



SUPERINTENDENCIA
DE ELECTRICIDAD

Ley General de Electricidad No.125-01 y su Reglamento de Aplicación

República Dominicana
2012



**SUPERINTENDENCIA
DE ELECTRICIDAD**

**Ley General de Electricidad
No. 125-01
y su Reglamento de Aplicación**

**Santo Domingo, D. N
2012**

PRESENTACION

La Superintendencia de Electricidad pone en circulación el presente compendio de la Ley General de Electricidad No. 125-01, y sus modificaciones posteriores, así como su Reglamento de Aplicación, implementado por el Decreto No. 555-02, y sus modificaciones, como un aporte a la literatura de interés de todos los agentes del sector eléctrico nacional, la comunidad jurídica, las universidades, los estudiantes y toda persona concernida con el tema eléctrico.

Desde su emisión en el año 2001, la Ley General de Electricidad y su Reglamento de Aplicación han experimentado varias modificaciones en respuesta a requerimientos del propio desenvolvimiento del mercado eléctrico dominicano, fortaleciendo el marco normativo y la institucionalidad en el que este se desarrolla, así como la consolidación de las organismos del Estado que rigen sus actividades específicas.

Este desarrollo normativo se presenta ahora de manera integral, poniendo fin a una etapa de dispersión normativa que, en ocasiones, creaba confusión y desinformación en el lector. Todas las modificaciones introducidas en distintas épocas se encuentran referidas e integradas en el presente trabajo, reflejando claramente el texto que se encuentra vigente a la fecha, así como las referencias de utilidad que puedan ser necesarias para el lector, sin necesidad de recurrir a otros textos, por lo que el mismo constituye un importante referente a la hora de hacer una lectura y estudio comprensivo de la disposición que sea de su interés.

Esta obra era una aspiración que hoy logramos hacer realidad y, con ella, la Superintendencia de Electricidad ofrece una herramienta de valor que permite la visión plena del marco normativo del subsector eléctrico dominicano.

Ing. Juan Bta. Gómez
Presidente del Consejo SIE
Superintendente de Electricidad

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01

**De fecha 26 de julio de 2001,
Publicada en la Gaceta Oficial No. 10095
de fecha 27 de julio de 2001,
Modificada por la Ley No. 186-07
de fecha 06 de agosto de 2007,
Publicada en la Gaceta Oficial No. 10429
de fecha 09 de agosto de 2007**

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01

INDICE GENERAL

TITULO I: DEFINICIONES	8
TITULO II: AMBITO Y OBJETIVOS	15
TITULO III: INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICO	16
CAPITULO I: FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA	17
CAPITULO II: DE LA ORGANIZACION, PERSONAL Y PATRIMONIO	19
CAPITULO III: FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD	21
CAPITULO IV: DE LA ORGANIZACION Y EL PERSONAL DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD	24
CAPITULO V: DEL PATRIMONIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD	25
CAPITULO VI: DEL ORGANISMO COORDINADOR.....	26
TITULO IV: DE LA INSTALACION DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS	27
CAPITULO I: ACTIVIDADES QUE REQUIEREN CONCESION O PERMISO	27
CAPITULO II: DE LAS CONCESIONES; DE LA CONCESION; PROVISIONAL; DE LAS CONCESIONES DEFINITIVAS; DEL CONTRATO DE CONCESION DEFINITIVA; DE LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS CONCESIONARIOS.....	28
CAPITULO III: DE LOS PERMISOS.....	31
CAPITULO IV: DE LA EXTINCION DE LAS CONCESIONES Y PERMISOS.....	32
TITULO V: DE LAS SERVIDUMBRES	33
CAPITULO I: DE LAS SERVIDUMBRES Y LOS PEAJES; DE LA COMISION ARBITRAL	33
CAPITULO II: DE LOS PEAJES SOBRE LÍNEAS ELECTRICAS	36
TITULO VI.....	38
CAPITULO I: DE LA PUESTA EN SERVICIO Y EXPLOTACION DE LAS OBRAS Y DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS ...	38
CAPITULO II: DE LA EXPLOTACION DE LAS OBRAS Y SERVICIOS ELECTRICOS	38
CAPITULO III: DE LOS APORTES DE FINANCIAMIENTOS REEMBOLSABLES	42

TITULO VII: SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD.....	43
CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES	43
CAPITULO II: PRECIOS DE GENERACION A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PUBLICO.....	44
CAPITULO III: PRECIOS AL USUARIO FINAL REGULADO	44
TITULO VIII: DISPOSICIONES PENALES	47
SECCION I: ATENTADO CONTRA LA SEGURIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	47
SECCION II: DEL FRAUDE ELECTRICO	49
SECCION III: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE FRAUDE ELECTRICO	51
TITULO IX: OTRAS DISPOSICIONES	63
TITULO X:	64
TITULO XI: DEROGACIONES, DISPOSICIONES LEGALES	66
ANEXOS	273
ANEXO 1: LEY NO. 186-07, DE FECHA 6 DE AGOSTO DE 2007, QUE INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01	275
ANEXO 2: DECRETO NO. 749-02, DE FECHA 19 DE SEPTIEMBRE DE 2002, QUE INTRODUCE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD	279
ANEXO 3: DECRETO NO. 306-03, DE FECHA 1 DE ABRIL DE 2003, QUE INTRODUCE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD.....	297
ANEXO 4: DECRETO NO. 321-03, DE FECHA 3 DE ABRIL DE 2003, QUE INTRODUCE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD.....	299
ANEXO 5: DECRETO NO. 494-07, DE FECHA 30 DE AGOSTO DE 2007, QUE INTRODUCE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD	301

INDICE ANALITICO

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01
DE FECHA 26 DE JULIO DE 2001

(Ordenado alfabéticamente y referido al Artículo de la materia)

A

Acción penal, 124-3

Acta de fraude eléctrico, 125-5

Actividad de comercialización, 2

Actividad de distribución, 2

Actividades que requieren concesión o permiso, 41

Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (Agente del MEM), 2

Agente del mercado y denuncias de vinculación entre la empresas del sistema, 11

Ámbitos y objetivos, 3, 4, 5

Área de concesión de cooperativas eléctricas, 2

Área geográfica de coberturas de cooperativas eléctricas, 2

Áreas típicas de distribución, 2

Aspectos generales del sistema de precios de la electricidad, 107, 108, 109

Atentado contra la seguridad del sistema eléctrico nacional, 124, 124-1, 124-2, 124-3

Autoprodutores, 2

Autorización de licencia para ejercer servicios eléctricos locales, 24-n

B

Barra, 2

Bloques horarios, 2

C

Centro de control de energía, 2

Cliente o consumidor final, 2

Cliente o usuario de servicio público de electricidad, 2, 108

Clientes de menores ingresos y medición para grandes clientes, 125-14

Clientes o usuarios no regulado, 2

Clientes o usuarios regulado, 2

Cogeneradores, 2

Comisión nacional de energía, 2, 6, 7, 8, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 47, 48, 50, 63, 99, 129

Concesión, 30, 41, 42, 43, 45, 49, 52, 53, 54, 56, 57, 60, 61, 62, 63, 65, 67, 69, 72, 74, 75, 78, 94, 95, 97, 98, 99, 100, 102, 103

Concesión definitiva, 2, 42, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 63, 67, 69, 81

Concesión para cooperativas eléctricas, 2

Concesión provisional, 2, 43, 61

Concesionario del servicio público de distribución, 53

Concesionarios del servicio de distribución, 53, 99, 103, 126-g

Concesionarios que desarrollen actividades de generación, 54

Cooperativas eléctricas, 2

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, 138

Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, su creación y funciones, 138

Costo de suministro, 2, 111, 113

Costo asociado, 2

Costo de desabastecimiento o energía no servida, 2

Costo de desabastecimiento, 2, 101

Costo de expansión, 2

Costo de generación, 2

Costo de justiprecio en adquisiciones de redes eléctricas, 106

Costo de oportunidad, 2
 Costo del servicio, 2
 Costo incremental de distribución, 115
 Costo marginal de corto plazo, 39, 110
 Costo medio, 2
 Costo total actualizado, 2
 Costo total anual, 2
 Costo total de largo plazo del servicio de distribución, 115
 Costo y tasa, 87
 Costos marginales 39,
 Creación de la oficina de protección al consumidor de electricidad, 121
 Curva de carga, 2, 125-14

D

De energía eléctrica prepagado y su consumo, 2
 De la comisión arbitral, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81
 De la concesión provicional, 43, 44
 De la explotación y de las obras de servicios eléctricos, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102
 De la extinción de las concesiones y permisos, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66
 De la organización y el personal de la superintendencia de electricidad, 31, 32, 33, 34, 35, 36
 De la organización, personal y patrimonio, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23
 De la puesta en servicio y de las obras y de los servicios eléctricos, 90
 De las concesiones definitivas, 45, 46, 47, 48, 49
 De las concesiones, 42
 De las instalaciones de los servicios eléctricos, 41
 De las instalaciones de los servicios eléctricos, 41
 De las servidumbre, 67, 68
 De las servidumbres y los peajes, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74

De las servidumbres, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74
 De los aportes de financiamientos reembolsables, 103, 104, 105, 106
 De los derechos y obligaciones de los concesionarios, 52, 53, 54, 55, 56, 57
 De los peajes sobre líneas eléctricas, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89
 De los permisos, 58, 59
 Deberes de la superintendencia de electricidad en caso de fallas prolongadas, 101
 Definiciones, 2
 Del contrato de concesión definitiva, 50, 51
 Del fraude eléctrico equipos de medición, 125-8
 Del fraude eléctrico, 125
 Del Organismo Coordinador, 38, 39, 40
 Del patrimonio de la Superintendencia de Electricidad, 37
 Derecho de concesión, 48, 60, 64
 Derecho de conexión, 2, 86
 Derecho de los concesionarios, 30, 52
 Derecho de los usuarios, 4
 Derecho de servidumbre en el contrato de concesión, 52
 Derecho de servidumbre, 38, 52, 67, 74
 Derecho de uso, 2, 86, 108
 Derecho público, 7, 8
 Derecho y obligaciones de los concesionarios, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 61
 Derechohabiente 72, 75, 77, 78
 Derogaciones, disposiciones legales, 139
 Digenor, 2, 125-8, 125-14
 Disposiciones penales, atentado contra la seguridad del sistema eléctrico, 124

E

El dueño del predio sirviente, 79
 Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, 138

Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, 138

Empresa de transmisión, 2, 38, 92, 11, 41, 124-2

Empresas controlantes, 2

Empresas del sector, 14, 21

Empresas del subsector, 24

Empresas distribuidoras de servicio público, 84, 93

Empresas distribuidoras, 2, 93, 96, 98, 101, 106, 108, 111, 112, 113, 114, 121, 124-2, 125-1, 125-2, 125-7, 125-10, 125-11

Empresas eléctricas de generación y transmisión, 2, 38, 92

Empresas energéticas, 14

Empresas hidroeléctricas, 2

Empresas vinculadas, 2

Empresas y sus contribuciones, 37

Empresas eléctricas, 2, 9, 10, 11, 24, 26, 29, 31, 38, 40, 91, 102, 103, 125-7, 126-1

Energía (el sector), 12, 13, 14, 19, 23, 31

Energía (tipos), 13

Energía cinética, 2

Energía eléctrica y suministro, 125, 125-11

Energía eléctrica, 2, 93, 95, 96, 112, 125, 125-2

Energía firme, 2

Energía no servida, 2, 93, 101

Energía renovable, 11, 112

Energía y su comercialización, 2

Energía y su generación, 112

Energía y su oferta y demanda, 14

Energía y sus medidores, 2

Energía y sus productores independientes, 2

Entidades o empresas del subsector eléctrico, 9, 10, 11, 38, 126, 129

Equipos de medición, 2, 94, 124, 125-14

Explotación de las obras y servicio eléctrico, 91, 92, 93, 94, 95, 97, 98, 99, 100, 101, 102

F

Faltas graves por fraude eléctrico, 126-2

Faltas leves por fraude eléctrico, 126-3

Faltas muy graves por fraude 126-1

Formulas de indexación, 119

Fraude confirmación y procedimiento, 125-8, 126-1

Fraude clasificación de faltas, 126-1, 126-2

Fraude eléctrico escala de sanciones, 125-2

Fraude eléctrico, escala de sanciones, 125-2

Fuerza mayor, 2, 100

Funciones de la comisión nacional de energía, 12, 14

Funciones de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, 138

Funciones del estado en el subsector eléctrico, 5

Funciones del Organismo Coordinador, 38

Funciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía, 12, 13, 14, 15

Funciones y atribuciones de la Superintendencia de Electricidad, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30

G

Generación e interconexión, 41

H

Hidrología seca, 2

I

Incumplimiento a la seguridad de las instalaciones, 126-1

Instalaciones de generación, 2,54, 91, 92, 124

Instalaciones de generación, transmisión y distribución, 91

Instalaciones de los servicios eléctricos, 41

Instalaciones eficientemente dimensionadas, 2

Instalaciones eléctricas, 14, 24, 68, 85, 125-11

Instalaciones particulares de suministro, 94

Instalaciones y remoción de alumbrado público, 134

Instituciones del subsector eléctrico, 6, 7, 8, 9, 10, 11

Interesado, 2

L

Línea de distribución de servicio público, 2

Línea de distribución de servicio público, 2

Líneas ampliadas, 82

Líneas de distribución del servicio público, 2

Líneas primitivas, 82

M

Momento de carga, 2

O

Obligación de las distribuidoras con los usuarios, 93

Obligación de los concesionarios hacia los usuarios, 56

Obligaciones de los concesionarios del servicio público de distribución, 56

Obligaciones contractuales de suministro, 96

Obligaciones de las empresas de servicio público de electricidad, 93

Obligaciones de los concesionarios de generación y distribución, 54

Obligaciones de los concesionarios de servicio público de distribución, 56

Oficina de protección al consumidor de electricidad, 121

Otorgamiento de concesiones eléctricas, 41

Otras disposiciones, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138

P

Peaje de transmisión, 2, 85,86

Peajes y las servidumbres, 55, 67

Peajes sobre líneas eléctricas, 82

Peajes sobre líneas eléctricas, 82

Peajes, indemnización, 82

Permiso (extinción de las concesiones), 60, 61,62, 63, 64, 65, 66

Permiso (otorgamiento), 58

Permisos (actividades que requieren), 41

Potencia (costo marginal de), 39

Potencia (demanda máxima), 2, 11, 41

Potencia conectada, 2

Potencia de punta, 2, 39, 82

Potencia disponible, 2

Potencia firme, 2, 38-b

Potencia máxima, 84, 108

Potencia sustraída, 125-2

Prácticas monopólicas, 2, 14-e, 24-d, 126-1-c

Precios al usuario final regulado, 111, 112, 113, 114, 115, 116,117, 118, 119, 120, 121, 122, 123

Precios de generación a distribuidor de servicio público, 110

Precios de generación a distribuidor de servicio público, 110

Precios por el uso de instalaciones de transmisión, 84, 85

Prepago de consumo de energía eléctrica, 2

Procedimiento para la determinación de fraude eléctrico, 125-4, 125-5

Producto de venta de bienes y servicios, 37

R

Racionamiento (aplicación de medidas), 101

Racionamiento de energía eléctrica (niveles), 100

Reclamos de consumidores de servicio público, 121

Red de distribución, 2, 135

Regulación de tarifas, 108

S

Sanciones contra el atentado a la seguridad del sistema eléctrico nacional, 124, 124-1, 124-2, 124-3, 125

Sector energía y sus actividades, 13

Sectores de distribución, 2

Servicio (de la puesta en servicio y obras del servicio eléctrico), 90

Servicio (personas deudoras del servicio eléctrico prestado), 96

Servicio (suspensión del servicio de energía), 93

Servicio público (regulación de tarifas), 108

Servicio público (tarifas a usuarios), 111, 114

Servicio público de distribución de electricidad, 2

Servicio público de distribución de electricidad, 2

Servicio público de distribución, 51, 69

Servicios indemnizados, 102

Servicios no sujetos a regulación de precios, 109

Servidumbre en el contrato de concesión, 52

Servidumbre, 2

Servidumbre, pago del terreno ocupado por las obras, 79

Servidumbres en líneas eléctricas de una heredad, 70, 72, 73, 74

Servidumbres obligación de las empresas, 55, 56

Servidumbres, conflictos entre las partes, 80

Servidumbres, peajes de líneas eléctricas 82, 83

Sistema aislado, 2

Sistema de comercialización prepagado, 2

Sistema de distribución, 89, 125-10

Sistema de precios de electricidad, 107, 108

Sistema eléctrico interconectado, 11, 41

Sistema eléctrico no interconectado, 89

Sistema eléctrico, ventas de exedentes, 9

Sistema nacional de medición de lectura remota, 125-14

Sistemas modelos, 116, 117, 118

Suministro de electricidad a usuarios sin regulación de precios, 56-c

T

Tarifa técnica, 2

Tarifario, ajuste, 118

Tarifas a usuarios de servicio público, 111, 114, 118

Tarifas a usuarios del servicio público, 111, 114

Tarifas aplicables a las instalaciones de transmisión, 108

Tarifas de indexación, cálculos de 119, 120

Tarifas e indexaciones, 118

Tarifas estructura de, 115

Tarifas máximas, 118

Tarifas niveles de, 115, 119

Tarifas sujetas a regulación, 108

Tarifas, determinación de, 28, 33

Tarifas, regulación de, 108
Tasa de interes activa, 97
Tasas de actualización, 2
Tasas de costo de oportunidad del capital, 87, 123
Tasas de descuentos para el cálculo de formulas tarifarias, 136

U

Usuario de servicio público, 94
Usuario o consumidor final, 2
Usuarios de servicio público de electricidad, 108
Usuarios no regulados, 2
Usuarios regulados, 2
Usuarios sometidos a regulación de precios, 53
Usuarios, de los aportes de financimientos reembolsables 103

V

Valor agregado de distribución, 115
Variaciones en las condiciones de suministro, 100

Z

Zona de concesión, 51, 53, 56
Zona de distribución para sistemas modelos, 116
Zonas urbanas y rurales, 133, 138

Ley General de Electricidad

EL CONGRESO NACIONAL En Nombre de la República

Ley No. 125-01

CONSIDERANDO: Que por su incidencia y repercusión en las áreas económicas, sociales y generales de un país, el suministro de electricidad es un componente prioritario y esencial a su desarrollo y prosperidad;

CONSIDERANDO: Que a partir del año 1955, la Corporación Dominicana de Electricidad, empresa estatal, ha venido rindiendo el servicio de electricidad, tanto al sector público como privado, concentrando los procesos de su generación, transmisión, distribución y comercialización;

CONSIDERANDO: Que a partir de la década del 70, diversos factores combinados determinaron una profunda y sostenida crisis en el suministro de electricidad debido a elevados incrementos en los precios del petróleo y derivados (principal fuente energética del país); insuficiente capacidad de generación instalada y excesivas pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución;

CONSIDERANDO: Que frente a tal situación y como medio de mitigar la situación, el Estado Dominicano incentivó la importación de plantas y generadores eléctricos, al tiempo que ha venido realizando importantes inversiones en el área, produciéndose mejorías en el servicio, consecuencia de la implementación de varios proyectos, ejecutados y en vías de ejecución, tales como contratación de nuevas fuentes de generación de electricidad, rehabilitación de unidades termoeléctricas, construcción de complejos hidroeléctricos, remodelación de subestaciones y rehabilitación del sistema de redes, con financiamiento propio y de gobiernos y organismos multinacionales;

CONSIDERANDO: Que el crecimiento sostenido de la demanda de electricidad, base del desarrollo económico, requiere de proyectos permanentes de expansión de la generación y de las redes de transmisión a corto y largo plazo para evitar, con la debida oportunidad, previsibles déficit futuros;

CONSIDERANDO: Que existe una presionante debilidad económica en la mayoría de los países del mundo, particularmente los en vía de desarrollo, agobiados con cuantiosas deudas externas y multiplicidad de obligaciones y requerimientos sociales que comprometen los limitados ingresos públicos que reciben, imposibilitando al Estado asumir las necesarias inversiones que le corresponde realizar para promover el desarrollo de este importante sector de la economía;

CONSIDERANDO: Que frente a tan generalizadas dificultades económicas, diversos países han venido atrayendo y facilitando, mediante privatización, la incorporación de la inversión particular a áreas económicas y de servicios

que tradicionalmente fueron monopolios estatales. En tal sentido, la República Dominicana está inmersa en un proceso de reforma de nuevos códigos, leyes e instituciones, procurando con ello despertar el interés de la iniciativa privada y una elevación de la eficiencia en la prestación de dichos servicios;

CONSIDERANDO: Que en el anterior orden de ideas, y a propósito del fundamental servicio de electricidad, el Estado Dominicano mediante la Ley General de Reforma de la Empresa Pública, No.141-97, del 24 de junio de 1997, dispuso la reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad, promoviendo la participación del sector privado en las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, persiguiendo con esto la expansión del sector y una mayor eficiencia en el servicio, al tiempo que reserva para el Estado la exclusiva función reguladora del sector.

HA DADO LA SIGUIENTE

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

TITULO I DEFINICIONES

Artículo 1.- Establecer, como al efecto se establece, un marco regulatorio del subsector eléctrico en el sentido y amplitud que se consigna más adelante^{1 2}.

Artículo 2.- (Modificado por el Artículo 2 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). Para los fines de la presente Ley, los términos indicados a continuación, se definen de la siguiente manera:

ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACION³: Prestación del servicio de comercialización de electricidad por parte de una Empresa Comercializadora, a los usuarios finales.

ACTIVIDAD DE DISTRIBUCION: Prestación del servicio de distribución de electricidad por parte de una Empresa Distribuidora, a los usuarios finales.

AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (AGENTE DEL MEM): Cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, autoproducer y

1 Según el Artículo 1 de la Ley No. 186-07 de fecha 6 de agosto de 2007, que introduce modificaciones a la Ley General de Electricidad, No.125-01: "Se sustituye la denominación establecida en la Ley General de Electricidad, No.125-01, de fecha 26 de julio del año 2001, como "Cliente o Usuario del Servicio Público", para que en lo adelante y en cualquiera de sus disposiciones se lea, exprese y entienda "Cliente o Usuario del Servicio Público de Electricidad".

