaciones de las empresas y emitirá las bases definitivas en un plazo de quince (15) días calendario. La Superintendencia incluirá, junto con las bases, una lista de al menos cinco (5) empresas consultoras de reconocida experiencia, que podrían participar en el estudio.

ARTICULO 108. La Superintendencia emitirá, antes de los cincuenta (50) días previos al vencimiento de las fórmulas vigentes, un Informe Preliminar de Tarifas, que contendrá las tarifas y fórmulas de indexación resultantes de los estudios, acompañando copias de tales estudios.

ARTICULO 109. Las empresas deberán presentar sus observaciones dentro de veinte (20) días calendario de emitido el informe preliminar de la Superintendencia. La Superintendencia analizará las observaciones de las empresas, y en un plazo de veinte (20) días calendario emitirá su informe definitivo. Las empresas tendrán un plazo de quince (15) días calendario para indicar su conformidad con la propuesta tarifaria definitiva, o informar a La Superintendencia de su decisión



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



de insistir en aquellas observaciones que no hubiesen sido acogidas por La Superintendencia. De no haber objeciones, las tarifas serán oficializadas mediante resolución de La Superintendencia.

ARTICULO 110. Las observaciones que efectúen las empresas distribuidoras deberán enmarcarse estrictamente en las bases técnico, económicas de los estudios, debiéndose señalar en forma precisa la materia en discusión, la contraposición efectuada y todos los antecedentes, estudios y opiniones de expertos que la respaldan.

TITULO VII

DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ARTICULO 111.- Para el cumplimiento de las funciones que el Decreto No. 118-98 dictado en fecha 16 de marzo de 1998, pone a su cargo, corresponderá a la Superintendencia, además de las funciones establecidas en "La Resolución", las siguientes:

- a) Supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador;
- b) Dirimir los conflictos que se produzcan entre las empresas del sector, cuando éstas lo soliciten.
- c) Autorizar a laboratorios o entidades de control de seguridad y calidad para que realicen o hagan realizar, bajo su exclusiva responsabilidad, las pruebas y ensayos que estime convenientes con el objeto de otorgar certificados de aprobación a las máquinas, instrumentos, equipos y materiales eléctricos que cumplan las especificaciones de calidad y seguridad. Fiscalizar el desempeño de estos laboratorios.
- d) Autorizar licencias de instalador eléctrico y fiscalizar su desempeño.
- e) Atender las consultas del público sobre el suministro de electricidad, sus derechos y obligaciones, así como los de los proveedores.

TITULO VIII

NORMAS PARA REGULAR LAS CONCESIONES Y LA



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



SUSCRIPCION DE CONTRATOS PARA EL OTORGAMIENTO DE DERECHOS PARA LA EXPLOTACION DE OBRAS ELECTRICAS O PERMISOS

A-) DE LOS CONTRATOS DE OTORGAMIENTO DE DERECHO

ARTICULO 112. Las normas contenidas en este Título regulan las concesiones o contratos que se suscriban para el otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas, con exclusión de aquellos contratos que se suscriban como resultado de los procesos de licitación para la capitalización de las unidades de negocio formadas como consecuencia de la reestructuración de la CDE, al amparo de la Ley General de Reforma de la Empresa Pública, No. 141-97 del 24 de junio de 1997.

ARTICULO 113. La solicitud de otorgamiento o renovación de los derechos otorgados mediante concesiones o suscripción de contratos con la Corporación Dominicana de Electricidad o la autoridad competente, se hará en la forma prevista en dichos contratos, las leyes, reglamentos, las normas y las resoluciones que fije La Superintendencia, al efecto.

ARTICULO 114. Dentro del plazo que se establezca, el beneficiario deberá suscribir el convenio correspondiente. Si no cumpliera con esta exigencia, los derechos caducarán de pleno derecho.

ARTICULO 115. El contrato de concesión o de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas deberá contener, por lo menos:

- a) La identificación del beneficiario;
- b) Los derechos y obligaciones de las partes;
- c) Plazo de inicio y terminación de las obras;
- d) Sanciones por el incumplimiento del plazo;
- e) Las zonas respecto de las cuales se ha producido el otorgamiento de derechos, en caso del servicio público de distribución;
- g) En cuanto al servicio público de distribución, el plazo para el otorgamiento de derechos, que no podrá superar los 40 años;
- h) Causales de caducidad;
- i) Disposiciones sobre calidad y continuidad del servicio.