2 De acuerdo con la SECCION III DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS de la Constitución de la República Dominicana, Artículo 147.- Finalidad de los servicios públicos. Los servicios públicos están destinados a satisfacer las necesidades de interés colectivo. Serán declarados por Ley. En consecuencia: 1) El Estado garantiza el acceso a servicios públicos de calidad, directamente o por delegación, mediante concesión, autorización, asociación en participación, transferencia de la propiedad accionaria u otra modalidad contractual, de conformidad con esta Constitución y la ley; 2) Los servicios públicos prestados por el Estado o por los particulares, en las modalidades legales o contractuales, deben responder a los principios de universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria; 3) La regulación de los servicios públicos es facultad exclusiva del Estado. La Ley podrá establecer que la regulación de estos servicios y de otras actividades económicas se encuentre a cargo de organismos creados para tales fines.

3 En cuanto a las definiciones se procedió a colocarlas en orden y de manera alfabética.

cogenerador que venda sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores independientes de energía (IPPs), cuya operación sea supervisada por el Organismo Coordinador, o realice transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

AREA DE CONCESION DE COOPERATIVAS ELECTRICAS: Área territorial asignada por Ley o por concesión administrativa para la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, a través del sistema de cooperativas eléctricas.

AREA GEOGRAFICA DE COBERTURA DE COOPERATIVAS ELECTRICAS: (Área de operación): Área territorial dentro del área de concesión donde las comunidades tienen sus instalaciones y equipos para su operación.

AREAS TIPICAS DE DISTRIBUCION: Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución, para cada una de ellas, son parecidos entre sí.

AUTOPRODUCTORES: Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o de energía eléctrica.

BARRA: Punto del sistema eléctrico preparado para entregar y retirar electricidad.

BLOQUES HORARIOS: Son períodos en que los costos de generación son similares y determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

CLIENTE O USUARIO DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD: Es la persona física o jurídica cuya demanda máxima de potencia es menor a la establecida en el Artículo 108, y que por lo tanto se encuentra sometida a una regulación de precio.

COGENERADORES: Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de generar electricidad para su propio consumo y eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros, a través del SENI.

CONCESION DEFINITIVA: Autorización del Poder Ejecutivo, que otorga al interesado el derecho a construir y a explotar obras eléctricas previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Ley, su Reglamento de Aplicación o con cualquier otra Ley que se refiera a la materia.

CONCESION PARA COOPERATIVAS ELECTRICAS: Autorización que el Estado otorga para operar, explorar, prestar el servicio de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, en las localidades rurales y suburbanas.

CONCESION PROVISIONAL: Resolución Administrativa dictada por la Comisión Nacional de Energía, que otorga la facultad de ingresar a terrenos públicos o privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas.

CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA PREPAGADO: Cantidad de energía eléctrica a la que tiene derecho el cliente o usuario de servicio público de electricidad por el valor prepago, definida al momento en que el suscriptor o cliente active el prepago a través del mecanismo que la Empresa Distribuidora disponga.

COOPERATIVAS ELECTRICAS: Son entidades organizadas bajo la Ley que rige el Sistema Cooperativo Nacional, cuya función principal es la de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas rurales y sub-urbanas, utilizando recursos energéticos renovables, del territorio nacional, independizándose del sistema regulado.

COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGIA NO SERVIDA: Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad.

COSTO MARGINAL DE SUMINISTRO: Costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción.

COSTO MEDIO: Son los costos totales por unidad de energía y potencia, correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico en condiciones de eficiencia.

COSTO TOTAL ACTUALIZADO: Suma de costos incurridos en distintas fechas actualizadas a un instante determinado, mediante la tasa de descuento que corresponda.

CURVA DE CARGA: Gráfico que representa la demanda de potencia en el sistema eléctrico, en función del tiempo.

DERECHO DE CONEXION: Es la diferencia entre el costo total anual del Sistema de Transmisión y el Derecho de Uso estimado para el año. El procedimiento para determinar el Derecho de Conexión será establecido por el Reglamento para la aplicación de la presente Ley.

DERECHO DE USO: Es el pago que tienen derecho a percibir los propietarios de las líneas y subestaciones del Sistema de Transmisión, por concepto del uso de dicho sistema por parte de terceros. El procedimiento para determinar el Derecho de Uso será establecido por el Reglamento para la aplicación de la presente Ley.

DIGENOR: Es la entidad encargada de la certificación de la metrología a nivel nacional y en el caso específico del sistema eléctrico, es la encargada de

certificar la calibración de los medidores de energía y potencia para los clientes regulados y no regulados.

EMPRESAS CONTROLANTES: Son empresas controlantes aquellas que tienen la posibilidad de controlar, mediante los votos en las asambleas o en el control de la dirección, a otras empresas, sea por su participación mayoritaria directa o indirecta, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaria sumada corresponda a la mayoría de la misma; o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiere el control directo o indirecto de una empresa o de sus activos.

EMPRESA DISTRIBUIDORA: Empresa beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctricas de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a Clientes o Usuarios de Servicio Eléctrico Público, dentro de su Zona de Concesión.

EMPRESAS ELECTRICAS: Son aquéllas cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transporte o distribución de electricidad, para su comercialización o su propio uso.

ENERGIA FIRME: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica neta en un período de tiempo, en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica, y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.

EMPRESA DE GENERACION: Empresa eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica.

EMPRESA HIDROELECTRICA: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades de generación hidroeléctricas, mediante el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.

EMPRESAS SUBSIDIARIAS: Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando esta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con respecto a otra u otras, cuando todas se encuentran bajo un control común; y dos o más empresas son relacionadas cuando tienen vasos comunicantes a través de accionistas que representen un diez por ciento (10%) o más del capital suscrito y pagado en cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaria.

EMPRESA DE TRANSMISION: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un Sistema Interconectado, para dar servicio de transmisión de electricidad a todo el territorio nacional.

EMPRESAS VINCULADAS: Se considerarán empresas vinculadas a cualquier empresa subsidiaria, afiliada, controlante o relacionada con respecto a otra empresa o de algún accionista o accionistas mayoritario(s) vinculado(s) a esta última.

EQUIPOS DE MEDICION: Conjunto de equipos y de herramientas tecnológicas que son utilizados para medir y registrar la electricidad entregada en los puntos de medición.

FACTOR DE DISPONIBILIDAD DE UNA CENTRAL GENERADORA: Es el cociente entre la energía que podría generar la potencia disponible de la planta en el período normalmente considerado de un (1) año, y la energía correspondiente a su potencia máxima.

FUERZA MAYOR: Acontecimiento (fuerza de la naturaleza, hecho de un tercero, hecho de la Autoridad Gubernamental o del Estado) que no ha podido ser previsto ni impedido, y que libera al Agente Deudor por no poder cumplir su obligación frente al tercero que ha resultado afectado, por la imposibilidad de evitarlo.

HIDROLOGIA SECA: Es la temporada dentro de la cual las probabilidades de precipitaciones pluviales son mínimas.

INSTALACIONES EFICIENTEMENTE DIMENSIONADAS: Son aquéllas en las que se minimiza el costo actualizado de largo plazo de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, considerando la demanda esperada.

INTERESADO: Todo peticionario o beneficiario de una concesión o de un permiso.

LINEA DE DISTRIBUCION DE SERVICIO PUBLICO: Línea de distribución establecida por una Empresa Distribuidora dentro de su Zona de Concesión.

MARGEN DE RESERVA TEORICO: Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

MOMENTO DE CARGA: Es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megavatios y de la distancia medida en kilómetros, comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, a lo largo de las líneas eléctricas.

ORGANO REGULADOR PARA LAS COOPERATIVAS ELECTRICAS: Las Cooperativas Eléctricas serán reguladas por la Comisión Nacional de Energía.

PEAJE DE TRANSMISION: Suma de dinero que los propietarios de las líneas y de las subestaciones del Sistema de Transmisión tienen derecho a percibir por concepto de Derecho de Uso y Derecho de Conexión.

PERMISO: Es la autorización otorgada por la autoridad competente, previa opinión de la Superintendencia de Electricidad, para usar y ocupar con obras eléctricas, bienes nacionales o municipales de uso público.

POTENCIA CONECTADA: Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.

POTENCIA DE PUNTA: Potencia máxima en la curva de carga anual.

POTENCIA DISPONIBLE: Se entiende por potencia disponible en cada instante, la mayor potencia a que puede operar una planta, descontando las detenciones programadas por mantenimiento, las detenciones forzadas y las limitaciones de potencia debidas a fallas en las instalaciones.

POTENCIA FIRME: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad, según lo defina el Reglamento de la presente Ley.

PRACTICAS MONOPOLICAS: Para fines de la presente Ley, se considerarán como prácticas monopólicas toda acción que tenga por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del Mercado Eléctrico entre las que se encuentran, a título enunciativo: fijar directa o indirectamente los precios de compra o de venta u otras condiciones de transacción; limitar o controlar la producción, el mercado, el desarrollo técnico o las inversiones; repartirse los mercados o las fuentes de abastecimiento; aplicar a terceros contratantes condiciones desiguales para prestaciones equivalentes que ocasionen a éstos una desventaja competitiva; o subordinar la celebración de contratos a la aceptación, por los otros contratantes, de prestaciones suplementarias que, por su naturaleza o según los usos mercantiles no guarden relación alguna con el objeto de dichos contratos.

PREPAGO DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA: Es la compra de energía eléctrica con anterioridad a su consumo, en un sistema de comercialización prepago.

RACIONAMIENTO: Estado declarado por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, en el cual, el Sistema Eléctrico no es capaz de abastecer la demanda por causas de fallas prolongadas de unidades termoelectricas, sequías, fuerza mayor, u otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI.

RED DE DISTRIBUCION: Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad, desde el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución, hasta el medidor de energía de los clientes, dentro de la Zona de Concesión.

SALARIO MINIMO: Para fines de la presente Ley, se entenderá por Salario Mínimo, el sueldo mínimo establecido para los servidores de la Administración Pública.

SECTORES DE DISTRIBUCION: Áreas territoriales donde los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD: Suministro a precios regulados de una Empresa Distribuidora, a Clientes o Usuarios del Servicio Público de Electricidad ubicados en sus zonas de concesión, o que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

SERVIDUMBRE: Carga impuesta sobre un inmueble, obligando al dueño a consentir ciertos actos de uso, o a abstenerse de ejercer ciertos derechos inherentes a la propiedad.

SISTEMA AISLADO: Es todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado al SENI.

SISTEMA DE COMERCIALIZACION PREPAGADO: Modalidad de prestación de servicio de comercialización de energía eléctrica al cliente o usuario de servicio público de electricidad, que no requiere, en principio, de las actividades propias del sistema pospago, tales como lectura del medidor, reparto de facturación a domicilio, gestión de cartera en relación con el consumo, u otras actividades inherentes, debido a que el consumo ha sido prepago.

SISTEMA DE MEDICION PREPAGADO: Es el conjunto de equipos y programas de computadoras que permite el funcionamiento de un Sistema de Comercialización Prepago.

SISTEMA DE TRANSMISION: Conjunto de líneas y de subestaciones de alta tensión, que conectan las subestaciones de las centrales generadoras de electricidad con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y en los demás centros de consumo. El Centro de Control de Energía y el de Despacho de Carga forman parte del Sistema de Transmisión.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI): Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador.

TARIFA TECNICA: Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la presente Ley, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrables.

TASA DE ACTUALIZACION: Es la tasa real de descuento, considerando el costo de oportunidad del capital.

USUARIO O CONSUMIDOR FINAL: Corresponde a la persona natural o jurídica, cliente de la Empresa Distribuidora, que utiliza la energía eléctrica para su consumo.

USUARIO NO REGULADO: Es aquél cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Artículo 108 de esta Ley, siempre y cuando cumpla con los requisitos que a esos fines estarán consignados en el Reglamento.

USUARIOS REGULADOS: Usuarios que reciben el Servicio Público de Distribución a precios regulados por la Superintendencia de Electricidad.

ZONA DE DISTRIBUCION: Área geográfica bajo concesión de distribución, en la que el servicio eléctrico presenta características similares propias del mercado, tales como la densidad de la demanda, parámetros físicos u otros que inciden en el costo del servicio.

TITULO II AMBITO Y OBJETIVOS

Artículo 3.- La presente Ley rige lo referente a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y las funciones de los organismos del Estado relacionados con estas materias.

Artículo 4.- Son objetivos básicos que deberán cumplirse mediante la aplicación de la presente Ley y de su Reglamento:

- a) Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales;
- b) Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico;
- c) Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas;
- d) Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopólico, estableciendo tarifas con criterios económicos, de eficiencia y equidad a manera de un mercado competitivo;
- e) Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación; y
- f) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

Artículo 5.- Consecuente con los objetivos señalados, las funciones esenciales del Estado son de carácter normativo, promotor, regulador y fiscalizador. Estas funciones se ejercerán, en las materias pertinentes al subsector eléctrico, por intermedio de las instituciones establecidas en la presente Ley. La actividad privada y la acción empresarial del Estado en este subsector estarán sujetas a las normas y decisiones adoptadas por dichas instituciones.

TITULO III

INSTITUCIONES DEL SUBSECTOR ELECTRICO

Artículo 6.- Los organismos del Estado que rigen las actividades específicas del subsector eléctrico son la Comisión Nacional de Energía (La Comisión) y la Superintendencia de Electricidad (La Superintendencia), cuyas funciones, atribuciones, organización, personal y patrimonio se establecen en el presente título.

Artículo 7.- Se crea la Comisión Nacional de Energía (La Comisión), con personalidad jurídica de derecho público, patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones. Este organismo se relacionará con el Poder Ejecutivo a través del Secretario de Estado⁴, presidente de su directorio. Su domicilio será la ciudad de Santo Domingo, sin perjuicio de las oficinas regionales que pueda establecer.

Artículo 8.- Se crea la Superintendencia de Electricidad con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. Su domicilio será la ciudad de Santo Domingo, sin perjuicio de las oficinas regionales que pueda establecer.

Artículo 9.- Las entidades que producen, transportan o distribuyen la electricidad a terceros son: las empresas eléctricas y los autoprodutores y cogeneradores de electricidad que venden sus excedentes a través del sistema eléctrico, y los propietarios de líneas de distribución y subestaciones eléctricas de distribución que otorgan derecho de paso de electricidad a través de sus instalaciones. Estas entidades podrán comercializar directamente su electricidad y su capacidad de distribuirla.

Artículo 10.- Las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores organizados como empresas eléctricas, estarán sujetas a la presente Ley, sean ellas de capitales nacionales y/o extranjeros, privados y/o públicos sin ninguna discriminación por estas circunstancias.

Artículo 11.- En sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los Reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución. Las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al sistema eléctrico interconectado. Estos tramos de líneas serán operados por la empresa de transmisión; estos tramos podrán ser incorporados como parte de sus propiedades una vez sean adquiridos mediante negociaciones con quienes los hayan construido.

⁴ El Artículo 134 de la Constitución de la República Dominicana, proclamada el 26 de enero de 2010, dispone lo siguiente: "Ministerio de Estado. Para el despacho de los asuntos de gobierno habrá los ministerios que sean creados por la Ley. Cada ministerio estará a cargo de un ministro y contará con los viceministros que se consideren necesarios para el despacho de sus asuntos".

Párrafo I.- Excepcionalmente, cada una de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad podrá ser propietaria directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado. La operación de estas empresas generadoras estará regida por las previsiones establecidas en esta Ley y su Reglamento.

Párrafo II.- Cualquier agente del mercado podrá hacer denuncias de vinculación entre las empresas del sistema y estas denuncias deberán ser investigadas por La Superintendencia. Una vez comprobada la vinculación la empresa acusada deberá desprenderse de su inversión presentando a La Superintendencia pruebas irrefutables de su desvinculación en un plazo no mayor de 120 días, salvo penas que representarían de hasta el cinco por ciento (5%) de sus activos, conforme al Reglamento que la Superintendencia de Electricidad redactará para tales propósitos, sin menoscabo del derecho constitucional a la defensa que posee la empresa que pudiera ser acusada de vinculación.

Párrafo III.- La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente Ley en relación a la generación de energía eléctrica.

CAPITULO I

FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Artículo 12.- Corresponde a La Comisión, en general, elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas y normas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, y proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento; promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo en todas aquellas materias relacionadas con el sector.

Artículo 13.- Para los efectos de la competencia que sobre esta materia corresponde a La Comisión, el sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, construcción, exportación, producción, transmisión, almacenamiento, distribución, importación, comercialización, y cualesquiera otras que conciernan a la electricidad, carbón, gas, petróleo y sus derivados, energía hidráulica, nuclear, geotérmica, solar, energía no convencional y demás fuentes energéticas, presentes o futuras.

Artículo 14.- Para el cumplimiento de sus objetivos, La Comisión tendrá, en particular, las siguientes funciones y atribuciones:

- a) Analizar el funcionamiento del sector energía y todas sus fuentes de producción y elaborar, coordinar y proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones necesarias a las leyes, decretos y normas vigentes sobre la materia;

- b) Proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general;
- c) Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación con el subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento;
- d) Informar al Poder Ejecutivo en los casos que determine el Reglamento, las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones, en relación con el sector, que se otorguen o celebren en cumplimiento de las leyes y sus Reglamentos. Los interesados cuyas solicitudes de concesión, permiso o autorización fueren rechazadas o no, consideradas por los funcionarios encargados de tramitarlas o concederlas, podrán recurrir ante La Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los expedientes al Poder Ejecutivo para su resolución definitiva;
- e) Velar por el buen funcionamiento del mercado en el sector energía y evitar prácticas monopólicas en las empresas del sector que operan en régimen de competencia;
- f) Promover el uso racional de la energía;
- g) Requerir de la Superintendencia de Electricidad, de los servicios públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación los antecedentes y la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de esos antecedentes e informaciones obligados a proporcionarlos en el más breve plazo. El incumplimiento de esa obligación podrá ser sancionado, en caso de negligencia, de conformidad a las normativas vigentes;
- h) Requerir de las empresas del sector y de sus organismos operativos, los antecedentes técnicos y económicos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, los que estarán obligados a entregar las informaciones solicitadas;
- i) Cumplir las demás funciones que las leyes y el Poder Ejecutivo le encomienden, concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector;
- j) Someter anualmente al Poder Ejecutivo, y al Congreso Nacional un informe pormenorizado sobre las actuaciones del sector energético,

incluyendo la evaluación del plan de expansión, de conformidad con la presente Ley y de sus Reglamentos.

Artículo 15.- Para el cumplimiento de sus funciones, La Comisión, podrá convenir con personas físicas o morales, públicas y/o privadas, nacionales, o nacionales y extranjeras, los estudios generales o específicos relacionados con el funcionamiento y desarrollo del sector, así como los de prefactibilidad de proyectos y todos aquellos que le sean necesarios para la realización de sus funciones.

CAPITULO II DE LA ORGANIZACION, PERSONAL Y PATRIMONIO

Artículo 16.- La Comisión estará presidida por el Secretario de Estado de Industria y Comercio e integrada por el Secretario Técnico de la Presidencia ⁵, el Secretario de Estado de Finanzas ⁶, Secretario de Estado de Agricultura, el Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, el Gobernador del Banco Central ⁷ y el Director del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones (INDOTEL). En caso de ausencia del presidente lo sustituirá el Secretario Técnico de la Presidencia y en caso de ausencia de este último, por el Secretario de Estado de Finanzas.

Artículo 17.- Corresponderá al Directorio:

- a) Ejercer las atribuciones, cumplir y hacer cumplir las funciones enunciadas en los Artículos 12 y 13 de esta Ley;
- b) Aprobar el programa anual de acción y el proyecto de presupuesto de La Comisión y sus modificaciones;
- c) Delegar parte de sus funciones y atribuciones en el Director Ejecutivo;
- d) Aprobar la organización interna de La Comisión y sus modificaciones;
- e) Adoptar todos los acuerdos que sean necesarios para el buen funcionamiento de La Comisión.

5 Mediante el Artículo 1 de la Ley No. 496-06, de fecha 28 de diciembre de 2006, se crea la Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo, la cual reemplaza al Secretariado Técnico de la Presidencia. Según el Artículo 134 de la Constitución de la República Dominicana, para el Despacho de los asuntos de gobierno habrá los ministerios que sean creados por la Ley, por lo que la denominación de Secretaría de Estado se sustituye por Ministerio de Estado y su titular por Ministro en vez de Secretario de Estado.

6 El Artículo 1 de la Ley de la Organización de la Secretaría de Estado de Hacienda, No. 494-06 de fecha 27 de diciembre de 2006, publicada en la Gaceta Oficial No. 10399 de fecha 28 de diciembre de 2006, dispone: "Se establece la Secretaría de Estado de Hacienda como organismo rector de las finanzas públicas nacionales sobre la base de la actual estructura administrativa y funciones que legalmente se le han asignado a la Secretaría de Estado de Finanzas."

7 La figura del Gobernador del Banco Central, de acuerdo con el Artículo 17, Literal B, Numeral 3 de la Ley Monetaria y Financiera No. 183-02, de fecha 21 de noviembre de 2002, publicada en la Gaceta Oficial No. 10187 de fecha 21 de noviembre de 2002: establece lo siguiente: "Restricciones. El ejercicio del cargo de Gobernador es incompatible con cualquier otra actividad profesional pública o privada, remunerada o no, a excepción de su pertenencia a la Junta Monetaria y la actividad docente. No podrá formar parte de ningún consejo, sociedad, órgano, entidad, empresa, instituto o similar, sea público o privado, con excepción de aquellos que competan a sus funciones. Antes de tomar posesión del cargo, y anualmente, deberá presentar la Declaración Jurada de Bienes a la que alude el Artículo 12 de esta Ley. Al cese de sus funciones, se le aplican al Superintendente las disposiciones del Artículo 12 de esta Ley."

Artículo 18.- Existirá un Director Ejecutivo designado por el Poder Ejecutivo.

Artículo 19.- El Director Ejecutivo será el delegado de La Comisión y tendrá su representación legal, judicial y extrajudicial.

Artículo 20.- Corresponderá al Director Ejecutivo, sin perjuicio de otras funciones y delegaciones que le encomiende La Comisión:

- a) La dirección técnica y administrativa de las funciones de La Comisión, de conformidad con las funciones y atribuciones establecidas en el Artículo 14, sujetándose a los acuerdos e instrucciones que al efecto adopte La Comisión;
- b) Asistir a las sesiones de La Comisión, en calidad de secretario, y adoptar las providencias y medidas que requiera su funcionamiento;
- c) Cumplir y hacer cumplir los acuerdos e instrucciones de La Comisión y realizar los actos y funciones que ésta le delegue en el ejercicio de sus atribuciones;
- d) Informar periódicamente a La Comisión acerca de la marcha de la institución, del cumplimiento de sus acuerdos e instrucciones, del estado del sector energía y, en especial, de los problemas que en él determine;
- e) Designar y contratar personal, fijarle remuneración, asignarle funciones y poner término a sus servicios, dando cuenta de todo ello a La Comisión;
- f) Adquirir, enajenar, gravar y administrar toda clase de bienes y ejecutar o celebrar cualquier acto o contrato tendente directa o indirectamente al cumplimiento de su objeto y funciones, sujetándose a las leyes sobre el particular y a la aprobación de La Comisión;
- g) Delegar parte de sus funciones y atribuciones en otros funcionarios;
- h) En general, dictar las resoluciones y ejercer las demás facultades que sean necesarias para la buena marcha de los asuntos de su competencia.

Artículo 21.- El patrimonio de La Comisión estará formado por:

- a) Los recursos que se le asignen anualmente en la Ley de Gastos Públicos del Gobierno Central o en otras leyes generales o especiales;
- b) Las contribuciones de hasta el uno por ciento (1%) de las ventas totales del sistema establecidas en el Artículo 37 con cargo a empresas del sector para su financiamiento y el de la Superintendencia de Electricidad. Su forma y monto de distribución entre ambas entidades serán establecidos en el Reglamento;
- c) En general, los bienes o recursos que obtenga o se destinen a su propósito.

Artículo 22.- La dotación de La Comisión estará constituida por personal de alta calificación técnica-profesional y probada experiencia en sus respectivas áreas de especialización. La selección de su personal se hará por concurso público y calificación de credenciales.

Artículo 23.- El Director Ejecutivo y los tres profesionales de más alto nivel técnico de La Comisión se registrarán por las normas generales de trabajo y serán profesionales dominicanos, colegiados, de gran experiencia en el sector energía, que serán designados mediante concurso público con excepción del director ejecutivo, y sus remuneraciones se fijarán de acuerdo con las condiciones del mercado, para ejecutivos superiores del sector privado.

CAPITULO III

FUNCIONES Y ATRIBUCIONES DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

Artículo 24.- Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad:

- a) Elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la presente Ley y su Reglamento;
- b) Autorizar o no las modificaciones de los niveles tarifarios de la electricidad que soliciten las empresas, debidas a las fórmulas de indexación que haya determinado la Superintendencia de Electricidad;
- c) Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas;
- d) Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia e informar a La Comisión;
- e) Aplicar multas y penalizaciones en casos de incumplimiento de la Ley, de sus Reglamentos, normas y de sus instrucciones, en conformidad a lo establecido en el Reglamento;
- f) Analizar y resolver mediante resolución, sobre las solicitudes de concesión provisional de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación;
- g) Analizar y tramitar las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de

electricidad y recomendar a la Comisión Nacional de Energía, mediante informe, las decisiones correspondientes, así como sobre la ocurrencia de causales de caducidad o de revocación de ellas;

- h) Informar a las instituciones pertinentes sobre los permisos que les sean solicitados;
- i) Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas, así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por la Secretaría de Estado Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará;
- j) Requerir de las empresas eléctricas, de los autoprodutores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, los que estarán obligados a entregar oportunamente las informaciones solicitadas. Los funcionarios de la Superintendencia de Electricidad tendrán libre acceso a las informaciones solicitadas. Los funcionarios de la Superintendencia de Electricidad tendrán libre acceso a las centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión y distribución, sus talleres y dependencias, para realizar las funciones que les son propias, procurando no interferir el normal desenvolvimiento de sus actividades;
- k) Requerir de los concesionarios que no hayan cumplido alguna de las estipulaciones legales, reglamentarias y contractuales para que solucionen en el más corto plazo posible su incumplimiento sin perjuicio de amonestarlos, multarlos e incluso administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, en conformidad a lo establecido en el Artículo 63;
- l) Resolver, oyendo a los afectados, los reclamos por, entre o en contra de particulares, consumidores, concesionarios y propietarios y operadores de instalaciones eléctricas que se refieran a situaciones objeto de su fiscalización;
- m) Proporcionar a La Comisión y a su Director Ejecutivo los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones;
- n) Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales así como fiscalizar su desempeño;
- ñ) Presidir el Organismo Coordinador con el derecho al voto de desempate;
- o) Supervisar el funcionamiento del Organismo Coordinador;
- p) Las demás funciones que le encomienden las leyes, Reglamentos y La Comisión;

Artículo 25.- Para el cumplimiento de sus funciones, la Superintendencia de Electricidad podrá contratar con personas físicas y morales, públicas y/o privadas, nacionales y extranjeras para los estudios generales o específicos relacionados con el funcionamiento y desarrollo del subsector y todos aquellos que le sean necesarios para la realización de sus funciones.

Artículo 26.- Para el cálculo y determinación de las tarifas de la electricidad sujetas a regulación, las empresas eléctricas estarán obligadas a entregar oportunamente a la Superintendencia de Electricidad toda la información necesaria que a tal efecto le sea solicitada por ésta. La Superintendencia de Electricidad, por su parte, deberá proporcionar a las empresas, previamente a la remisión a La Comisión, de las tarifas, todos los cálculos y demás antecedentes que respaldan sus decisiones de fijación tarifaria.

Artículo 27.- La Superintendencia de Electricidad está facultada para establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones.

Artículo 28.- Será obligación de la Superintendencia de Electricidad preparar periódicamente, datos e informaciones que permitan conocer el sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, así como de sus valores históricos y esperados. En particular, serán de conocimiento público tanto los informes relativos al cálculo de los precios de transmisión y distribución, así como los precios que existan en el mercado no regulado.

Artículo 29.- La Superintendencia de Electricidad podrá aplicar las sanciones que en casos de incumplimiento de normas técnicas y sus instrucciones cometan las empresas eléctricas del subsector, en conformidad con las previsiones de esta Ley y su Reglamento.

Artículo 30.- La Superintendencia dispondrá las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones.

CAPITULO IV

DE LA ORGANIZACION Y EL PERSONAL DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

Artículo 31.- La administración de la Superintendencia de Electricidad corresponderá a un Consejo integrado por un (1) presidente y dos (2) miembros, designados por el Poder Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional. Ostentará el cargo de Superintendente quien sea señalado como presidente del Consejo.

Los miembros del Consejo serán:

- a) Ciudadanos dominicanos por nacimiento y origen, y estar en pleno goce de sus derechos civiles y políticos;

- b) Profesionales colegiados, haberse desempeñado en forma destacada en cuestiones profesionales o académicas y por lo menos con ocho (8) años de experiencia en el sector de energía;
- c) No tener conflictos de interés con propietarios ni empresas eléctricas ni estar vinculados a éstas.

Los miembros del Consejo dedicarán tiempo completo a sus funciones y formarán parte del personal de planta de la Superintendencia de Electricidad. Sus remuneraciones no quedarán sujetas a las normas que regulan las del personal de la administración pública, sino que serán fijadas de acuerdo a las condiciones del mercado para los más altos cargos ejecutivos del sector privado.

Artículo 32.- Los miembros del Consejo durarán hasta cuatro (4) años en el ejercicio de sus cargos y sólo podrán ser removidos de sus funciones por faltas graves. Por excepción, los tres primeros miembros del Consejo serán nombrados por períodos de 2, 3 y 4 años respectivamente, pudiendo ser designados por un período igual. Este período comenzará a regir a partir de la promulgación de la presente Ley.

Artículo 33.- Corresponderá al Consejo de la Superintendencia de Electricidad:

- a) Ejercer las atribuciones, cumplir y hacer cumplir las funciones enunciadas en el capítulo III de este título. El Consejo analizará los estudios y determinará las tarifas de la electricidad sujetas a regulación, de conformidad con lo establecido en esta Ley y su Reglamento;
- b) Aprobar el programa anual de acción y el proyecto de presupuesto de la Superintendencia de Electricidad y sus modificaciones;
- c) Delegar parte de sus funciones y atribuciones en el Superintendente;
- d) Aprobar la organización interna de la Superintendencia de Electricidad y sus modificaciones;
- e) Adoptar todos los acuerdos que sean necesarios para el buen funcionamiento de la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 34.- Los Reglamentos determinarán la organización interna de la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 35.- La autoridad ejecutiva máxima de la Superintendencia de Electricidad será el Superintendente, quien tendrá su representación legal, judicial y extrajudicial. El Consejo establecerá el orden de precedencia de los miembros que sustituirán al Superintendente en caso de ausencia, temporal o definitiva.

Artículo 36.- Corresponderá al Superintendente ejercer las siguientes funciones y atribuciones:

- a) Dirigir técnica y administrativamente la Superintendencia de Electricidad, sujetándose a los acuerdos e instrucciones que al efecto adopte el Consejo;
- b) Por desacuerdos de las partes en elegirlos en el plazo previsto en el Artículo 75, designar a los integrantes de la Comisión Arbitral a que se refiere dicho Artículo;
- c) Cumplir y hacer cumplir los acuerdos e instrucciones del Consejo y realizar los actos y funciones que éste le delegue en el ejercicio de sus atribuciones;
- d) Ejecutar frente a los interesados, previa autorización del Poder Ejecutivo, los acuerdos de concesión definitiva;
- e) Informar periódicamente al Consejo acerca de la marcha de la institución, del cumplimiento de sus acuerdos e instrucciones, del estado del subsector eléctrico y en especial de los problemas que detecte;
- f) Designar y contratar personal, fijarle sus remuneraciones, signarles funciones y poner término a sus servicios, dando cuenta de todo ello al Consejo;
- g) Adquirir, gravar y administrar toda clase de bienes y ejecutar o celebrar cualquier acto o contrato tendente directa o indirectamente al cumplimiento de su objeto y funciones, sujetándose a la presente Ley y a las leyes sobre el particular y a los acuerdos e instrucciones del Consejo;
- h) Presidir las reuniones del Organismo Coordinador, con derecho al voto de desempate. El Superintendente, en representación del interés público, será el único representante con poder de veto en el Organismo Coordinador;
- i) Delegar parte de sus funciones y atribuciones en funcionarios del servicio;
- j) Establecer el Reglamento, conjuntamente con el Organismo Coordinador en que se establezcan los méritos de entrada en el despacho de carga de las unidades de generación, incluyendo las unidades de generación que utilicen recursos energéticos nacionales;
- k) En general, dictar las resoluciones y ejercer las demás facultades que sean necesarias para la buena marcha de la Superintendencia de Electricidad.

CAPITULO V DEL PATRIMONIO DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

Artículo 37.- El patrimonio de la Superintendencia de Electricidad estará formado por:

- a) Los recursos que se le asignen en la Ley de Gastos Públicos del Gobierno Central o en otras leyes generales o especiales;
- b) Los bienes muebles e inmuebles que se le transfieran o adquieran a cualquier título;
- c) El producto de la venta de bienes y servicios que realice, así como de las tarifas, derechos, intereses y otros ingresos propios que perciba en el ejercicio de sus funciones, de acuerdo con la Constitución y las leyes vigentes del país;
- d) Las contribuciones de las empresas que operen negocios en el área de generación, transmisión y distribución de electricidad, las que no podrán ser superiores al uno por ciento (1%) de las ventas totales del sistema en el Mercado Eléctrico Mayorista. El Reglamento fijará su monto y forma de recaudación;
- e) En general, los demás bienes o recursos que obtenga o se destinen a su propósito.

CAPITULO VI DEL ORGANISMO COORDINADOR

Artículo 38.- Las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, deberán coordinar la operación de sus instalaciones para rendir el mejor servicio al mínimo costo. A tales fines, deberán constituir e integrar un organismo que coordine la operación de las centrales generadoras, los sistemas de transmisión, distribución y comercialización, denominado Organismo Coordinador, cuyas principales funciones se contraen a:

- a) Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del sistema, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico;
- b) Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del sistema;
- c) Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación;
- d) Facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión;
- e) Entregar a La Superintendencia las informaciones que ésta le solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el sistema interconectado;

- g) Cooperar con La Comisión y La Superintendencia en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad;

Párrafo.- La forma y condiciones de constitución, organización y procedimientos de operación del Organismo Coordinador⁸ serán establecidas en el Reglamento, conocida previamente la opinión de los representantes de las empresas eléctricas.

Artículo 39.- Las transferencias de potencia y energía entre entidades generadoras que coordinan su operación de acuerdo al Artículo 38 de esta Ley serán valorizadas, sobre la base del costo marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El costo marginal de corto plazo de la energía será el costo marginal resultante de la operación óptima del sistema de generación y transmisión. El costo marginal de la potencia será el costo marginal de desarrollo de potencia de punta en el sistema. Ambos valores serán determinados de acuerdo a lo establecido en el Reglamento, respecto a la operación coordinada del sistema.

Párrafo.- Estos costos marginales se aplicarán también a las transferencias de potencia y energía a distribuidoras y usuarios no regulados, que resulten de la diferencia entre sus demandas y los contratos de largo plazo con generadores.

Artículo 40.- El Organismo Coordinador tendrá personalidad jurídica y su autoridad máxima será un Consejo de Coordinación, que tendrá la responsabilidad de velar que se cumplan las disposiciones y funciones que se establecen en la presente Ley y las que el Reglamento señale. El Consejo de Coordinación estará formado por un representante de la Superintendencia de Electricidad, quien lo presidirá, un representante de las empresas eléctricas de generación privada, uno de la empresa eléctrica estatal (hidroeléctrica), uno de la de transmisión y uno de las de distribución.

Cada bloque de empresas elegirá su representante en la forma que establezca el Reglamento.

TITULO IV DE LA INSTALACION DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

CAPITULO I ACTIVIDADES QUE REQUIEREN CONCESION O PERMISO

Artículo 41.- Las concesiones eléctricas podrán otorgarse a personas morales legalmente constituidas, nacionales y/o extranjeras.

Párrafo I.- La generación de electricidad y la transmisión no requieren concesión en sistemas interconectados o aislados cuando la demanda máxima en potencia sea inferior a la establecida en el Reglamento y que incluyan

⁸ El Organismo Coordinador quedó constituido en Asamblea del 30 de abril del año 2008 y mediante Resolución No. 0034 de fecha 11 de junio de 2008, expedida por el Procurador General de la República, se concedió el beneficio de incorporación a la asociación sin fines de lucro "ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA, INC." Fue publicada en el periódico El Caribe en su edición de fecha 03 de julio de 2008.

suministros a empresas distribuidoras, pudiendo ser realizada libremente cumpliendo las normas técnicas y de operación contenidas en esta Ley y en sus Reglamentos. Sin embargo, podrán otorgarse concesiones cuando así lo soliciten los interesados.

Párrafo II.- Se requiere concesión para establecer y explotar el servicio público de distribución de electricidad para la generación, generación hidroeléctrica del Estado, servicio de transmisión (Estado), en sistemas interconectados cuya demanda máxima en potencia sea superior a la establecida por el Reglamento y que incluyan suministros a empresas distribuidoras.

Párrafo III.- Si una empresa de generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el sistema eléctrico nacional, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la empresa de transmisión no asuma las inversiones correspondientes. En este caso se pondrá de acuerdo en la forma en que la empresa de transmisión reembolsará los costos incurridos por la empresa de generación.

Párrafo IV.- En ningún caso podrá concesionarse ni autorizarse empresas generadoras de origen hidráulica ni de transmisión de electricidad, las cuales permanecerán bajo propiedad y operación estatal.

CAPITULO II DE LAS CONCESIONES

Artículo 42.- Las concesiones serán provisionales o definitivas.

DE LA CONCESION PROVISIONAL

Artículo 43.- La concesión provisional se producirá cuando el dueño del o de los terrenos y la empresa eléctrica, en este caso la concesionaria, lleguen a un acuerdo amigable el cual tiene como objeto permitir a la concesionaria el ingreso a los terrenos ya sean particulares, estatales o pertenezcan a los municipios, para realizar estudios, análisis o prospecciones los cuales contribuyen a mejorar el servicio eléctrico.

Párrafo I.- El plazo de la concesión provisional será establecido entre las partes el cual no podrá ser superior a dieciocho (18) meses si los terrenos pertenecen al Estado o a los municipios. Harán los trámites los representantes legales.

Párrafo II.- Una vez otorgada la concesión provisional a que se refiere este Artículo, la misma será publicada en un periódico de circulación nacional en un plazo de quince días, dos veces consecutivas.

Artículo 44.- En caso de producirse un conflicto entre las partes, para ingresar a un terreno, ya sea municipal, estatal o pertenezca a particulares, corresponderá al Juez de Paz de la ubicación del inmueble dirimir la situación conforme a las reglas establecidas por el Código de Procedimiento Civil, con facultad para determinar cuando los afectados así lo soliciten las indemnizaciones a

que pudiese tener derecho el propietario del terreno por el perjuicio que les provocaren tales actividades.

DE LAS CONCESIONES DEFINITIVAS

Artículo 45.- Las concesiones definitivas se otorgarán mediante autorización del Poder Ejecutivo. En ningún caso se otorgarán concesiones para instalar unidades de generación de electricidad que contemplen el uso de residuos tóxicos de origen externo o local que degraden el medio ambiente y el sistema ecológico nacional. La Secretaria de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales deberá emitir previamente una certificación de no objeción al respecto.

Artículo 46.- La solicitud de concesión definitiva deberá satisfacer los requerimientos dispuestos por esta Ley y su Reglamento y será presentada a La Superintendencia.

Todas las solicitudes deberán incluir un estudio del efecto de las instalaciones sobre el medio ambiente y las medidas que tomará el interesado para mitigarlo, sometiéndose en todo caso a las disposiciones y organismos oficiales que rigen la materia.

Artículo 47.- La Superintendencia deberá remitir el expediente a La Comisión junto con un informe de recomendación sobre la petición de concesión dentro del plazo establecido en el Reglamento. La Comisión se pronunciará sobre la petición de concesión dentro del plazo establecido en el Reglamento. Si aprueba la solicitud, el presidente de La Comisión pasará el expediente al Poder Ejecutivo para la emisión de la correspondiente autorización. Si la petición es rechazada, se notificará de tal decisión al interesado.

Artículo 48.- Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión definitiva, La Superintendencia realizará una licitación pública por los derechos de la concesión en la forma y dentro de los plazos establecidos en el Reglamento. Corresponderá a La Comisión con informe de La Superintendencia, proponer al Poder Ejecutivo la adjudicación de la concesión.

Artículo 49.- Las concesiones definitivas se otorgarán por un plazo no superior a cuarenta (40) años. Sin embargo, el concesionario podrá, hasta con una anticipación no menor de un (1) año ni mayor de cinco (5) a su vencimiento, solicitar la renovación de la concesión. El Reglamento de la Ley establecerá los requisitos para la renovación de las mismas.

DEL CONTRATO DE CONCESION DEFINITIVA

Artículo 50.- La concesión definitiva adquiere carácter contractual cuando el Poder Ejecutivo aprueba la propuesta del peticionario, y vía La Comisión autoriza su ejecución.

Artículo 51.- En la autorización de concesión definitiva de servicio público de distribución se establecerán los límites de la Zona de Concesión.

DE LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS CONCESIONARIOS

Artículo 52.- Los concesionarios que desarrollen cualquiera de las actividades de generación o distribución, después de haber cumplido los requisitos de la presente Ley tendrán los siguientes derechos, como sigue:

- a) A tener acceso y también usar y ocupar los bienes estatales, municipales, de dominio público y particulares, individualizados en la concesión, que fueren necesarios para la construcción y operación de las instalaciones y limitar su uso;
- b) A que la concesión permanezca a su nombre, durante todo el plazo, en las condiciones que se indican en la autorización de concesión;
- c) A ejercer de acuerdo con esta Ley, los derechos de servidumbre establecidos en el respectivo contrato de concesión, en conformidad a las normas a que se refiere el Título V de esta Ley y su Reglamento;
- d) A percibir los demás beneficios que le otorga la Ley y el contrato.

Artículo 53.- Los concesionarios del servicio público de distribución tendrán, además, el derecho a ser distribuidores exclusivos de los usuarios sometidos a regulación de precios, dentro de su Zona de Concesión.

Artículo 54.- Los concesionarios que desarrollen cualquiera de las actividades de generación y distribución estarán sometidos a las disposiciones de esta Ley y de su Reglamento, y en particular estarán obligados, en lo que aplique a:

- a) Efectuar la construcción de las obras y ponerlas en servicios en los plazos señalados en la autorización de concesión;
- b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente y segura, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento;
- c) Garantizar la calidad y continuidad del servicio conforme a lo que se establezca en la autorización de concesión y en el Reglamento;
- d) Aplicar, cuando fuere el caso, los precios regulados que se fijen de conformidad con las disposiciones de la presente Ley y su Reglamento;
- e) Presentar información técnica y económica a La Comisión y La Superintendencia en la forma y plazos fijados en el Reglamento;
- f) Facilitar las inspecciones técnicas que a sus instalaciones disponga La Superintendencia;
- g) Cumplir con las normas legales y reglamentarias sobre conservación del medio ambiente;

h) Aceptar conexiones entre sí, de acuerdo con la reglamentación vigente.

Artículo 55.- La empresa de transmisión está obligada a otorgar las servidumbres necesarias para la utilización de sus sistemas de transmisión por parte de terceros, quienes deberán pagar las indemnizaciones y peajes correspondientes según se establece en esta Ley y su Reglamento.

Artículo 56.- Los concesionarios de servicio público de distribución están obligados a:

- a) Proveer servicios en su Zona de Concesión a todos los usuarios que lo soliciten, sea que estén ubicados en dicha zona, o bien se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. La obligación de proporcionar suministro se entiende en la misma tensión y característica de la línea sujeta a concesión a la cual se conecten los usuarios, de acuerdo con las limitaciones expresadas en el Reglamento;
- b) Mantener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen un porcentaje de su requerimiento total de potencia y energía para clientes regulados por los siguientes dieciocho (18) meses como mínimo, de acuerdo con las limitaciones expresadas en el Artículo 56 a) y en el Reglamento. Este porcentaje será establecido en el Reglamento, pudiendo sin embargo La Superintendencia autorizar reducciones en el porcentaje cuando las condiciones del mercado lo aconsejen;
- c) Otorgar las servidumbres necesarias para la utilización de sus sistemas por parte de terceros con el objeto de suministrar electricidad a usuarios que no estén sujetos a regulación de precios, ubicados dentro de su Zona de Concesión o que se encuentren conectados a ella, en las condiciones establecidas en esta Ley y su Reglamento.