ARTICULO 116. Los contratos deberán establecer que sin autorización de la Superintendencia, no se podrán transferir los derechos para la explotación del servicio de distribución, o parte de ellos, sea por enajenación, arrendamiento, traspaso entre personas asociadas, transformación, absorción o



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO



fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

ARTICULO 117. En cualquier caso de transferencia, y siempre que ésta sea autorizada conforme con los artículos precedentes, el adquirente deberá cumplir con todas las condiciones que "La Resolución" y el contrato de otorgamiento de derechos fijan para ser beneficiario de los derechos para la explotación de obras eléctricas, dentro del plazo de seis meses.

B-) DE LOS PERMISOS

ARTICULO 118. Los permisos para que obras de generación y transmisión de electricidad, no sujetas a suscripción de contrato para la explotación de obras eléctricas, puedan usar y ocupar bienes nacionales o municipales de uso público serán otorgados, previa comunicación a la Superintendencia, por las autoridades correspondientes.

ARTICULO 119. La solicitud de permiso incluirá:

- a) La identificación del peticionario;
- b) El trazado y voltaje de las líneas y la ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales que se ocuparían, y de las líneas y obras existentes, que serían afectadas.
- c) Un plano general del proyecto y planos de detalle de sus estructuras, realizados a una escala que permita obtener de ellos en forma fácil y expedita la información que se requiere.
- d) Descripción de las obras de generación, plano general del proyecto y superficie de terreno que ocuparían, con sus correspondientes deslindes.
- e) El plazo por el cual se solicita el permiso.
- f) Estudio sobre impacto de las obras en el medio ambiente, y de las medidas que tomaría el interesado para mitigarlo.
- g) Plazo de inicio y terminación de las obras.

ARTICULO 120. El plazo del permiso se indicará en la resolución del organismo que lo otorgue.



REPUBLICA DOMINICANA

SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

ARTICULO 121. Los permisos, cuando fueren otorgados, deberán ser informados a La Superintendencia.

C-) DE LA EXTINCION DE LOS DERECHOS Y PERMISOS

ARTICULO 122. Los derechos otorgados mediante la suscripción de contratos para la explotación de obras eléctricas, terminan por declaración de caducidad, por incumplimiento de las obligaciones del concesionario, o por renuncia, según lo previsto en el art. 28 de "La Resolución".

ARTICULO 123. Los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas dispondrán que en caso de extinción de los derechos, los beneficiarios aceptarán que La Superintendencia intervenga en su administración a fin de que sean adoptadas todas las medidas necesarias para que no se interrumpa el servicio.

TITULO IX

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTICULO 124: Los contratos iniciales de suministro de electricidad entre las empresas generadoras y distribuidoras que surjan de la reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad, estarán exentos del requisito de licitación que establece el artículo 49 de "La Resolución". La renovación de estos contratos o la suscripción de nuevos contratos por las distribuidoras se ajustarán a dicha disposición.

ARTICULO 125: La Superintendencia aprobará las tarifas provisionales de peaje en los sistemas de transmisión y tarifas de distribución, las que regirán por un período de cuatro años a contar de la capitalización de las empresas distribuidoras que resulten de la reestructuración de la CDE.

ARTICULO 126: En tanto la Superintendencia dicte las normas técnicas referidas en el artículo 5 de esta Resolución Reglamentaria, las obras e instalaciones eléctricas deberán cumplir las normas vigentes.

Párrafo: La Superintendencia podrá contemplar la emisión de normas técnicas mínimas para las instalaciones interiores que faciliten la regularización de usuarios conectados ilegalmente a las redes de distribución y que mejoren la seguridad de tales instalaciones.



REPUBLICA DOMINICANA
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

DADA y FIRMADA en la ciudad de Santo Domingo, Distrito Nacional, hoy día 30 del mes de octubre del año mil novecientos noventa y ocho (1998).

Lic. Luis Manuel Bonetti
Lic. Luis Manuel Bonetti
Secretario de Estado
Secretaria de Estado de Industria y Comercio
Sfo. Dgo., D. R.