Artículo 57.- Sin previa autorización de La Superintendencia no se podrán transferir las concesiones del servicio público de distribución o parte de ellas. Tampoco las de generación.

CAPITULO III DE LOS PERMISOS

Artículo 58.- Los permisos para que las obras de generación de electricidad, no sujetas a concesión, puedan usar y ocupar bienes nacionales o municipales de uso público, serán otorgados previa consulta a La Superintendencia, por las autoridades correspondientes en la forma establecida en el Reglamento. Los permisos otorgados deberán ser informados a La Superintendencia.

Artículo 59.- Los permisos sólo pueden transferirse con autorización expresa de la autoridad otorgante.

CAPITULO IV

DE LA EXTINCION DE LAS CONCESIONES Y PERMISOS

Artículo 60.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). La concesión termina por declaración de caducidad, incumplimiento de las obligaciones del concesionario o renuncia. En tales casos, la transferencia de los derechos de la concesión y de los bienes que se requieran para continuar con su operación, será efectuada de acuerdo a lo previsto en la presente Ley y su Reglamento.

Artículo 61.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). La concesión provisional caducará de pleno derecho cuando el concesionario no realice los estudios dentro del plazo otorgado por la resolución.

La concesión definitiva caducará de pleno derecho cuando:

- a) El petitionerario no acepte o rechace la autorización de concesión definitiva del Poder Ejecutivo;
- b) El concesionario no inicie o termine los trabajos dentro de los plazos señalados en el contrato de concesión definitiva;
- c) Venga el plazo de la concesión.

Artículo 62.- La concesión será revocada por incumplimiento de las obligaciones del concesionario:

- a) Cuando el concesionario de distribución, luego de habersele aplicado las multas correspondientes, incumpla en forma reiterada, con sus obligaciones de ofrecer servicio de acuerdo a los estándares de calidad y seguridad establecidos en el contrato de concesión;
- b) La falta del concesionario de distribución de disponer de un contrato de suministro de electricidad para los próximos veinte (20) meses, una vez se superen las limitaciones radicadas en el Reglamento según el Artículo 56, literal a), asimilable a condición insegura de servicio;
- c) Cuando el concesionario de distribución transfiera su concesión con infracción a las normas de esta ley;
- d) Cuando el concesionario de generación o distribución luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opere sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación establecidas en esta Ley y su Reglamento;
- e) Cuando el beneficiario de distribución, incumpla en forma reiterada, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, con sus obligaciones de ofrecer servicio de acuerdo a los estándares de calidad y seguridad establecidos en el contrato de concesión;
- f) Si el concesionario no inicie o termine los trabajos dentro de los plazos señalados en el contrato de concesión.

Artículo 63.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). Sin perjuicio del Recurso Contencioso Administrativo, compete al Poder Ejecutivo la revocación de las concesiones definitivas por una cualquiera o varias de las causas previstas en el Artículo 62, la cual deberá contar con la recomendación favorable de la Superintendencia de Electricidad y la opinión de la Comisión Nacional de Energía. En este caso se dispondrá la intervención administrativa en forma provisional de la concesión por parte de la Superintendencia de Electricidad, con cargo al antiguo concesionario, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones, hasta que un nuevo concesionario asuma la explotación de las obras.

Artículo 64.- Declarada la caducidad, revocación o renuncia, los derechos y bienes de la concesión serán licitados públicamente, en la forma y plazos establecidos en el Reglamento. Del valor obtenido en la licitación se deducirán prioritariamente los gastos y compromisos de la concesión y al saldo, si alguno, se aplicarán las reglas del derecho común. Los acreedores de la concesión declarada en caducidad o revocación no podrán oponerse por motivo alguno a la licitación antes señalada.

Artículo 65.- La renuncia del concesionario conlleva la pérdida de los derechos generales de la concesión.

Artículo 66.- La autoridad competente, podrá suspender o dejar sin efecto el permiso que haya otorgado, de acuerdo a este título, cuando las obras no se hubieren ejecutado en los plazos establecidos o cuando se compruebe que en su ejercicio no se cumple con las normas de esta Ley o de su Reglamento o con las condiciones en que fue otorgado el permiso.

TITULO V DE LAS SERVIDUMBRES

CAPITULO I DE LAS SERVIDUMBRES Y LOS PEAJES

Artículo 67.- Las resoluciones de concesión definitiva o provisional, permisos y autorizaciones del Poder Ejecutivo indicarán, de acuerdo con esta Ley y su Reglamento, los derechos de servidumbres que requiera el concesionario, conforme a los planos especiales de servidumbres que se hayan aprobado en la resolución o autorización de concesión.

Artículo 68.- Después de satisfacer las exigencias y trámites establecidos en la Constitución de la República y en esta Ley, las concesiones de centrales productoras de electricidad permiten al concesionario obtener, mediante los procedimientos previstos en esta Ley, el derecho de ocupar los terrenos que necesiten para efectuar los estudios, construir y establecer las obras y realizar su operación normal; ocupar y cerrar los terrenos necesarios para embalses, vertederos, clasificadores, estanques de acumulación de aguas, cámaras de presión, cavernas, habitaciones para el personal de vigilancia, caminos de acceso, depósitos de materiales y, en general, todas las servidumbres y obras requeridas para las instalaciones eléctricas.

Artículo 69.- Las concesiones definitivas de líneas y subestaciones de transmisión y de servicio público de distribución permiten al concesionario obtener, mediante los procedimientos previstos en esta Ley, el derecho para efectuar estudios; tender líneas aéreas y/o subterráneas a través de propiedades que han adquirido de manera definitiva, ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la electricidad, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación y limitar su uso; ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.

Artículo 70.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto de 2007). Cuando existan líneas eléctricas en una heredad, el propietario de éstas podrá exigir que se aprovechen las mismas cuando se desee constituir una nueva servidumbre y construir una nueva línea. La Superintendencia, oídos los interesados, resolverá sobre la contestación surgida.

Artículo 71.- Los edificios no quedan sujetos a las servidumbres de obras de generación ni de líneas de transmisión y distribución de electricidad, salvo los casos excepcionales que se indican en el Reglamento.

Artículo 72.- Será deber del beneficiario de una concesión definitiva el gestionar con los derechohabientes del predio, una solución amigable del uso de las servidumbres o apropiaciones que requiera la concesión. Si tal diligencia fallare o las partes no alcanzaren acuerdo, el Juez de Paz de la ubicación del inmueble conocerá el conflicto, conforme a su competencia. Los costos y pagos de cualquier naturaleza estarán a cargo del concesionario.

Artículo 73.- El dueño del predio sirviente no podrá realizar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza, que perturben el libre ejercicio de las servidumbres establecidas en ocasión de esta Ley y la Constitución de la República.

Artículo 74.- Los derechos de servidumbre atribuidos en este título a las concesiones provisionales después de habersele dado cumplimiento al Artículo 72 de la presente Ley podrán ser ejercidos plenamente.

DE LA COMISION ARBITRAL

Artículo 75.- El derechohabiente del predio sirviente y el concesionario tendrán la opción, excluyente del Juez de Paz, de apoderar del caso al Superintendente quien designará una Comisión Arbitral compuesta de tres peritos, elegidos uno por cada parte y el tercero por los dos primeros, del cuadro de profesionales mantenidos por La Superintendencia para que, oyendo a las partes, practique el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio. Si en el plazo de treinta (30) días las partes no logran acuerdo sobre la Comisión Arbitral, los designará de oficio el Superintendente. En este avalúo no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos por las obras proyectadas. La decisión de la Comisión Arbitral no estará sujeta a recursos, tendrá el carácter de irrevocable y se impondrá a las partes. Los honorarios de la Comisión Arbitral estarán a cargo del concesionario y serán fijados por el Superintendente.

Artículo 76.- El Reglamento de la presente Ley establecerá las normas para el funcionamiento de la Comisión Arbitral.

Artículo 77.- El valor fijado por la Comisión Arbitral será entregado por el interesado al derechohabiente, y en caso de que éste se encuentre ausente o se negare a recibirlo, será depositado a su nombre, por el concepto anunciado, en la Colecturía de Impuestos Internos correspondiente.

Artículo 78.- La decisión de la Comisión Arbitral, más el recibo de pago, de acuerdo al Artículo anterior, servirá al concesionario para obtener, en caso de impedimento, la homologación del Juez de Paz de la ubicación del inmueble para convertir la decisión en judicialmente ejecutoria y entrar o ser puesto en posesión mediante el auxilio de la fuerza pública, no obstante cualquier reclamación del derechohabiente.

Artículo 79.- El dueño del predio sirviente tendrá derecho a que se le pague:

- a) El valor de todo terreno ocupado por las obras eléctricas, incluidas las de embalse y estanques, por los postes y las torres de las líneas, por las zanjas de las líneas subterráneas, por los edificios y por los caminos de acceso, según los planos de servidumbres;
- b) El valor de los perjuicios ocasionados durante los estudios y la construcción de las obras, o como consecuencia de ellos o del ejercicio de las servidumbres. Igualmente el valor de los perjuicios que causen las líneas aéreas;
- c) Una indemnización por el tránsito que el concesionario tiene derecho a hacer para los efectos de la custodia, conservación, reparación y mejoramiento de las líneas. Esta indemnización será particularizada en el Reglamento. Si al constituirse una servidumbre quedaren terrenos inutilizados para su natural aprovechamiento, el concesionario estará obligado a extender la servidumbre a todos estos terrenos.

Artículo 80.- A falta de acuerdo entre las partes, todas las dificultades o cuestiones que en cualquier tiempo y personas surgieren a propósito de los derechos a ingreso, servidumbres y erección de mejoras que se contemplan en esta Ley, corresponderá dirimir las al Juez de Paz de la ubicación del inmueble, enmarcado dentro de las previsiones del Artículo 1, Párrafo II del Código de Procedimiento Civil, modificado por la Ley No.38-98, del 6 de febrero de 1998⁹.

⁹ Artículo 1, Párrafo II, Código de Procedimiento Civil. (Modificado por las Leyes 845 del 15 de julio de 1978 y 38-98 del 3 de febrero de 1998). "Conocen sin apelación, hasta la suma de tres mil pesos, y a cargo de apelación por cualquier cuantía a que se eleve a la demanda, de las acciones de pago de alquileres o arrendamientos, de los desahucios, de las demandas sobre rescisión de contratos de arrendamientos fundadas únicamente en la falta de pagos de los alquileres o arrendamientos; de los lanzamientos y desalojo de lugares; y de las demandas sobre validez y en nulidad de embargo de ajuar de casa, por el cobro de alquiler. Si el valor principal del contrato de arrendamiento consiste en frutos o géneros o prestación en naturaleza, estimable conforme al precio del mercado, el avalúo se hará por el valor del día de vencimiento de la obligación, si se trata del pago de arrendamiento; en los demás casos se practicará por el precio del mercado en el mes que precede a la demanda. Si el precio principal del contrato de arrendamiento a colonos aparceros, el juez de paz determinará su competencia, previo avalúo por peritos. Cualquier recurso que pueda interponerse contra la sentencia de desahucio no será suspensivo de ejecución de la misma."

Artículo 81.- El beneficiario de una concesión definitiva, que mediante las opciones previstas en esta Ley haya obtenido la atribución de una servidumbre de paso u ocupación, podrá hacerla inscribir y ejecutar por ante la Jurisdicción de Tierras.

CAPITULO II DE LOS PEAJES SOBRE LINEAS ELECTRICAS

Artículo 82.- Los propietarios u operadores de líneas eléctricas que tengan concesión o permiso estarán obligados a permitir a terceros el uso de sus instalaciones, necesarias para el paso de electricidad, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas. Quienes deseen hacer uso de estas servidumbres, salvo en los casos a que se refieren los Artículos 83 y siguientes de este capítulo, estarán obligados a observar las reglas siguientes:

- a) Si las instalaciones y obras complementarias que deseen utilizarse tuvieran capacidad suficiente para soportar este uso adicional, el interesado en imponer este permiso deberá indemnizar, a través de un peaje a su propietario por la anualidad de sus costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, incluyendo las pérdidas de energía eléctrica, a prorrata de la potencia de punta total transitada por todos aquellos que utilicen dichas instalaciones y obras;
- b) Si no existiese capacidad suficiente, el interesado podrá aumentar la capacidad de las instalaciones, a su costo y según normas aprobadas por el dueño de éstas o, en caso de desacuerdo por La Superintendencia, la que verificará que la calidad de servicio del sistema ampliado es adecuada, debiendo siempre indemnizar al propietario, a través de un peaje. El peaje considerará la anualidad de los costos de inversión de la línea primitiva, en la proporción de la capacidad de ella utilizada por el interesado, y además, los gastos de operación y mantenimiento de la línea ampliada, a prorrata, de la potencia transitada en esta última por todos aquellos que la utilicen;
- c) Todo otro perjuicio que se produjere en la instalación existente con motivo de la constitución de la servidumbre de paso será a cargo del interesado.

Párrafo.- El Reglamento de la presente Ley establecerá el procedimiento para constituir esta servidumbre.

Artículo 83.- Corresponderá a La Superintendencia resolver toda controversia que surja entre los propietarios de las líneas y subestaciones involucradas o quienes las exploten y cualquier interesado en constituir la servidumbre a que se refiere el Artículo anterior o quien hace uso de ella y también entre estos últimos entre sí; dirimir igualmente las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución y determinación del monto de peajes y sus reajustes, antecedentes que debe proporcionar el propietario; también sobre la validez, interpretación, cumplimiento, terminación y liquidación de convenios o fallos arbitrales relacionados con servidumbres sobre líneas eléctricas.

Artículo 84.- En los casos de sistemas eléctricos interconectados, cuya demanda sea superior a la potencia máxima definida en el Reglamento y que incluyan suministros a empresas distribuidoras de servicio público, los precios por el uso de instalaciones de transmisión y transformación sujetas a concesión serán regulados, y los mismos serán fijados por resolución de La Superintendencia, de acuerdo a las disposiciones del presente título y lo dispuesto en el Reglamento.

Artículo 85.- La compensación por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión se denominará Peaje de Transmisión. La suma total recaudada por concepto de Peaje de Transmisión deberá cubrir el costo total de largo plazo del sistema de transmisión, el cual estará constituido por la anualidad de la inversión, más los costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas. La Superintendencia definirá las instalaciones que forman parte de dicho sistema, calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión. El Reglamento de la presente Ley detallará la forma de determinar el Peaje de Transmisión y las componentes tarifarias para su cobro.

Artículo 86.- El Peaje de Transmisión a que se refiere el Artículo anterior será constituido por el derecho de uso y el derecho de conexión.

Artículo 87.- La anualidad de la inversión será calculada por La Superintendencia sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considerando la tasa de costo de oportunidad del capital definida en esta Ley. El Reglamento de la presente Ley establecerá la forma de determinar estos valores. Dicha anualidad y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, así como las fórmulas de reajustes correspondientes serán determinadas cada cuatro (4) años por La Superintendencia.

Artículo 88.- Para efectos del establecimiento de los peajes, los propietarios de los sistemas de transmisión y el Organismo Coordinador deberán proporcionar a La Superintendencia todos los antecedentes que el Reglamento determine. Cualquier discrepancia que se produzca entre empresas respecto a los montos de peaje será resuelta por La Superintendencia.

Artículo 89.- En los sistemas eléctricos no interconectados de potencia inferior o igual a la que señale el Reglamento y en los sistemas de distribución, los peajes serán acordados directamente entre el propietario de las instalaciones y el interesado en su uso, sobre la base de los mismos principios dispuestos en esta Ley y su Reglamento. De no haber acuerdo, cualquiera de las partes podrá pedir la fijación de los peajes por La Superintendencia.

TITULO VI

CAPITULO I DE LA PUESTA EN SERVICIO Y DE LAS OBRAS Y DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS

Artículo 90.- Las obras de generación, transmisión y distribución deberán ser puestas en servicio de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de esta Ley y después que La Superintendencia verifique que cumple con las condiciones de calidad, seguridad y preservación del medio ambiente.

Párrafo.- La Superintendencia dispondrá de un plazo máximo de dos (2) meses, a contar de la fecha de recibo de la comunicación del interesado para efectuar dicha verificación. Vencido este plazo sin que hubiere pronunciamiento de La Superintendencia, se considerará que las obras cumplen con los requisitos necesarios para entrar en operación.

CAPITULO II DE LA EXPLOTACION DE LAS OBRAS Y SERVICIOS ELECTRICOS

Artículo 91.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Es deber de toda empresa eléctrica y de los propietarios de instalaciones de generación, transmisión y distribución cumplir con las condiciones de calidad, seguridad y continuidad del servicio, y preservación del medio ambiente. Su incumplimiento estará sujeto a sanciones y en casos graves y reiterados, a la intervención provisional de la empresa por la Superintendencia, con cargo al propietario, hasta que sea solucionada la causa de incumplimiento.

Artículo 92.- Las empresas generadoras y aquellas de transmisión de electricidad que operen en un sistema interconectado, estarán obligadas a operar y efectuar el mantenimiento de sus instalaciones, de acuerdo con las decisiones que adopte el Organismo Coordinador y a prestar su colaboración para que éste cumpla las funciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento.

Artículo 93.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Las Empresas Distribuidoras de Servicio Público de Electricidad, estarán obligadas a ofrecer servicio a quien lo solicite, dentro de los plazos y condiciones que serán establecidos en el Reglamento, así como también a permitir que otra empresa alimente a clientes no sujetos a regulación de precios en dicha zona, pagando a las Empresas Distribuidoras, por la utilización de sus líneas, los peajes correspondientes.

Párrafo I.- Las Empresas Distribuidoras podrán ofrecer a los clientes o usuarios de servicio público de electricidad, la modalidad del servicio prepago de su consumo de energía eléctrica. La Superintendencia de Electricidad establecerá, mediante Resolución, los procedimientos y mecanismos para su implementación.

Párrafo II.- Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a compensar a los Usuarios Regulados por la energía eléctrica no servida, conforme a las normas técnicas de calidad de servicio que para tales fines establezca la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución. Dicho Organismo fijará también mediante Resolución, el monto a compensar a tales usuarios por concepto de la energía no servida, el cual, en ningún caso, será menor al ciento cincuenta por ciento (150%) del precio de la tarifa correspondiente. La determinación del Agente del MEM responsable de la energía no servida para realizar la compensación, estará a cargo de un Comité de Fallas dependiente del Organismo Coordinador. La Superintendencia de Electricidad establecerá la forma y condiciones en que se hará dicha compensación.

Párrafo III.- Para efectuar la suspensión del servicio de energía a cualquier cliente, sin importar cual fuere el motivo, salvo por causa de seguridad pública, la Empresa Distribuidora dejará constancia escrita de las razones de tal determinación. En caso de que dicho cliente no se encontrare presente, el corte se le notificará por cualquier vía comprobable. Cuando el servicio eléctrico sea suspendido basado en la falta de pago, y el cliente contratante presente la documentación que lo acredite estar al día en sus responsabilidades, e igualmente demuestre que el corte es imputable a la Distribuidora, ésta a su vez, deberá compensarle por los daños y perjuicios causados, con una suma de dinero equivalente al triple del valor promedio de la facturación mensual de los últimos doce (12) meses de consumo.

Artículo 94.- Las instalaciones particulares de cada suministro deberán iniciarse en el punto de entrega de la electricidad por el concesionario, siendo a cargo del usuario su proyecto, ejecución, operación y mantenimiento. El punto de entrega para los usuarios de servicio público deberá ser posterior al equipo de medición, el cual será propiedad de la empresa de distribución y su costo se considerará en el valor agregado de distribución para los efectos tarifarios.

Párrafo.- Se faculta a los usuarios del servicio eléctrico que así lo deseen, a instalar sus propios equipos de medición en el interior de su propiedad para que el valor facturado pueda ser comparado con el de la Empresa Distribuidora.

Artículo 95.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Los concesionarios del servicio de distribución podrán efectuar el corte inmediato del servicio o del suministro al cliente contratante, en caso de que éste no haya efectuado el pago de una factura mensual dentro de los treinta (30) días que sigan a su emisión, no pudiendo dicho cliente alegar la no recepción o la recepción tardía de la facturación, como causa justificativa de su incumplimiento. Igualmente, los concesionarios podrán efectuar el corte del suministro de energía eléctrica a los clientes, por otras causas que sean establecidas expresamente en el Reglamento.

Párrafo.- El procedimiento establecido no será aplicable a las instituciones de servicio público tales como hospitales, escuelas, asilos, así como al alumbrado público.

Artículo 96.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Únicamente las personas físicas o jurídicas, que

de acuerdo al contrato de suministro sean deudoras del servicio eléctrico prestado, estarán obligadas al pago de la facturación generada como consecuencia del mismo. Las Empresas Distribuidoras, podrán utilizar todas las vías legales disponibles para hacer efectivo el pago de las deudas resultantes del suministro del servicio eléctrico.

Párrafo I.- En caso de que el ocupante del inmueble al cual se le suministra el servicio eléctrico no haya suscrito contrato con la Empresa Distribuidora, ésta procederá inmediatamente al corte del suministro, quedando el usuario obligado, no solo al pago de la energía consumida, sino además, a formalizar el contrato correspondiente.

Párrafo II.- El ocupante de un inmueble a título que fuere, será el único responsable de las deudas por el consumo de la energía eléctrica, en consecuencia la empresa distribuidora deberá suscribir contrato de suministro de energía eléctrica al nuevo ocupante o adquirente del inmueble.

Artículo 97.- En el caso de mora en el pago de facturas por suministro de electricidad, los concesionarios estarán facultados para aplicar la tasa de interés activa del mercado sobre dichos importes, a contar de la fecha de sus respectivos vencimientos hasta la de su pago efectivo, calculadas en días o meses.

Artículo 98.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Los concesionarios aplicarán los cargos por concepto de corte, reconexión y los de verificaciones que correspondan, los cuales serán fijados anualmente por la Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución.

Párrafo I.- Hasta tanto sean fijados los nuevos cargos, regirán los anteriores.

Párrafo II.- Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a suministrar anualmente a la Superintendencia de Electricidad, una base de datos conteniendo los costos en los que éstas hayan incurrido en la ejecución de las tareas de corte, reconexión y verificaciones.

Artículo 99.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). En caso de cesación de pago públicamente manifiesta de un concesionario de servicio público de distribución, la Superintendencia de Electricidad podrá intervenirlo, a fin de preservar la continuidad del servicio. A partir de la resolución de intervención dictada por la Superintendencia de Electricidad, todos los bienes del concesionario intervenido, incluyendo las garantías y fianzas, son inembargables e indisponibles; salvo los inmuebles gravados con hipotecas y privilegios registrados a esa fecha. La Comisión Nacional de Energía, previa decisión del Tribunal de Comercio, con autoridad de cosa juzgada o ejecutoria provisionalmente y, dentro del plazo de treinta (30) días, llamará a licitación pública de la concesión y de los bienes afectados a la explotación de la concesión. Del valor obtenido en la licitación pública serán deducidos prioritariamente, los gastos y compromisos de la concesión, y al saldo, si lo hubiera serán entregados al concesionario afectado con la intervención.

Artículo 100.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor o hecho fortuito, con la obligación de explicar tal variación a los clientes y a la Superintendencia de Electricidad, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas que sigan a la ocurrencia del evento.

Párrafo.- La Superintendencia de Electricidad estará facultada para establecer por medio de Resolución, niveles de racionamiento de suministro de energía eléctrica por otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI. Las Resoluciones que sean dictadas en virtud de lo estipulado en el presente Párrafo, no podrán contemplar niveles de racionamiento superiores al treinta por ciento (30%) de la demanda del SENI.

Artículo 101.- (Modificado por el Artículo 3 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Si se produjese un déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas en unidades termoeléctricas o bien de sequías, la Superintendencia de Electricidad emitirá una Resolución para regular el suministro de electricidad, aplicando medidas de racionamiento. En este caso, y en base al costo de desabastecimiento o de energía no servida establecido anualmente por la Superintendencia de Electricidad, los generadores compensarán a las Empresas Distribuidoras, y estas a su vez, deberán traspasar dichas compensaciones a sus clientes, en el monto, forma y condiciones que señale el Reglamento y estén indicadas en dicha resolución. Las Empresas Distribuidoras deberán considerar esta eventualidad en sus contratos de compra de electricidad.

Párrafo.- La Superintendencia de Electricidad velará porque las Empresas Distribuidoras efectúen oportunamente los procesos de licitación previstos en el Artículo 110 de la Ley, para la contratación del porcentaje de sus requerimientos de energía y potencia que disponga el Reglamento.

Artículo 102.- En caso de calamidad pública y/o emergencia nacional el Estado podrá tomar a su cargo la administración de las empresas eléctricas, de manera provisional hasta tanto dure la causa que provocó dicha intervención, pagando al concesionario una indemnización o compensación, que se determinará tomando por base el promedio de las utilidades que hubiere tenido la empresa en los últimos tres (3) años precedentes. Si la empresa requerida no hubiere completado tres (3) años de explotación o no efectuare servicios remunerados, la compensación se determinará por tasación de peritos. La Comisión Arbitral se constituirá en la forma establecida en los Artículos 75, y siguientes de esta Ley.

Párrafo.- Lo dispuesto en el presente Artículo es sin perjuicio de los derechos de los afectados para recurrir a la opción de la justicia ordinaria, la que regulará la indemnización que proceda.

CAPITULO III

DE LOS APORTES DE FINANCIAMIENTOS REEMBOLSABLES

Artículo 103.- Las empresas eléctricas de servicio público de distribución podrán convenir con quienes soliciten servicio o con aquellos que amplíen su demanda máxima convenida, aportes de financiamientos reembolsables para la ejecución de las ampliaciones de capacidad requeridas.

Párrafo.- Las entidades concesionarias de servicio público de distribución podrán exigir a los usuarios que soliciten servicio, un aporte de financiamiento reembolsable para la extensión de las instalaciones existentes hasta el punto de conexión del peticionario. Dicho aporte podrá efectuarse de dos formas:

- a) El peticionario podrá construir las obras de extensión sobre la base de un proyecto aprobado por la empresa eléctrica. El valor de estas instalaciones, que corresponda al financiamiento reembolsable aportado por el peticionario, será determinado entre las partes en el momento de aprobar el proyecto;
- b) El peticionario podrá financiar las obras por el valor determinado entre las partes, obligándose la empresa eléctrica a interconectarlas una vez terminadas las mismas.

Artículo 104.- Los montos máximos de los aportes de financiamiento reembolsable serán fijados por La Superintendencia, con sus correspondientes fórmulas de indexación, en la forma y condiciones que establezca el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 105.- Los aportes financieros que, según las disposiciones de la presente Ley y su Reglamento, deban ser reembolsados por la empresa eléctrica, se devolverán a la persona natural o jurídica que haya entregado el aporte, o bien a las personas que ésta designe, según la estipulación que sea convenida en el acuerdo entre las partes celebrado a esos fines.

Párrafo I.- Las devoluciones podrán ser pactadas en dinero, documentos financieros, títulos mercantiles, en suministro eléctrico o mediante cualquier otro mecanismo que acuerden las partes. La elección de la forma de devolución deberá acordarse entre las partes.

Párrafo II.- Si no hubiere acuerdo, La Superintendencia resolverá oyendo las partes.

Artículo 106.- Las inversiones que haga el Estado o las empresas privadas, en redes eléctricas podrán ser adquiridas por las empresas de distribución pagando el costo de justiprecio para lo cual la Superintendencia de Electricidad actuará como facilitadora de los acuerdos de rigor.

Párrafo.- (Agregado por el Artículo 4 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). La Superintendencia de Electricidad podrá autorizar subestaciones privadas fuera del nivel de distribución. La capacidad instalada y los niveles de voltaje de dichas subestaciones serán establecidos por el Reglamento.

TITULO VII SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

CAPITULO I ASPECTOS GENERALES

Artículo 107.- Los precios de la electricidad a los usuarios finales serán en general libres, cuando las transacciones se efectúen en condiciones de competencia.

Artículo 108.- (Modificado por el Artículo 5 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Estarán sujetas a regulación las siguientes tarifas:

- a) Tarifas aplicables a los suministros que efectúen las Empresas Distribuidoras a clientes que estén dentro de su Zona de Concesión, y que por el monto de su demanda no se encuentren en condiciones de suscribir contratos libres y competitivamente convenidos, o a aquellos clientes que no deseen hacerlo. En todo caso, esas personas serán consideradas como clientes de servicio público. El monto de las citadas tarifas será fijado mediante resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad;
- b) Tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Distribuidoras a los clientes o usuarios de servicio público de electricidad, con excepción de aquellos a los cuales, dadas sus características de competitividad, el Reglamento no los someta a regulación de precios;
- c) Tarifas aplicables al uso de las instalaciones de transmisión y de distribución de electricidad, para el ejercicio del Derecho de Uso en el tránsito de energía que establece la presente Ley.

Párrafo I.- La potencia máxima para cliente o usuario de servicio público de electricidad se establece en menos de 1.4 megavatios y para Usuarios No Regulados se establece en 1.4 megavatios o más, para el año 2007; 1.3 megavatios o más para el año 2008; 1.2 megavatios o más para el año 2009; 1.1 megavatios o más para el año 2010, y 1 megavatio o más para el año 2011 y siguientes.

Párrafo II.- Los usuarios que sean autorizados para ejercer la condición de Usuario No Regulado deberán pagar una contribución por servicio técnico del sistema equivalente al diez por ciento (10%) del precio de energía y potencia contratado, sin perjuicio de los cargos por uso de facilidades de Transmisión y/o Distribución, según corresponda.

Párrafo III.- La valoración de dicha contribución será pagada mensualmente por los Generadores que tengan contratos de suministros con Usuarios No Regulados (UNR), de acuerdo al cálculo que realice la Superintendencia de Electricidad para tales fines. Dicha contribución será transferida a los clientes regulados, vía la estructura tarifaria. El procedimiento para la transferencia de la citada contribución será establecido mediante Resolución que a tales fines dicte la Superintendencia de Electricidad.

Párrafo IV.- En ningún caso se considerará como Usuario No Regulado a la agrupación de usuarios finales en plazas comerciales, residenciales y condominios, exceptuando las Zonas Francas, las cuales operan en régimen especial de competencia.

Párrafo V.- Los Usuarios No Regulados (UNR) deberán cumplir con todos los requisitos técnicos y de operación previstos en la presente Ley y su Reglamento, exigidos a los agentes del MEM, en la medida que les sean aplicables.

Artículo 109.- No estarán sujetos a regulación de precios los suministros que se efectúen bajo condiciones especiales de calidad de servicio, o de duración inferior a un (1) año, así como los suministros que no se hayan señalado expresamente en el Artículo 108.

CAPITULO II

PRECIOS DE GENERACION A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PUBLICO

Artículo 110.- Las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuarán a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública. Estas licitaciones se regirán por bases establecidas por la Superintendencia de Electricidad, la que supervisará el proceso de licitación y adjudicación y requerirá copia de los contratos, los cuales deberán contener, por lo menos, plazo de vigencia, puntos de compra, precios de la electricidad y de la potencia en cada punto de compra, metodología de indexación, tratamiento de los aumentos de potencia demandada, compensaciones por fallas de suministro en concordancia con los costos de desabastecimiento fijados por la Superintendencia de Electricidad y garantías establecidas. La diferencia entre la demanda de una distribuidora y sus contratos será transferida por los generadores a costo marginal de corto plazo.

En todos los casos de licitación del sector eléctrico, las bases de la sustentación serán dirigidas totalmente por la Superintendencia de Electricidad.

Párrafo.- Con el objetivo de garantizar que los precios de generación representen valores razonables en el mercado eléctrico, La Superintendencia velará que las ventas de electricidad por contratos no podrán ser mayor de ochenta por ciento (80%) de la demanda del sistema eléctrico interconectado, garantizando que el mercado spot represente en el balance anual de energía y potencia eléctrica suministradas, como mínimo, un veinte por ciento (20%) de la totalidad del consumo nacional del sistema interconectado.

CAPITULO III

PRECIOS AL USUARIO FINAL REGULADO

Artículo 111.- Las tarifas a usuarios de servicio público serán fijadas por La Superintendencia. Las mismas estarán compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente, referido a los puntos de conexión con las instalaciones de distribución más el

valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas tarifarias indexadas que representen una combinación de dichos valores.

Artículo 112.- Las empresas distribuidoras y comercializadoras en igualdad de precios y condiciones, les darán preferencia en las compras y despacho de electricidad a las empresas que produzcan o generen energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa y marina y otras fuentes de energía renovable.

Párrafo.- Las empresas que desarrollen de forma exclusiva la generación de energía renovable, tales como: eólica, solar, biomasa, marina y otras fuentes alternativas, estarán exentas de todo pago de impuestos nacionales o municipales durante cinco (5) años, a partir de su fecha de instalación, previa certificación de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio.

Artículo 113.- Para efecto de las fórmulas tarifarias, se entenderá por costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras, el precio promedio vigente en el mercado. El precio promedio de mercado para cada empresa distribuidora será calculado por La Superintendencia y será igual al promedio ponderado de los precios vigentes de los contratos de largo plazo establecido entre la distribuidora y las empresas generadoras, considerando las fórmulas de indexación establecidas en dichos contratos, y de los costos marginales para las compras sin contrato, de acuerdo a lo que establezcan los Reglamentos.

Párrafo.- El componente de costo de suministro de las distribuidoras con generación propia será valorizado considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin ninguna vinculación empresarial, previa licitación pública dirigida por La Superintendencia, y los precios de las compras spot, a los fines de su incorporación al precio de mercado.

Artículo 114.- Durante el período de vigencia de estos contratos y para el cálculo de las tarifas a los usuarios de servicio público, estos precios podrán ser reajustados, previa solicitud de las Empresas Distribuidoras a La Superintendencia, en base a un análisis de costos, de acuerdo a fórmulas de indexación establecido por La Superintendencia, la cual decidirá sobre la solicitud. La aplicación de los precios reajustados sólo podrá efectuarse después de la publicación de dichos valores con treinta (30) días de anticipación, en un diario de circulación nacional.

Artículo 115.- El valor agregado de distribución se determinará cada cuatro (4) años, sobre la base del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. La estructura de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo. El nivel de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo. El valor agregado de distribución y los niveles de tarifas serán establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 116.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo se calcularán por zona de distribución para sistemas modelos cuyas instalaciones estén eficientemente dimensionadas. La Superintendencia

deberá incluir en las bases de los estudios tarifarios las zonas de distribución y las características del sistema modelo de distribución aplicables a cada zona.

Artículo 117.- Se entenderá por costo incremental de desarrollo de un sistema modelo, al costo promedio de las ampliaciones de capacidad y al incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior a quince (15) años. Se entenderá por costo total de largo plazo de un sistema modelo, aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación eficiente y los de inversión de un proyecto de reposición optimizado.

Artículo 118.- Las tarifas definidas, establecidas por La Superintendencia tendrán el carácter de máximas, por componente, no pudiendo discriminarse entre usuarios en su aplicación. Las tarifas de cada servicio serán indexadas mediante su propia fórmula de indexación, la que se expresará en función de precios o índices publicados por el Banco Central de la República Dominicana. Las fórmulas de indexación deberán ser establecidas de forma que los factores de ponderación aplicados a los coeficientes de variación de dichos precios o índices sean representativos de las estructuras de costo de los sistemas modelo definidos para estos propósitos.

Párrafo.- Previo a la realización de ajustes tarifario, la Empresa de Distribución comunicará a La Superintendencia, para su aprobación, con por lo menos treinta (30) días de antelación, los valores resultantes a ser aplicados a las tarifas máximas autorizadas la fórmula de indexación respectiva, y estos valores constituirán siempre el precio máximo por componente que se podrá cobrar a los usuarios.

Artículo 119.- Para calcular la estructura y nivel de las tarifas y las fórmulas de indexación La Superintendencia realizará estudios especiales, que cubrirán todos los aspectos señalados en los Artículos precedentes de esta Ley y su Reglamento. Estos estudios se realizarán cada cuatro (4) años, sin perjuicio de lo señalado en los Artículos siguientes. La Superintendencia deberá informar a las empresas las bases de los estudios, su detalle y resultados y podrá considerar sus observaciones, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Reglamento.

Párrafo.- En caso de producirse controversias entre las empresas y La Superintendencia respecto de las bases de los estudios, de su detalle o de sus resultados, éstas serán sometidas al conocimiento y decisión de un tribunal arbitral, compuesto por tres árbitros, uno designado por la o las empresas, otro por La Superintendencia y el tercero de común acuerdo. El Reglamento establecerá los procedimientos de designación, remuneración y actuaciones del tribunal arbitral.

Artículo 120.- Mientras no sea publicada la Resolución de La Superintendencia, que fija las tarifas y los ajustes, regirán las tarifas anteriores, incluidas sus cláusulas de indexación, aún cuando haya vencido su período.

Artículo 121.- Se crea por la presente Ley, la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad, la cual tendrá como función atender y dirimir sobre los reclamos

de los consumidores de servicio público frente a las facturaciones, mala calidad de los servicios o cualquier queja motivada por excesos o actuaciones indebidas de las Empresas Distribuidoras de Electricidad. Esta oficina estará bajo la dirección de la Superintendencia de Electricidad y funcionará en cada municipio del país; para estos fines el Reglamento de la presente Ley detallará las funciones y provisiones de esta Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad.

Párrafo.- La Superintendencia de Electricidad garantizará consignar en el Reglamento el número de oficinas en función de la cantidad de usuarios del servicio eléctrico y la distancia adecuada para la ubicación de las mismas, siendo obligatoria una oficina en la cabecera de la provincia.

Artículo 122.- Si antes del término del período de vigencia de cuatro (4) años, se constituyera en concesión una nueva zona de distribución, La Superintendencia podrá efectuar los estudios tarifarios correspondientes. Las tarifas resultantes, incluidas sus fórmulas de indexación, serán fijadas por resolución de La Superintendencia. Esta fijación de tarifas tendrá validez hasta el término del período de cuatro (4) años de vigencia.

Artículo 123.- La tasa de costo de capital a utilizar en la aplicación de esta Ley será la tasa de costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales, la inversión en el sector eléctrico dominicano y podrá ser distinta para la transmisión y distribución de electricidad. Esta tasa será fijada periódicamente por el Banco Central de la República Dominicana, de acuerdo a lo dispuesto por su Reglamento.

TITULO VIII¹⁰ **DISPOSICIONES PENALES**

SECCION I **ATENTADO CONTRA LA SEGURIDAD** **DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL**

Artículo 124.- (Modificado por el Artículo 6 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). El que por cualquier medio, e intencionalmente destruya, inutilice o dañe líneas eléctricas, redes, subestaciones, centrales generadoras, equipos de medición, instalaciones eléctricas o cualquiera de sus componentes, con el fin de paralizar o interrumpir el servicio o suministro eléctrico de manera parcial o colectiva, o con los fines de sustraer cualquiera de sus componentes materiales, será acusado de Atentado contra la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional y será sancionado con penas de tres a diez años de prisión y multa de cincuenta (50) a doscientos (200) salarios mínimos.

Párrafo I.- Cuando la destrucción, inutilidad o daño a que se refiere el presente Artículo afecte a un suministro particular, aún sea del que se beneficie el infractor, este será sancionado con prisión de tres (3) meses a un (1) año o multa de diez (10) a cincuenta (50) salarios mínimos o ambas penas a la vez.

¹⁰ El Título VIII fue modificado por el Artículo 6 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007.

Párrafo II.- Asimismo, se considerará Atentado Contra la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional y sancionado con penas correccionales de seis (6) meses a dos (2) años o multa de veinte (20) a cien (100) salarios mínimos o ambas penas a la vez, el fomento y la construcción de edificaciones inmobiliarias dentro del ámbito de las servidumbres instituidas para la construcción, operación y mantenimiento de las obras eléctricas sujetas a dichas servidumbres.

Párrafo III.- Igualmente, se considerará Atentado Contra la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional y sancionado con penas correccionales de tres (3) meses a un (1) año o multa de diez (10) a cincuenta (50) salarios mínimos, o ambas penas a la vez, el fomento y ejecución de cultivos agrícolas y forestales dentro del ámbito de las servidumbres instituidas para la construcción, operación y mantenimiento de las obras eléctricas sujetas a dichas servidumbres, en violación a las normas de seguridad dictadas por los organismos correspondientes.

Párrafo IV.- A requerimiento de la parte interesada, a los fines de preservar la seguridad del sistema eléctrico nacional, es obligación del Ministerio Público prestar el auxilio de la fuerza pública para la demolición de los inmuebles edificados bajo las circunstancias antes indicadas y al corte de los cultivos señalados.

Párrafo V.- Las sanciones previstas en los Párrafos I, II, III y IV del presente Artículo no se aplicarán a los propietarios de los inmuebles, mejoras o cultivos, cuando no se haya concertado con los mismos un acuerdo de indemnización o cumplido el procedimiento de expropiación por causa de utilidad pública de conformidad con lo dispuesto en la Constitución de la República y las leyes sobre la materia.

Artículo 124-1.- La compraventa de bienes obtenidos como consecuencia del Atentado contra la Seguridad del Sistema Eléctrico Nacional será sancionada con pena de cinco (5) a diez (10) años de prisión y multa de cincuenta (50) a doscientos cincuenta (250) salarios mínimos.

Párrafo.- La intención culposa de este crimen se considerará tipificada ante la realización o tentativa de realización de la operación de compraventa sin tener o contar con la correspondiente documentación o factura que justifiquen el origen de dichos bienes.

Artículo 124-2.- La intervención o manipulación de las redes eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, por parte de terceros sin la debida autorización de la Superintendencia de Electricidad y la necesaria coordinación con las Empresas de Distribución o la Empresa de Transmisión, según el caso, será pasible de la pena de tres (3) a cinco (5) años de prisión o multa de veinte (20) a cincuenta (50) salarios mínimos, o ambas penas a la vez, a excepción de lo que dice el Artículo 134 de esta Ley con respecto a los ayuntamientos del país.

Artículo 124-3.- La Acción Penal para la persecución de las infracciones tipificadas en el Artículo 124 de la presente Ley se considerará de naturaleza

pública y como tal, perseguida conforme lo establecido en los Artículos 29 y 30 del Código Procesal Penal.¹¹

SECCION II DEL FRAUDE ELECTRICO

Artículo 125.- (Modificado por la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Será acusado de fraude eléctrico, el que intencionalmente sustraiga, o se apropie de energía eléctrica, para su propio beneficio o el de terceros, mediante uno cualquiera de los siguientes medios:

- a) Manipulación, instalación o manejo clandestino de medidores y/o acometidas, y cualquier otro elemento material de la red de distribución;
- b) Manipulación y alteración de los elementos eléctricos, magnéticos o electromagnéticos y/o programas informáticos o redes de comunicación interconectadas al sistema de medición del consumo, con el objeto de modificar los registros de consumo de electricidad tanto el cliente como el distribuidor;
- c) Conexión directa al sistema de suministro de energía eléctrica, sin que haya un contrato previo de servicio con la Empresa Distribuidora, salvo falta imputable a la Distribuidora;
- d) Se considera como fraude eléctrico la facturación de energía eléctrica no servida y cobrada al consumidor de manera intencional;
- f) La auto conexión al sistema de suministro de energía eléctrica, luego de haber sido suspendido por cualquiera de las causas tipificadas en la presente Ley, independientemente de que la energía eléctrica haya sido medida, salvo falta imputable a la Distribuidora. Las distribuidoras tienen la obligación una vez haya sido efectuado el pago, restablecer el servicio de energía eléctrica dentro de las 24 horas.

Artículo 125-1.- Se considera como tentativa de Fraude Eléctrico, todo principio de ejecución por cualquiera de los medios tipificados en el Artículo 125 de la presente Ley, cuando el imputado, cliente o empresa distribuidora del servicio eléctrico a pesar de haber hecho cuanto estaba de su parte para consumirlo, no logra su propósito. La tentativa del Fraude Eléctrico, será pasible de las sanciones que se especifican más adelante.

Párrafo I.- El Fraude Eléctrico y su tentativa podrán ser perseguidos de manera continua en horarios laborales comprendidos entre la seis de la mañana y la 6 de la tarde, conforme al procedimiento establecido en el presente Artículo.

¹¹ La Ley 76-02 de fecha 19 de julio de 2002 que creó el nuevo Código Procesal Penal de la República Dominicana dispone: "Art.29.- Ejercicio de la acción penal. La acción penal es pública o privada. Cuando es pública su ejercicio corresponde al ministerio público, sin perjuicio de la participación que este código concede a la víctima. Cuando es privada, su ejercicio únicamente corresponde a la víctima".

"Art. 30.- Obligatoriedad de la Acción Pública. El ministerio público debe perseguir de oficio todos los hechos punibles de que tenga conocimiento, siempre que existan suficientes elementos fácticos para verificar su ocurrencia. La acción pública no se puede suspender, interrumpir ni hacer cesar, sino en los casos y según lo establecido en este código y las leyes".

Párrafo II.- De manera excepcional y previa orden motivada por un Juez competente se podrán hacer las persecuciones comprendidas en los horarios de 6:00 p.m. a 6:00 a.m.; este mismo requisito aplicaría también para los días no laborables, siguiendo el procedimiento especial que a tal efecto establecerá el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 125-2.- El Fraude Eléctrico será sancionado conforme a la siguiente escala:

- A. Para consumos establecidos en Baja Tarifa Simple, o la que la sustituya en la normativa vigente:
 - 1. Con prisión de tres (3) días a cinco (5) días o multas de tres (3) a cinco (5) salarios mínimos, o ambas penas a la vez, cuando la energía sustraída sea inferior a mil (1,000) kwh;
 - 2. Con prisión de cinco (5) días a diez (10) días o multa de (5) a diez (10) salarios mínimos, o ambas penas a la vez, cuando la energía sustraída sea superior a mil (1,000) kwh. e inferior a dos mil (2,000) kwh;
 - 3. Con prisión de diez (10) a veinte (20) días o multa de diez (10) a veinte (20) salarios mínimos o ambas penas a la vez, cuando la energía sustraída sea superior a los dos mil (2,000) kwh;
- B. Para consumos establecidos en Tarifa con Demanda o la que la sustituya en la normativa vigente:
 - 1. Con prisión de tres (3) meses a seis (6) meses y multa de cuarenta (40) a ochenta (80) salarios mínimos, cuando la potencia sustraída sea hasta veinte kilowatts (20 KW);
 - 2. Con prisión de seis (6) meses a un (1) año y multa de ochenta (80) a ciento sesenta (160) salarios mínimos cuando la potencia sustraída sea superior a veinte kilowatts (20 kw) y hasta cincuenta kilowatts (50 kw);
 - 3. Con prisión de un (1) año a dos (2) años y multa de ciento sesenta (160) a trescientos veinte (320) salarios mínimos, cuando la potencia sustraída sea superior a cincuenta kilowatts (50 kw) y hasta cien kilowatts (100 kw);
 - 4. Con prisión de tres (3) años y multa de trescientos veinte (320) a cinco mil (5000) salarios mínimos, cuando la potencia sustraída sea superior a cien kilowatts (100 kw);

Párrafo I.- Cuando el usuario se haya beneficiado del uso del servicio eléctrico en condiciones fraudulentas, realizado por terceras personas, desconocido por este último, la sanción administrativa aplicable consistirá únicamente en la restitución de los valores dejados de pagar equivalentes a los últimos tres meses. En ningún caso la falta de las Empresas Distribuidoras

podrá ocasionar pagos adicionales o sanciones a los usuarios del servicio eléctrico.

Párrafo II.- En los casos que se compruebe que las Empresas Distribuidoras incurran en errores imputables a éstas que afecten en más de una oportunidad y por el mismo error, a un cliente, el mismo será resarcido con veinte (20) veces el valor de los KWH/horas que erróneamente la Empresa Distribuidora le ha facturado.

Párrafo III.- En los casos que se compruebe que las Empresas de Distribución incurran en un error de medición de consumo de energía eléctrica al cliente o consumidor y éste haya realizado el pago, será resarcido con diez (10) veces el valor de los KWH que erróneamente la Empresa Distribuidora le ha facturado, obligándose esta última a realizar el pago en las condiciones que dicho cliente estime mas conveniente, en un plazo no mayor de diez (10) días laborables, contados a partir de la fecha de la comprobación del acto.

Párrafo IV.- En caso de que se compruebe que las Distribuidoras realicen su facturación por estimación o por promedio a clientes con medidores, durante un período igual o mayor de dos (2) meses consecutivamente, serán sancionadas a favor del cliente con cuatro veces el total de los KWH facturados por estas estimaciones o promedios.

Párrafo V.- En los casos que se compruebe que las Empresas Distribuidoras incurran en errores reiterados que tipifiquen un patrón de conducta que afecten a la colectividad o a un número considerable de clientes, éstos serán resarcidos con treinta (30) veces el valor de los KWH/horas que erróneamente la Empresa Distribuidora le ha facturado.

Artículo 125-3.- Una vez comprobado la comisión de un fraude eléctrico, para la aplicación de la sanción, se estimará, salvo prueba en contrario, que el hecho ha ocurrido en los últimos cinco (5) meses anteriores a la fecha en que se detecto el hecho.

SECCION III

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE FRAUDE ELECTRICO

Artículo 125-4.- Habrá un Procurador General Adjunto designado en la forma señalada por el Artículo 22 de la Ley No.78-03, del 21 de abril del 2003, al que se denominará Procurador Adjunto para el Sistema Eléctrico, con las atribuciones descritas en el Artículo 20 de la citada Ley No.78-03, a los fines de dirigir y supervisar la política de persecución de los hechos punibles previstos en el presente título y coordinar el ejercicio de las acciones que correspondan, sin perjuicio de cualquier otra infracción penal, que en esta materia le asignen otras leyes.

Artículo 125-5.- Para fines de sustentar la acusación del Fraude Eléctrico, será levantada el Acta de Fraude Eléctrico.

Párrafo I.- La Procuraduría General Adjunta para el Sistema Eléctrico y la Superintendencia de Electricidad, son las autoridades competentes para levantar en forma conjunta mediante representantes debidamente calificados el Acta de Fraude Eléctrico, a requerimiento de las Distribuidoras o de persona física o moral interesada. El Acta de Fraude levantada se redactará, conforme a las especificaciones que más adelante se enuncien, y será considerada como elemento de prueba ante los Tribunales de la República.

Párrafo II.- El Acta de Fraude Eléctrico debe contener:

1. Fecha y hora de la verificación;
2. Identificación de la Procuraduría General Adjunta actuante en cada caso;
3. Identificación del Inspector de la SIE actuante en cada caso;
4. Lugar y dirección de la verificación del Fraude Eléctrico;
5. Identificación de la persona física o moral y de su representante antes quien se imputa, o del beneficiario del Fraude Eléctrico;
6. Descripción del Fraude Eléctrico, y cualquier otra información que los agentes actuantes estimen de interés para el caso;
7. Capacidad de las instalaciones o potencia máxima conectada;
8. Firma del Inspector de la SIE y el representante de la Procuraduría General Adjunta actuante y del presunto infractor. La negativa de este último a firmar la referida acta se hará constar en la misma sin que esto la invalide;
9. Cualquier otra información que la Procuraduría General Adjunta estime de interés para el caso;
10. En el proceso de levantamiento de un Acta de Fraude Eléctrico, Proconsumidor y el Defensor del Pueblo, tendrán derecho a acreditar sus representantes en calidad de observadores, así como realizar en forma aleatoria verificaciones sobre la confiabilidad o idoneidad de este tipo de actuaciones.

Párrafo III.- Para fines de levantamiento de Actas de Fraude Eléctrico la Procuraduría General Adjunta podrá hacerse asistir del personal técnico que estime pertinente.

Artículo 125-6.- La cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente para fines de sanción, conforme lo especificado en el Artículo 125-3, será calculada de conformidad con el procedimiento que para tales fines sea establecido en el Reglamento.

Artículo 125-7.- Los Usuarios, Distribuidoras y Empresas Eléctricas contra quienes sean levantadas actas de fraude eléctrico serán sometidos dentro del

término de las cuarenta y ocho (48) horas, ante el Juez competente, a fin de que éste determine las medidas de coerción correspondiente, de conformidad con lo establecido en el Artículo 223 y siguientes del Código Procesal Penal de la República Dominicana¹².

Párrafo I.- En caso de flagrancia, el Ministerio Público actuará conforme a lo dispuesto en el Artículo 224 y siguientes del Código Procesal Penal de la República Dominicana.¹³

12 "Art. 223.- Citación. En los casos en que es necesaria la presencia del imputado para realizar un acto, el ministerio público o el juez, según corresponde, lo cita a comparecer, con indicación precisa del hecho atribuido y del objeto del acto". (Código Procesal Penal de la República Dominicana en el Libro V Título V Título II MEDIDAS DE COERCION PERSONALES BAJO EL CAPITULO I y II)."

13 "Art. 224.- Arresto. La policía debe proceder al arresto de una persona cuando una orden judicial así lo ordene. La policía no necesita orden judicial cuando el imputado:

- 1) Es sorprendido en el momento de cometer el hecho punible o inmediatamente después, o mientras es perseguido, o cuando tiene objetos o presenta rastros que hacen presumir razonablemente que acaba de participar en una infracción;
- 2) Se ha evadido de un establecimiento penal o centro de detención;
- 3) Tiene en su poder objetos, armas, instrumentos, evidencias o papeles que hacen presumir razonablemente que es autor o cómplice de una infracción y que puede ocultarse, fugarse o ausentarse del lugar. En el caso del numeral 1 de este Artículo, si la búsqueda o persecución ha sido interrumpida, se requiere orden judicial.

En ningún caso se puede practicar el arresto cuando se trate de infracciones de acción privada o de aquellas en las que no está prevista pena privativa de libertad.

Si se trata de una infracción que requiere la instancia privada, es informado inmediatamente quien pueda presentarla y, si éste no presenta la denuncia en el término de veinticuatro horas el arrestado es puesto en libertad.

La autoridad policial que practique el arresto de una persona debe ponerla, sin demora innecesaria, a la orden del ministerio público, para que éste, si lo estima pertinente, disponga directamente su puesta en libertad o solicite el juez una medida de coerción. La solicitud del ministerio público debe formularse luego de realizar las diligencias indispensables y, en todo caso, dentro de las veinticuatro horas contadas a partir del arresto.

En el caso del numeral 1 de este Artículo, cualquier persona puede practicar el arresto, con la obligación de entregar inmediatamente a la persona a la autoridad más cercana.

En todos los casos el ministerio público debe examinar las condiciones en que se realiza el arresto. Si el arresto no resulta conforme con las disposiciones de la Ley, dispone la libertad inmediata de la persona y en su caso vela por la aplicación de las sanciones disciplinarias que correspondan.

Art. 225.- Orden de arresto. El juez, a solicitud del ministerio público, puede ordenar el arresto de una persona cuando:

- 1) Es necesaria su presencia y existen elementos suficientes para sostener, razonablemente, que es autor o cómplice de una infracción, que puede ocultarse, fugarse o ausentarse del lugar;
- 2) Después de ser citada a comparecer no lo hace y es necesaria su presencia durante la investigación o conocimiento de una infracción.

El arresto no puede prolongarse más allá del agotamiento de la diligencia o actuación que lo motiva. Si el ministerio público estima que la persona debe quedar sujeta a otra medida de coerción, así lo solicita al juez en un plazo máximo de veinticuatro horas, quien resuelve en una audiencia. En caso contrario, dispone su libertad inmediata.

Art. 226.- Medidas. A solicitud del ministerio público o del querellante, y en la forma, bajo las condiciones y por el tiempo que se explica en este código, el juez puede imponer al imputado, después de escuchar sus razones, las siguientes medidas de coerción:

- 1) La presentación de una garantía económica suficiente;
- 2) La prohibición de salir sin autorización del país, de la localidad en la cual reside o del ámbito territorial que fije el juez;
- 3) La obligación de someterse al cuidado o vigilancia de una persona o institución determinada, que informe regularmente al juez;
- 4) La obligación de presentarse periódicamente ante el juez o ante la autoridad que él designe;
- 5) La colocación de localizadores electrónicos, sin que pueda mediar violencia o lesión a la dignidad o integridad física del imputado;
- 6) El arresto domiciliario, en su propio domicilio o en custodia de otra persona, sin vigilancia alguna o con la que el juez disponga;
- 7) La prisión preventiva.

En las infracciones de acción privada no se puede ordenar la prisión preventiva ni el arresto domiciliario ni la colocación de localizadores electrónicos.

En cualquier caso, el juez puede prescindir de toda medida de coerción, cuando la promesa del imputado de someterse al procedimiento sea suficiente para descartar el peligro de fuga."

Párrafo II.- El Fraude Eléctrico será juzgado y sancionado por los Tribunales de la República conforme al Acta de Fraude Eléctrico levantada según el Artículo 125-5 y la cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente. Lo establecido en esta disposición no es excluyente de cualquier otro medio de prueba que las partes interesadas puedan aportar al proceso.

Párrafo III.- La Acción Penal para la persecución de las infracciones tipificadas en el Artículo 125 de la presente Ley se considerará de naturaleza pública, y será juzgada conforme a lo establecido en los Artículos 29 y 30 del Código Procesal Penal.

Párrafo IV.- Sin perjuicio de la obligación de pago de la cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente y de las acciones judiciales correspondientes contra los imputados, las Empresas de Distribución no podrán suspender de inmediato el suministro de electricidad a los imputados contra quienes se levanten actas de fraude eléctrico, a no ser por orden judicial o por decisión de la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Artículo 125-8.- Si se tratare de sospecha de fraude, el cual no se evidencia a simple vista sino que requiera ser constatado en laboratorios, las autoridades actuantes procederán a:

1. Retirar el equipo de medición;
2. Introducirlo en un recipiente precintado;
3. Instalar un nuevo medidor en el punto de suministro;
4. Levantar acta del cambio de medidor, la cual deberá contener todas las menciones indicadas en el Reglamento;
5. Remitir el equipo de medición a los laboratorios de la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio (DIGENOR) para que allí se proceda a efectuar las comprobaciones correspondientes, en presencia del personal actuante conforme al Párrafo II, del Artículo 125-5, de la presente Ley. La inspección y la verificación se harán en presencia de las partes, las cuales podrán hacerse acompañar de personal técnico calificado.

Párrafo I.- La Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR) establecerá los mecanismos de lugar a los fines de una adecuada prestación del servicio en todo el territorio nacional.

Artículo 125-9.- Las infracciones previstas en los Artículos 124 y 125 de la presente Ley serán agravadas conforme a la escala y criterios siguientes:

1. Cuando hayan sido cometidas por empleados o ex empleados de cualquiera de las empresas públicas o privadas o sus contratistas, vinculados al sector eléctrico, siempre que su participación resulte eficiente y determinante para la comisión de la infracción, la pena será aumentada en razón de cinco (5) a diez (10) años de prisión;

2. El Tribunal tomará en consideración, al momento de fijar la sanción los criterios para la determinación de la pena señalada en el Artículo 339 del Código Procesal Penal;¹⁴
3. Cuando haya reincidencia se aplicará el máximo de la pena;
4. Cuando haya sido levantada más de un acta de Fraude Eléctrico, en distintos suministros y contra el mismo imputado, se aplicará el máximo de la pena;
5. Cuando los fraudes sean cometidos por un grupo de personas que de manera habitual o frecuente se dediquen a la comisión de estas infracciones, las penas aplicables serán las previstas en el Código Penal para la asociación de malhechores;¹⁵
6. Cuando participen más de una persona en la comisión de las infracciones previstas en los Artículos 124 y 125, la pena será aumentada en razón de tres (3) años de prisión;
7. Cuando el imputado sea sorprendido en la comisión del hecho material de la infracción entre las 6:00 p.m. a 6:00 a.m., la pena será aumentada en tres (3) años de prisión;
8. Cuando se produzcan lecciones¹⁶ permanentes o las pérdidas de una o más vidas la pena no podrá ser menor de cinco (5) años ni mayor de veinte (20) años.

Artículo 125-10.- Sin perjuicio de la facultad de constituirse en actores civiles y reclamar daños y perjuicios, en todos los casos de las infracciones previstas en el presente Título, los Tribunales de la República ordenarán por sentencia: a) Para el caso de las Empresas de Distribución, el pago de la cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente; b) Para el caso de las personas naturales o jurídicas afectadas ordenarán el resarcimiento o compensaciones

14 "Art. 339.- Criterios para la Determinación de la Pena. El tribunal toma en consideración, al momento de fijar la pena, los siguientes elementos:

- 1) El grado de participación del imputado en la realización de la infracción, sus móviles y su conducta posterior al hecho;
- 2) Las características personales del imputado, su educación, su situación económica y familiar, sus oportunidades laborales y de superación personal;
- 3) Las pautas culturales del grupo al que pertenece el imputado;
- 4) El contexto social y cultural donde se cometió la infracción;
- 5) El efecto futuro de la condena en relación al imputado y a su familiares, y sus posibilidades reales de reinserción social;
- 6) El estado de las cárceles y las condiciones reales de cumplimiento de la pena;
- 7) La gravedad del daño causado en la víctima, su familia o la sociedad en general."

15 "Art. 266.- (Modificado Ley No. 705 del 14 de septiembre de 1934). Se castigará con la pena de trabajos públicos, a cualquier persona que se haya afiliado a una sociedad formada o que haya participado en un concierto establecido con el objeto especificado en el Artículo anterior.

Párrafo 1.- La persona que se ha hecho culpable del crimen mencionado en el presente Artículo, será exenta de pena, si, antes de toda persecución, ha revelado a las autoridades constituidas, el concierto establecido o hecho conocer la existencia de la asociación. y Artículo. 267.- (Modificado Ley No. 705 del 14 de septiembre de 1934). Se castigará con la pena de reclusión a cualquiera persona que haya favorecido a sabiendas y voluntariamente a los autores de los crímenes previstos en el Artículo 265, proveyéndolos de dinero, instrumentos para el crimen, medios de correspondencia, alojamiento o lugar de reunión.

Serán también aplicables al culpable de los hechos previstos en el presente Artículo, las disposiciones contenidas en el Párrafo primero del Artículo 266."

16 La palabra "lecciones" en este contexto debe leerse "lesiones".

previstas en la presente Ley, incluidas aquéllas que correspondan a los daños o pérdidas producidos por fallas en el sistema de distribución de electricidad.

Párrafo.- Es facultativo para las Empresas de Distribución o personas naturales o jurídicas agraviadas por la infracción del Fraude Eléctrico, llegar a acuerdo con el infractor, en cuanto a los intereses civiles derivados de la comisión de la infracción, en cuyo caso se aplicará lo establecido en el Artículo 40 del Código Procesal Penal.¹⁷

Artículo 125-11.- La sentencia condenatoria dictada en ocasión de una persecución por Fraude Eléctrico, una vez haya adquirido la autoridad de la cosa irrevocablemente juzgada, facultará a las Empresas de Distribución a rescindir unilateralmente el contrato de suministro de energía eléctrica y dismantelar dichas instalaciones eléctricas, sin requisito previo o formalidad alguna y sin responsabilidad de su parte, y a normalizar el suministro por medio de la suscripción de un nuevo contrato.

Párrafo.- El Tribunal podrá también disponer la publicación de la parte dispositiva de la sentencia intervenida, en un periódico de circulación nacional, y en caso de reincidencia, el cierre temporal por un período no mayor de tres (3) meses, del establecimiento comercial, industrial o institucional donde se haya perpetrado el fraude.

Artículo 125-12.- Las acciones originarias de la aplicación de los Artículos 124 y 125 prescriben en los términos establecidos por el Código Penal Dominicano.

Artículo 125-13.- Para las infracciones prevista en la presente Ley, serán tomadas en consideración por el Tribunal apoderado, las circunstancias atenuantes establecidas en el Artículo 463 del Código Penal Dominicano.¹⁸

17 "Art. 40.- Suspensión condicional del procedimiento. En los casos en que sea previsible la aplicación de la suspensión condicional de la pena, el ministerio público, de oficio o a petición de parte, puede solicitar al juez la suspensión condicional del procedimiento en cualquier momento previo a que se ordene la apertura del juicio.

El juez puede disponer la suspensión condicional del procedimiento cuando el imputado a declarado su conformidad con la suspensión, ha admitido los hechos que se le atribuyen y ha reparado los daños causados en ocasión de la infracción, firmado un acuerdo con la víctima o prestado garantía suficiente para cumplir con esa obligación.

Si no se cumplen las condiciones establecidas en este Artículo, el juez rechaza la solicitud, pero la admisión de los hechos por parte del imputado carece de valor probatorio y no puede hacerse mención de estas circunstancias en ningún momento posterior."

18 "Art. 463.- Circunstancias Atenuantes y las Penas. Cuando en favor del acusado existan circunstancias atenuantes, los tribunales modificarán las penas, conforme a la siguiente escala: 1o.- Cuando la Ley pronuncie la pena de treinta años de trabajos públicos, se impondrá la pena del máximo de la pena de los trabajos públicos. Sin embargo, si se trata de crímenes contra la seguridad interior o exterior del Estado, el tribunal criminal por su sentencia de condenación, pondrá los reos a disposición del gobierno, para que sean extrañados o expulsados del territorio; 2o.- Cuando la pena de la Ley sea del máximo de los trabajos públicos, se impondrá de tres a diez años de dicha pena, y aún la de reclusión, si hubiere a favor del reo más de dos circunstancias atenuantes; 3o.- (Modificado por la Ley No. 5901 del 14 de mayo de 1962), cuando la Ley imponga al delito la de trabajos públicos que no sea el máximo los tribunales podrán rebajar la pena a la de reclusión, o de prisión correccional cuya duración no podrá ser menos de un año, salvo que la Ley permita una reducción de la prisión a menor tiempo; 4o.- Cuando la pena sea la reclusión, detención, destierro o degradación cívica, los tribunales impondrán la prisión correccional, sin que la duración mínima de la pena pueda bajar de dos meses; 5o.- Cuando el código pronuncie el máximo de una pena aflictiva, y existan a favor del reo circunstancias atenuantes, los tribunales aplicarán el mínimo de la pena, y aún podrán imponer la inferior en el grado que estimen convenientes; 6o.- Cuando el código pronuncie simultáneamente las penas de prisión y multa, los tribunales correccionales, en el caso de que existan circunstancias atenuantes, están autorizados para reducir el tiempo de la prisión, a menos de seis días, y la multa a menos de cinco

Artículo 125-14.- Se declara de alto interés nacional el establecimiento de un sistema nacional de medición de lectura remota para grandes clientes y clientes del sector social de menores ingresos y los incluidos en los acuerdos de los barrios carenciados. Este sistema de medición de lectura remota deberá ejecutarse en forma progresiva dentro de los tres años de aprobada la presente Ley y deberá garantizar los siguientes objetivos:

Lineamientos del plan para los grandes clientes (industriales, gobierno y ayuntamientos):

- a) La tecnología debe incluir la selección de un medidor de última generación, capaz de controlar todos los parámetros de medida;
- b) Selección de Software con capacidad de parametrización de lecturas horarias, diarias y a discreción según se requiera, de acuerdo a los planes de control establecidos por las Distribuidoras. Esta información debe guardarse diariamente en base de datos de las distribuidoras y estar disponibles para pruebas requeridas por los clientes o el ente regulador del sistema;
- c) Sustitución de forma actual de parametrización de los medidores por personal de las Distribuidoras, con programas de mayor nivel de seguridad;
- d) Selección de personal calificado y de probada honradez en el manejo de los recursos tecnológicos.

Lineamientos del plan para clientes de los sectores residencial, comercial y clientes de sectores sociales de menores ingresos e incluidos en los acuerdos de barrios carenciados:

- a) Seleccionar un medidor flexible, no calibrable en laboratorio, que pueda ser instalado en cualquier punto de la red de baja tensión incluido la cabeza del poste;
- b) Que limite la potencia y la energía del cliente, de forma que permita focalizar el subsidio a unos niveles de kw y kwh programados a discreción por el gobierno dominicano;
- c) Que tenga protección contra alto y bajo voltaje para proteger al cliente en casos de maniobras fraudulentas o averías;
- d) Que permita el pre-pago, para que aquellos clientes que deseen consumir más de la energía que le aporta el subsidio, puedan comprarle mediante tarjeta;
- e) Que permita el control de la energía de los grupos de clientes por transformador, para un mejor y más fácil seguimiento;

pesos, aun en el caso de reincidencia. También podrán imponerse una u otras de las penas de que trata este Párrafo, y aun sustituir la de prisión con la de multa, sin que en ningún caso puedan imponerse penas inferiores a la de simple policía."

- f) Selección de un Software con capacidad de parametrización de lecturas diarias, mensuales y a discreción según se requiera. Esta información servirá para poder construir la curva de carga de cada cliente y establecer planes de distribución de la energía entregada por subsidio.

Párrafo I.- El Poder Ejecutivo podrá prorrogar por causas debidamente motivadas y atendibles el plazo de tres años para la implementación del sistema hasta un período no mayor de dos años.

Párrafo II.- Se ordena a la Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo, a la Secretaría de Estado de Hacienda, a la Superintendencia de Electricidad (SIE), Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR), la Dirección General de Presupuesto, hacer las provisiones de lugar a fin de que sean debidamente apropiados los fondos para la implementación del sistema nacional de medición de lectura remota y dotar a la Dirección de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR) de los equipos tecnológicos, recursos humanos y capacidades presupuestarias para que cumpla su función como órgano auxiliar para la aplicación e implementación de las disposiciones de la presente Ley.

Artículo 126.- (Modificado por el Artículo 7 de la Ley No. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007). Los generadores, la Empresa de Transmisión, distribuidores, comercializadores, autoprodutores, cogeneradores y los usuarios no regulados serán responsables por las faltas tipificadas en la presente disposición. Cada falta será manejada de manera independiente aun cuando tenga un origen común.

Artículo 126-1.- Se clasifican como faltas muy graves, las que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del SENI y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio. En particular las siguientes:

- a) El incumplimiento de las condiciones, requisitos y normas aplicables a la seguridad de las instalaciones de los servicios que se presten a los usuarios de acuerdo a la normativa vigente, de manera que se pongan en peligro manifiesto a las personas y a la normativa vigente y los bienes;
- b) Las Empresas Eléctricas que no cumplan con la calidad y continuidad del servicio eléctrico, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a los Reglamentos;
- c) El abuso de posición dominante, las prácticas monopólicas, aquéllas que sean restrictivas a la competencia, y la competencia desleal entre las empresas del subsector eléctrico que operen en régimen de competencia;
- d) El incumplimiento o desacato reiterado de las instrucciones, resoluciones y normas de la operación del SENI dictadas sea por la CNE, SIE, el OC y el CCE;

- e) La utilización de instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial sin cumplir las normas reglamentarias, cuando representen peligro o daño grave para personas, bienes o el medio ambiente;
- f) La interrupción sistemática del suministro de energía eléctrica para una zona o grupo de población sin que medien los requisitos legales, reglamentarios o técnicos que lo justifiquen;
- g) La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen;
- h) La negativa de las Empresas Eléctricas a admitir verificaciones o inspecciones reglamentarias y la obstaculización de la inspección dispuesta por los organismos competentes;
- i) La aplicación sistemática y reiterada a los usuarios regulados de tarifas superiores a las autorizadas por la SIE de acuerdo con la Ley y este Reglamento¹⁹;
- j) La negativa, sistemática y reiterada, a facilitar a la CNE o la SIE la información técnica, financiera, económica y estadística de manera veraz, correcta y completa, que sea requerida por éstas en conformidad con el Protocolo de Información y Confidencialidad, dentro de los plazos definidos para cada requerimiento, o a la de verificación y control contable legalmente establecidos;
- k) El incumplimiento de la orden de desvinculación o desinversión de la autoridad competente, según sea el caso, dentro del plazo estipulado en la misma, en la situación prevista en el Párrafo II del Artículo 11 de la ley;
- l) La reducción sin autorización, de la capacidad de producción o de suministro de energía eléctrica;
- m) El desarrollo de actividades eléctricas sin las debidas autorizaciones o en instalaciones que carecen de ellas;
- n) El incumplimiento de los planes de expansión establecidos por la autoridad competente, relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes, instalaciones eléctricas y equipos, capacidad de generación, calidad de servicio y gestión comercial para la adecuada prestación del servicio y continuidad del suministro conforme a la presente Ley y su Reglamento de aplicación;
- o) La manipulación de las declaraciones de disponibilidad, de indisponibilidad de la generación, la transmisión y la distribución con relación a la demanda;
- p) La negativa injustificada de acceso a la red de distribución;

¹⁹ Por error hace referencia a: "con la Ley y este Reglamento", cuando debe leerse: "con la Ley y al reglamento".

- q) Las faltas graves cuando durante los dos (2) años anteriores a su comisión hubiera sido impuesta al agente sanción definitiva por el mismo tipo de infracción;
- r) La transferencia de las concesiones o parte de ellas, de acuerdo a lo establecido en la presente Ley, sin la debida autorización de la SIE;
- s) El no pago de las contribuciones legales y financieras a la CNE, a la SIE y al Organismo Coordinador;
- t) La limitación de la demanda del SENI con la interrupción de los circuitos o ramales de distribución con el propósito de disminuir o limitar el competente;
- u) El incumplimiento reiterado de una orden de reconexión a un suministro dictada por la SIE;
- v) El desvío de los combustibles, equipos, maquinarias y accesorios exonerados por cualquier Ley o contrato, para uso destinado al sistema eléctrico.

Artículo 126-2.- Son faltas graves las conductas tipificadas en el Artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves, y en particular los siguientes incumplimientos:

- a) La negativa ocasional y aislada a facilitar a la CNE o la SIE la información técnica, económica, financiera y estadística que se requiere de conformidad con lo estipulado en la Ley, o de facilitarla dentro de los plazos fijados para cada requerimiento, en conformidad con el Protocolo de Información y Confidencialidad;
- b) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aún cuando no supongan peligro manifiesto para personas o bienes;
- c) El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios regulados;
- d) El incumplimiento de las instrucciones impartidas por la SIE relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, para la adecuada presentación y calidad del servicio y la continuidad del suministro;
- e) La aplicación irregular, sistemática y reiterada de las tarifas autorizadas, de manera que se produzca una alteración en exceso en el precio;
- f) El incumplimiento de las obligaciones resultantes de la aplicación del régimen tarifario y de los criterios de cobros por servicio y tasas;
- g) En el caso de los concesionarios del servicio de distribución, cualquier actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica, que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado consumido, conforme a los parámetros establecidos por el ente regulador;

- h) La declaración de no disponibilidad al OC por las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin causa técnica justificada;
- i) Cualquier actuación por parte del CCE a la hora de determinar el orden de entrada efectiva en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica, que suponga una alteración no justificada del despacho económico coordinado por el OC;
- j) La falta de comunicación puntual por el CCE al OC de los datos relevantes para la liquidación;
- k) El incumplimiento de los índices de calidad del servicio que se establezcan en la normativa vigente;
- l) En el caso de las empresas de distribución, la práctica reiterada de no dejar constancia escrita al cliente o usuario titular, salvo causa de seguridad pública;
- m) La alteración de los períodos de facturación establecidos en el Reglamento de la presente Ley;
- n) La negativa de los agentes del MEM a informar al CCE, inmediatamente ocurra o se provoque cualquier operación de entrada o salida de circuitos o ramales, indicando la capacidad y las causas de la interrupción;
- o) La negativa reiterada de las Empresas Eléctricas a asistir a convocatorias realizadas por la SIE;
- p) La modificación, por parte del Agente del MEM generador del Sistema que realice la regulación de frecuencia, del estatismo asignado y otros parámetros que afecten la respuesta del regulador de velocidad, sin la coordinación y aprobación del OC;
- q) El incumplimiento o desacato ocasional o aislado y de las instrucciones, resoluciones y normas de la operación del SENI dictadas por la CNE, el SIE, el OC y el CCE;
- r) La comisión de una falta leve cuando durante los dos (2) años anteriores a su comisión hubiera sido impuesta al infractor sanción definitiva por el mismo tipo de infracción;
- s) El no pago de los aportes financieros al Organismo Coordinador y la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 126-3.- Faltas Leves.

Constituyen faltas leves aquéllas de preceptos de obligada observancia comprendidos en la presente Ley, su Reglamento y en la normativa vigente, que no constituyan falta grave o muy grave, conforme a lo dispuesto en los incisos anteriores.

Artículo 126-4.- Para la aplicación de la sanción se fijarán las siguientes penalizaciones:

A) Para las faltas muy graves:

- 1) Desde tres mil (3,000) hasta cinco mil (5,000) salarios mínimos;
- 2) En caso de reincidencia, desde cinco mil (5,000) hasta diez mil (10,000) salarios mínimos;
- 3) Hasta quince mil salarios mínimos para el caso previsto en el Artículo 11, Párrafo II de la Ley. En caso de no procederse a la desvinculación en el nuevo plazo establecido de conformidad con el procedimiento de desvinculación que prevea el Reglamento, se procederá a la intervención de la empresa;
- 4) Hasta el uno (1) por ciento de patrimonio de la empresa en el caso de infracciones relacionadas con las obligaciones establecidas en los Títulos IV y VI de la Ley.

B) Para las faltas graves:

- Desde mil (1,000) hasta tres mil (3,000) salarios mínimos.

C) Por las faltas leves:

- Amonestaciones o sanciones hasta cien salarios mínimos.

Párrafo.- Las sanciones aplicadas a los agentes del MEM por cada tipo de infracción se graduarán, dentro de los parámetros establecidos en este Artículo, proporcionalmente atendiendo a los siguientes criterios:

- a) La gravedad del peligro ocasionado;
- b) El perjuicio causado al sector eléctrico;
- c) La circunstancia de haber procedido o no a la subsanación sin necesidad de previo requerimiento por la SIE;
- d) Las dificultades objetivas que pudieron haber concurrido y la conducta anterior de la entidad;
- e) El grado de responsabilidad del agente;
- f) La conducta dolosa o negligente del agente.

Artículo 126-5.- La acción originada en la aplicación de las disposiciones de los Artículos 126, 126-1, 126-2, 126-3, y 126-4 que anteceden, prescriben a los tres (3) años, a partir del hecho; y la sanción aplicable prescribe a los cinco (5) años, a partir de la resolución.

Artículo 126-6.- La SIE podrá ordenar en adición a las penalizaciones antes mencionadas, la suspensión, desconexión y retiro de las obras eléctricas, en cualesquiera casos de violación de las normas de instalación y puesta en servicio.

Artículo 126-7.- El procedimiento para la aplicación de las sanciones que sean consecuencia de las faltas cometidas en violación a las disposiciones prevista en este Artículo, será establecido por vía Reglamentaria.

Artículo 126-8.- Cuando se comprobare que la comisión de faltas muy graves y graves, previstas en los Artículos precedentes, fue facilitada o posibilitada por la negligencia o complicidad de los funcionarios encargados de velar por la aplicación y ejecución de la presente Ley, se impondrá a éstos la pena máxima para las faltas muy graves.

Artículo 126-9.- El salario mínimo al cual se hace referencia en las sanciones previstas en los Artículos 124, 125 y 126 será el del sector público.

Artículo 127.- Las multas y sanciones que imponga La Superintendencia en los casos previstos en esta Ley y su Reglamento, el afectado podrá interponer recurso jerárquico ante el Tribunal Contencioso Administrativo²⁰.

Artículo 128.- Las Empresas Eléctricas que no cumplan con sus obligaciones establecidas en los Títulos IV y VI de esta Ley y de su Reglamento y sin perjuicio de lo dispuesto en dichos Títulos, estarán sujetas a multas que podrán ascender hasta el uno por ciento (1%) del patrimonio de la empresa y serán fijadas por La Superintendencia según la gravedad de la falta, conforme a lo establecido en el Reglamento.

TITULO IX OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 129.- Las Empresas Eléctricas, los autoproductores y los cogeneradores amparados en las estipulaciones de la presente Ley, podrán realizar importaciones directas, de cualquier proveedor externo, de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 130.- Las empresas extranjeras que inviertan en las actividades a que se contrae la presente Ley, podrán remesar sus dividendos y repatriar los capitales correspondientes a la participación del capital extranjero, sujetándose a las leyes y regulaciones vigentes.

²⁰ La Constitución de la República, votada y proclamada por la Asamblea Nacional en fecha 26 de enero de 2010, en su Capítulo IV, Sección I, Artículo 164, creó dentro de las jurisdicciones especializadas, la jurisdicción contenciosa administrativa integrada por tribunales superiores administrativos y tribunales contenciosos administrativos de primera instancia.

TITULO X

Artículo 131.- Queda establecido que el sistema de transmisión y la generación eléctrica por cualquier medio hidráulico, sólo podrán ser establecidos y operados por el Estado Dominicano, entendiéndose que estas actividades se mantienen totalmente estatales.

Párrafo.- Cuando el Estado Dominicano estime conveniente podrá hacer los arreglos financieros necesarios para financiar, construir o administrar temporalmente cualquier proyecto de transmisión o de generación hidroeléctrica.

Artículo 132.- (Transitorio). El Poder Ejecutivo deberá, en un plazo de seis (6) meses revisar los contratos, así como los diversos actos de capitalización llevados a cabo bajo la Ley 141-97 por la Comisión de Reforma de la Empresa Pública, de reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad, a fin de establecer si los mismos se ajustan a la Constitución y las leyes en la materia; de lo contrario, deberá tomar las medidas legales procedentes.

Artículo 133.- El Gobierno Dominicano se asegurará de que las poblaciones de escasos recursos en las zonas urbanas y rurales respectivamente, obtengan el servicio eléctrico en condiciones y precios asequibles a sus ingresos.

Párrafo.- Los programas de expansión y de mejoramiento que realice la Unidad de Electrificación Rural y Sub-urbana, adscrita a la Empresa Eléctrica de Transmisión, creadas por la presente Ley, serán parcialmente financiados con el veinte por ciento (20%) de los recursos financieros que reciba el Fondo Patrimonial, de los beneficios que aporten las empresas capitalizadas, creadas mediante la Ley 141-97, del 24 de junio de 1997.

Artículo 134.- Las Empresas Distribuidoras tendrán la obligación de suministrar el diseño, materiales, instalación y el mantenimiento del alumbrado público de cada municipio y sus distritos municipales, reservándose los ayuntamientos la facultad, si así lo decidiera, de servir ya sea por sus propios medios o contratando con terceros la prestación de dichos servicios. Las Empresas de Distribución pagarán mensualmente a cada municipio un tres por ciento (3%) de la facturación corriente recaudada dentro de la jurisdicción de cada municipio y sus distritos municipales. Este pago se hará mensualmente. Por su parte, los municipios y sus distritos municipales pagarán el consumo eléctrico mensual del alumbrado público y demás instalaciones.

Párrafo I.- La remoción de instalaciones de alumbrado público sólo podrá hacerse en coordinación con las autoridades municipales y la Corporación Dominicana de Empresa Eléctrica Estatal (CDEEE)²¹.

Párrafo II.- A estos fines la Superintendencia de Electricidad elaborará un Reglamento por el cual habrán de regirse los procedimientos y las penalidades.

Artículo 135.- El Poder Ejecutivo, a través de la Corporación Dominicana de Empresa Eléctrica Estatal (CDEEE)²¹ y los ayuntamientos, podrán realizar

²¹ Conforme al Artículo 138 de esta Ley, debe leerse: "Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)".

las extensiones y las mejoras que consideren en la red de distribución en coordinación con la Empresa de Distribución. La Superintendencia elaborará el procedimiento de regulación correspondiente para la aplicación de esta disposición.

Artículo 136.- (Transitorio). El Banco Central de la República Dominicana deberá establecer las tasas de descuento con que se calcularán dichas fórmulas tarifarias, dentro del plazo de ciento ochenta (180) días a contar de la publicación de esta Ley. Estas tasas regirán durante, por lo menos, tres (3) años, a partir de la primera fijación de tarifas determinadas según lo dispuesto en la Ley.

Artículo 137.- El Poder Ejecutivo tendrá un plazo de noventa (90) días a partir de la promulgación de la presente Ley para dictar el Reglamento de aplicación de la misma, el cual deberá ser elaborado por la Superintendencia de Electricidad²².

Artículo 138.- Se crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), cuyas funciones consisten en liderar²³ y coordinar las Empresas Eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y sub-urbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP). Esta Corporación financiará sus actividades con sus recursos asignados en la Ley de Gastos Públicos, con financiamiento y con cualesquiera otros fondos especializados que les asignen de manera específica.

Párrafo I.- El Poder Ejecutivo creará dentro de un plazo no mayor de noventa (90) días la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)²⁴, a la cual se transferirán todas las líneas y sistemas de transmisión eléctricas (sistema interconectado). El Poder Ejecutivo creará la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)²⁵, a la cual se le traspasarán la propiedad y administración de los sistemas de generación hidroeléctrica del Estado habidos y por haber. Estas empresas serán de propiedad estrictamente estatal, tendrán personería jurídica y patrimonio propio y estarán en capacidad de contraer obligaciones comerciales contractuales según sus propios mecanismos de dirección y control.

22 El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, del 26 de julio de 2001, fue aprobado mediante Decreto del Poder Ejecutivo No. 555-02, de fecha 19 de julio de 2002, publicado en la Gaceta Oficial 10148, de fecha 25 de julio de 2002. Este Reglamento ha sido objeto de varias modificaciones: Decretos Nos. 749-02, del 19 de septiembre de 2002; 306-03, del 1 de abril de 2003; 321-03, del 3 de abril de 2003 y 494-07, del 30 de agosto de 2007, publicados en las Gacetas Oficiales Nos. 10173, del 30 de septiembre 2002; 10208, del 30 de abril del 2003; y, 10438, del 10 de septiembre de 2007, respectivamente.

23 El término correcto en este caso es liderar.

24 Mediante Decreto del Poder Ejecutivo No. 629-07 de fecha 02 de noviembre de 2007 fue creada la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), publicado en la Gaceta Oficial No. 10446 de fecha 19 de noviembre de 2007.

25 Mediante Decreto del Poder Ejecutivo No. 628-07 de fecha 02 de noviembre de 2007 fue creada la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), publicado en la Gaceta Oficial No. 10446 de fecha 19 de noviembre de 2007.

Párrafo II.- El Poder Ejecutivo creará una Unidad de Electrificación Rural y Sub-urbana²⁶ para asegurar la electrificación de las zonas pobladas de familias de escasos recursos económicos, la cual funcionará bajo la dirección de la CDEEE, para estos propósitos exclusivos se transferirá el veinte por ciento (20%) de los beneficios que ingresen al Fondo Patrimonial para el Desarrollo.

Párrafo III.- Durante el período de transición requerido para la creación y puesta en marcha de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y las demás empresas y entidades indicadas más arriba, la actual Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) continuará actuando como titular de derechos, obligaciones y como fiscalizadora de los bienes públicos en materia de electricidad. En consecuencia, el Administrador General de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) ejercerá estas atribuciones hasta que cumplido el plazo, el Poder Ejecutivo declare terminado en proceso de traspaso de activos y derechos a las nuevas sociedades creadas mediante la presente ley^{27 28}.

TITULO XI

DEROGACIONES, DISPOSICIONES LEGALES

Artículo 139.- Esta Ley deroga:

- La Ley No.4018, del 30 de diciembre de 1954;
- La Ley No.4115, del 21 de abril de 1955;
- El Reglamento de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) No.1034, del 25 de julio de 1955;
- La Ley No.364, del 25 de agosto de 1972;
- El Reglamento General No.2217, del 13 de agosto de 1984 (Antiguo Reglamento 900, del 2 de junio de 1955);
- El Decreto No.3498, del 21 de julio de 1978;
- La Ley No.847, del 21 de febrero de 1935, y la Resolución No. 5647, del 20 de octubre de 1961;

²⁶ Mediante el Decreto del Poder Ejecutivo No. 16-06 de fecha 18 de enero de 2006 fue creada la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS) y aprobado el Reglamento para su funcionamiento, publicado en la Gaceta Oficial No. 10353 de fecha 31 de enero de 2006.

²⁷ Mediante Decreto del Poder Ejecutivo No. 647-02 de fecha 21 de agosto de 2002, se reconoce la creación de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en cumplimiento a la Ley 125-01 del 26 de julio de 2001, como una empresa autónoma de servicio público con personalidad jurídica y patrimonio propio y en su Artículo 5 estableció que con el nombramiento y juramentación de los miembros del Consejo de la (CDEEE), así como el inicio de la organización de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), estaría concluido el periodo de transición a que se refiere este Párrafo.

²⁸ De acuerdo al Artículo 3 del Decreto No. 648-02 del 21 de agosto de 2002, que aprueba el Reglamento para el funcionamiento de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), se crea la figura del Vicepresidente Ejecutivo el cual sustituye las funciones de Administrador General.

- El literal b) del Artículo 2 de la Ley 290, del 30 de junio del 1966; en la(s) parte(s) que fuere(n) contraria(s) a la presente Ley;
- También derogase cualesquiera otra Ley, decreto, Reglamento o disposición entre la(s) parte(s) que le sea(n) contraria(s) a la presente Ley.

DADA en la Sala de Sesiones de la Cámara de Diputados, Palacio del Congreso Nacional, en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los veintisiete (27) días del mes de junio del año dos mil uno (2001); años 158° de la Independencia y 138° de la Restauración.

Rafaela Alburquerque
Presidenta

Ambrosina Saviñón Cáceres
Secretaria

Rafael Angel Franjul Troncoso
Secretario

DADA en la Sala de Sesiones del Senado, Palacio del Congreso Nacional, en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los diecisiete (17) días del mes de julio del año dos mil uno (2001); años 158 de la Independencia y 138 de la Restauración.

Ramón Alburquerque
Presidente

Ginette Bournigal de Jiménez
Secretaria

Darío Ant. Gómez Martínez
Secretario

HIPOLITO MEJIA
Presidente de la República Dominicana

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República.

PROMULGO la presente Ley y mando que sea publicada en la Gaceta Oficial, para su conocimiento y cumplimiento.

DADA en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los veintiséis (26) días del mes de julio del año dos mil uno (2001); años 158 de la Independencia y 138 de la Restauración.

HIPOLITO MEJIA

REGLAMENTO PARA LA APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01

Emitido mediante Decreto No. 555-02, publicado en la Gaceta Oficial No. 10148, de fecha 25 de julio de 2002, modificado por el Decreto No. 749-02, del 19 de septiembre de 2002; Decreto No. 306-03, del 1 de abril de 2003; Decreto No. 321-03 del 3 de abril de 2003 y el Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007.

REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01

INDICE GENERAL

TITULO I: DEFINICIONES	86
TITULO II: AMBITO Y OBJETIVOS DEL REGLAMENTO	102
TITULO III: DE LAS INSTITUCIONES Y EMPRESAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO	103
CAPITULO I: DISPOSICIONES GENERALES	103
CAPITULO II: DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA	107
CAPITULO III: DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD...	112
CAPITULO IV: FIJACION Y FORMA DE RECAUDACION DE LA CONTRIBUCION PARA EL FINANCIAMIENTO DE LA CNE Y LA SIE	119
CAPITULO V: DEL ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO.....	120
TITULO IV: CONCESIONES Y PERMISOS.....	125
CAPITULO I: ACTIVIDADES QUE REQUIEREN CONCESION O PERMISO	125
CAPITULO II: DE LAS CONCESIONES	125
CAPITULO III: DE LA CONCESION PROVISIONALES	126
CAPITULO IV: DE LAS CONCESIONES DEFINITIVAS	128
CAPITULO V: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS.....	139
CAPITULO VI: DE LOS PERMISOS	141
CAPITULO VII: DE LAS LICITACIONES	142
TITULO V: DE LAS SERVIDUMBRES Y LA COMISION ARBITRAL.....	143
CAPITULO I: DE LAS SERVIDUMBRES	143
CAPITULO II: DE LA COMISION ARBITRAL	145
TITULO VI: DE LOS USUARIOS NO REGULADOS	146
TITULO VII: PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS Y SERVICIOS ELECTRICOS.....	149
CAPITULO I: DISPOSICIONES GENERALES	149
CAPITULO II: CONDICIONES TECNICAS Y DE CALIDAD DE SERVICIO	149
CAPITULO III: CONDICIONES GENERALES DE SEGURIDAD	152
CAPITULO IV: DE LOS APORTES DE FINANCIAMIENTO REEMBOLSABLES	152

TITULO VIII: CODIGO DE OPERACION DEL SENI 153

CAPITULO I:	ALCANCE.....	153
CAPITULO II:	OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES DEL MEM, DEL OC Y DEL CCE.....	153
CAPITULO III:	PROGRAMACION DE LA OPERACION DEL SENI...	156
CAPITULO IV:	COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL	169
CAPITULO V:	BASE DE DATOS.....	178

**TITULO IX: TRANSACCIONES ECONOMICAS DEL
MERCADO MAYORISTA 178**

CAPITULO I:	TRANSACCIONES ECONOMICAS DE ENERGIA	178
CAPITULO II:	TRANSACCIONES ECONOMICAS DE POTENCIA..	182
CAPITULO III:	COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA.....	187
CAPITULO IV:	DE LOS CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE ENERGIA Y POTENCIA.....	189
CAPITULO V:	SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMC).....	190
CAPITULO VI:	FACTURACION DE LAS TRANSACCIONES ECONOMICAS.....	199
CAPITULO VII:	PEAJES DE TRANSMISION.....	201
CAPITULO VIII:	DE LOS SERVICIOS AUXILIARES	204
CAPITULO IX:	PROCEDIMIENTO PARA EL PRONOSTICO DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL.....	226
CAPITULO X:	INDISPONIBILIDAD EN HORAS DE PUNTA.....	227

**TITULO X: REGLAMENTO DE LAS RELACIONES ENTRE
EMPRESAS DE DISTRIBUCION Y USUARIOS
DEL SERVICIO PUBLICO 230**

CAPITULO I:	DEFINICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO	230
CAPITULO II:	OBLIGACIONES DEL CLIENTE O USUARIO TITULAR.....	233
CAPITULO III:	DERECHOS DEL CLIENTE O USUARIO TITULAR ..	239
CAPITULO IV:	OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION.....	245
CAPITULO V:	DERECHOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION.....	253
CAPITULO VI:	INTERESES POR COSTO FINANCIERO	260
CAPITULO VII:	AUTORIDAD DE APLICACION	260

TITULO XI: INFRACCIONES, SANCIONES Y PENALIDADES 261

CAPITULO I:	DE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES.....	261
CAPITULO II:	PROCEDIMIENTO APLICACION SANCIONES CONTENIDAS EN EL ARTICULO 7 DE LA LEY 186-07	261

TITULO XII: SOBRE LAS MODIFICACIONES A ESTE REGLAMENTO Y A LAS TARIFAS	264
CAPITULO I: DE LAS MODIFICACIONES AL REGLAMENTO	264
CAPITULO II: DE LAS MODIFICACIONES A LOS PEAJES Y TARIFAS.....	265
CAPITULO III: TRIBUNAL ARBITRAL	266
TITULO XIII: DISPOSICIONES TRANSITORIAS	267

INDICE ANALITICO

REGLAMENTO DE APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01

(Ordenado alfabéticamente y referido al Artículo de la materia)

A

Actividad de comercialización, 2, 71-b-3, 489

Actividad de distribución, 2, 10, 31-aa, 139, 372, 378, 417, 441, 447, 460-Párrafo II, 463-Párrafo, 465, 469, 469-Párrafo I, 473, 491, 494-Párrafo III

Actividades con carácter monopólico, 3-d, 12

Actividades específicas del subsector eléctrico, 3-b, 5, 31-b, 31-e, 32-f, 52-b, 53-i

Actividades que requieren concesión o permiso, 56

Actividades realizadas por el CCE, 214, 228

Agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 2, 53, 211, 214, 216, 217, 218, 219, 220, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 231, 232, 233, 234, 236, 245, 247, 250, 259, 261, 262, 263, 265, 266, 267, 272, 274, 275, 276, 282, 283, 284, 285, 286, 288, 289, 291, 292, 293, 294, 302, 308, 325, 341, 344, 349, 351, 352, 354, 355, 356, 367, 368, 371, 379, 381, 383, 385, 387, 394, 395, 396, 397, 398, 341, 343, 412, 504, 513, 516, 517, 519, 531, 534, 535, 537

Ambito y objetivos del Reglamento 3, 4

Aportes de financiamientos reembolsables 159, 160, 161, 162, 163

Area de concesión de cooperativas eléctricas, 2

Area del sistema, 2

Area geográfica de cobertura de cooperativas eléctricas, 2

Areas típicas de distribución, 2

Asignación de la compensación por la regulación de frecuencia, 409

Atribuciones de los cogeneradores en las actividades de generación, 6-a-2, 7, 8, 9, 10, 11, 14-Párrafo, 28, 46, 52, 52-a, 52-f, 54-a, 56, 103, 288-c, 538

Autoprodutores, 2, 6-a-2, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 28, 46, 48, 52, 52-f, 54-a, 56, 103, 288-c

Autoridad de aplicación, 497

Autorización para la puesta en servicio de obras eléctricas, 2, 71, 94

B

Banda muerta del regulador, 2, 384

Barra de referencia, 2, 255, 256, 257, 258, 277, 278, 280

Barra, 2, 232, 256, 257, 258, 259, 262-b, 263, 272-b, 275, 280, 378

Base de datos, 247

Beneficiaria o concesionaria, 2, 31-ff, 69, 82, 438

Bloques horarios, 2, 186-c-3, 189, 189-a, 189-b, 189-c, 192, 193-a, 193-b, 193-c

C

Capacidad de regulación primaria, 2, 384

Capacidad de regulación secundaria, 2, 384

Caso fortuito, 2, 149, 155

Caudal, 2, 169-e, 180-e, 189-d, 193-d, 217, 240, 242, 541

CDEEE, 2, 31-ff, 42, 43, 85, 85-e, 293, 535

Central de generación o planta, 2, 12, 52, 52-b, 183, 183-Párrafo I, 186-c-3, 189-c, 189-e, 211, 237, 240

Central hidráulica de pasada, 2

Central hidráulica de regulación, 2

Central marginal, 2, 209, 214-a

Central térmica, 2, 240, 253, 401

Centro de Control de Energía (CCE), 2, 164-b, 164-c, 165, 166, 167, 168, 168-Párrafo, 169, 170, 171, 188, 192, 195, 199, 202, 202-Párrafo, 206, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 222, 223, 224, 225, 226, 228, 229, 230, 231, 231-Párrafo, 232, 233, 234, 235, 235-Párrafo, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 245, 246-g, 247-h, 373-Párrafo, 386, 387-d, 387-e, 387-f, 387-i, 390-f, 395, 397, 399, 403-a-5, 403-b-3, 403-b-4, 406, 407, 409, 542, 543

Centro de Control de un operador conectado al sistema (CC), 2

Cliente o usuario de servicio público de electricidad, 1, 2

Código de operación del SENI, alcance 164

Cogeneradores, 2, 6-a-2, 7, 8, 9, 10, 11, 14-Párrafo, 28, 46, 52, 52-f, 54-a, 56, 103, 288-c, 538

Comisión Nacional de Energía (CNE), 2, 5, 6, 7, 11-c, 12, 12-Párrafo I, 12-Párrafo II, 14, 14-Párrafo, 15, 16, 16-Párrafo, 17, 18, 19, 20-5, 20-Párrafo, 21, 21-Párrafo II, 23, 24, 25-a, 25-c, 25-d, 25-e, 25-f, 25-g, 26, 27, 28, 29, 30, 31-a, 31-g, 31-h, 31-l, 32-a, 40, 45, 50, 51, 52-b, 53-h, 57, 59, 62, 63, 63-a 63-e, 64, 64-Párrafo, 65-Párrafo, 66, 66-Párrafo, 66-c, 70, 73, 76-c, 77, 79, 80-l, 84-a, 84-b, 86, 90, 92-e, 104, 118, 410-Párrafo, 512, 512-Párrafo I, 512-Párrafo II, 516, 517, 517-e, 517-f, 525, 527, 528, 538

Concesión definitiva, 2, 7, 31-h, 31-p, 52-f, 56, 57, 61, 67, 69, 70, 71, 71-Párrafo, 74, 75, 77, 78, 80, 80-d, 80-f, 80-g, 80-h, 80-i, 80-l, 81, 82, 84-a, 84-Párrafo I, 85, 86, 86-Párrafo, 88, 89, 90, 92, 92-b, 92-h, 92-i, 92-j, 114-a, 114-b, 115, 115-e, 118, 121, 125, 126, 438-a, 519-h, 546, 547

Concesión paracooperativas eléctricas, 2

Concesión provisional, 2, 19-1, 57, 62, 63-c, 65, 65-a, 65-Párrafo, 66, 66-Párrafo, 66-c, 125

Concesión, 69, 80-f, 92-h, 438-a, 447-b-i-B1, 447-b-i-B2, 454, 494-Párrafo II, 36-e-2-iii, 546

Concesiones y permisos, actividades que requieren concesión o permiso 56, 57, 58, 59, 60, 108, 109, 109-e, 110, 112, 113, 121, 512

Condición de vertimiento, 2, 403-a-2, 403-b-3

Condiciones generales de seguridad 158

Condiciones técnicas y de calidad de servicio, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157

Concesiones, 57, 58, 59, 60, 61

Concesiones definitivas 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86

Concesiones provisionales 62, 63, 64, 65, 66

Consejo, 2, 32, 33, 34, 35, 77, 78, 508

Consumo de empresa de distribución, generación o UNR, 378

Consumo de energía eléctrica prepagado, 2, 450, 450 Párrafo

Consumo propio, 2, 277

Contratos de compra venta de energía y potencia, 282, 283, 284, 285, 286

Contrato de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas, 2, 68

Contribución para el financiamiento de la CNE y la SIE 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51

Cooperativas eléctricas, 2

Coordinación de la operación en tiempo real, despacho 213, 214, 215, 216

Coordinación de maniobras, 234, 235, 235-Párrafo

Costo de desabastecimiento o energía no servida, 2, 31-v, 95, 96-Párrafo, 97, 198, 209, 251, 252, 255, 256, 410-Párrafo

Costo marginal de corto plazo, 2, 186-a-1, 249, 251, 255, 257, 258, 259, 262-b, 404, 407, 408, 413

Costo marginal de potencia de punta, 2, 186-a-2, 267, 276, 278, 279, 280, 349-b

Costo marginal de suministro, 2, 249

Costo medio, 2, 369, 370

Costo total actualizado, 2

Costo variable de producción de una maquina termoeléctrica, 2, 183, 255, 256, 372

Costo variable no combustible, 2, 180-h, 183, 183-Párrafo I, 183-Párrafo II, 202, 212

Curva de carga, 2, 200, 210, 269-g

D

Definiciones 2

Demanda acumulada de energía real, 217-b

Demanda máxima anual real, 2

Demanda máxima anual, 2, 31-i, 272-a, 410, 412

Demanda máxima leída, 424, 479, 494-Párrafo I

Demanda máxima mensual real, 264, 264-Párrafo, 265, 266, 268, 273

Demanda media real, 217-a

Demanda real programada, 237, 238, 239

Demanda real, 179, 217, 237, 238, 239

Derecho de conexión, 2, 186-a-5, 286-g, 349-e, 361, 364, 366, 367, 368, 368-b

Derecho de uso, 2, 71-c-1, 85-b-1, 89-b-1, 262-d, 272-e, 361, 362, 363, 364, 537

Derechos de las empresas de distribución, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495

Derechos del cliente o usuario titular, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450

Derechos y obligaciones de las empresas concesionarias, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107

Despacho de centrales hidroeléctricas de embalse, 201, 529

Despacho de centrales termoeléctricas, 202

Determinación de inyecciones y retiro de potencia firme del OC para cada uno de los agentes del mem, 266, 272-a

Días laborables, 2, 494

Diferencia entre al demanda real y programada, 237, 238, 239

Digenor, 2, 452

Disposiciones transitorias, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549

E

Empresa de generación, 2, 6-a-1, 11, 12-Párrafo II, 31-i, 31-v, 31-w, 44-Párrafo II, 46, 47-Párrafo, 52, 52-f, 54-a, 61, 85, 95, 96, 97, 98, 140-Párrafo II, 144, 150-Párrafo, 165, 170, 177, 179, 180, 180-Párrafo, 183-Párrafo I, 201, 203, 204, 213, 232, 233, 234, 236, 236-a, 236-b, 237, 238, 240, 245, 246-b, 246-c, 269-i, 288-b, 367, 378, 384, 385-a, 385-e, 386-d, 387-a, 388, 390-c, 390-g, 391-f, 398-a, 398-f, 401, 403-b-3, 403-b-4, 404, 406, 407, 408, 409, 413, 468-Párrafo, 529, 535, 538, 541, 547

Empresa de transmisión, 2, 4, 6, 8, 10, 11, 19-1, 27-d, 28, 31-p, 31-r, 45, 46, 47, 48, 52, 52-b, 52-f, 52-m, 60, 61, 71-c-6, 71-c-7, 89-b-4, 89-b-6, 89-d, 93, 122, 123, 129, 139, 145, 146, 151, 156, 165, 166, 170, 174, 178, 180, 180-a, 180-h, 184, 184-Párrafo, 185, 185-b, 185-d, 186-b-2, 202, 204-Párrafo, 207-b, 213, 214-a, 214-c, 214-e, 218, 232, 234, 236, 246-f, 249, 254, 262-d, 263, 272-e, 280, 288-a, 288-b, 288-c, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 364, 366, 368-d, 369, 379, 379-b, 381-a, 468-Párrafo, 518, 518-a, 529, 535, 536-d, 536-g

Empresa distribuidora, 2, 4, 6, 6-c, 6-d, 8, 10, 11, 19-1, 27-d, 28, 31-i, 31-n, 31-ó, 31-p, 31-q, 31-v, 31-w, 31-z, 37-a, 37-e, 40, 42, 43, 44, 44-Párrafo II, 45, 47, 52, 52-b, 52-f, 52-j, 52-k, 52-m, 54-a, 56, 57, 60, 67, 69, 80-f, 82, 89-4, 89-6, 89-d, 93, 95, 96, 96-Párrafo, 97, 98, 99, 100, 101, 103, 114-c, 119, 122, 123, 129, 139, 140-a, 140-b, 145, 146, 148, 151, 153, 154, 159, 161, 162, 165, 166, 170, 173, 175, 175-Párrafo, 179, 185-d, 186-c-1, 196-c, 198, 207-d, 209, 221-i, 232, 234, 235, 235-Párrafo, 243, 246-a, 246-d,

246-e, 246 f, 246-g, 272-b, 288-a, 288-b, 288-c, 370, 372, 378, 403-5, 403-6, 410, 412, 417, 418, 419, 420, 420-a, 420-b, 420-Párrafo, 421, 422, 423, 424, 424-b, 425, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 434-Párrafo, 435, 436, 437, 438-a, 438-b, 439, 440, 441, 442, 443,, 444, 444-b, 444-c, 444-Párrafo I, 445, 445-Párrafo, 446-Párrafo II, 446-Párrafo III, 447, 447-v, 447-Párrafo, 448, 448-Párrafo I, 448-i, 450, 450-Párrafo, 451, 451-Párrafo II, 451-Párrafo III, 454, 455, 455-Párrafo II, 456, 457, 458, 459, 460-Párrafo I, 460-Párrafo II, 461, 462, 463, 464, 464-Párrafo, 465, 465-k, 467, 468-a, 468-f, 468-Párrafo, 469, 470, 471, 473, 473-Párrafo, 474, 475, 475-Párrafo, 476, 477, 478, 479-Párrafo II, 480, 481, 481-Párrafo I, 481-Párrafo III, 482-Párrafo, 484, 485, 486, 488, 489, 490, 490-a, 491-a, 491-d, 492, 493, 494,, 494-d, 4954-Párrafo II, 494-Párrafo IV, 495, 496, 497, 519-h, 529, 535-2

Empresa hidroeléctrica, 2, 180-e, 180-f, 186-b-2, 200, 201, 201-a, 202, 205, 210, 211, 211-Párrafo, 212, 237, 242, 259, 259-g, 269-h, 375, 376, 377, 381-d, 401, 535, 535-Párrafo, 541

Empresas controlantes, 2, 11-b

Empresas eléctricas, 2, 6-d, 8, 9, 10, 11, 11-Párrafo I, 14-Párrafo, 31, 31-e, 31-q, 31-ff, 31-gg, 41, 45, 51, 52, 52-f, 56, 68, 91, 94, 103, 104, 105, 106, 107, 119, 125, 126, 146, 146-Párrafo, 151, 157, 159, 159-a, 159-b, 504, 516, 519-e, 519-d, 520, 524, 530, 535

Empresas subsidiarias, 2, 11-c

Empresas vinculadas, 2, 11-a, 11-Párrafo II, 12, 12-Párrafo II, 44-Párrafo I, 44-Párrafo II, 52-i

Energía firme, 2

Energía no convencional, 2, 10-Párrafo, 199, 528, 538

Equipo principal de transmisión, 2

Equipos de medición, 2, 385-e, 422, 425, 426, 427, 428, 433, 434, 434-Párrafo, 444-a, 444-Párrafo II, 447-B –v-B5, 458, 460, 460-Párrafo I, 462, 464, 464-iii, 465, 477, 489, 494-f, 494-Párrafo II

Estado de alerta, emergencia y recuperación, 2, 222, 223, 224, 225, 226

Estado de emergencia, 2, 222, 223, 224, 225, 226

Estado de operación, 2

Estado de recuperación, 2, 222, 223, 224, 225, 226

Estado normal, 2

Estados de alerta, emergencia y recuperación

Estatismo permanente, 2, 384, 390-a, 391-e

Estatismo, 2, 387-c, 391-i

F

Factor de disponibilidad de una central generadora, 2

Factor de potencia (fp), 2, 141, 154, 232, 328, 372, 378, 381-b

Facturación de las transacciones económicas, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356

Financiamiento del Organismo Coordinador 54, 55

Fuerza mayor, 2, 149, 155, 166, 214, 217, 234, 455, 455-Párrafo I, 455-Párrafo II, 455-Párrafo III, 459

Funciones del CCE son, 169

H

Habilitación de unidades generadoras para rpf, 394

Hidrología seca, 2

I

Incremento o disminución de caudales 240, 241, 242

Indisponibilidad en horas de punta, 413, 414, 415, 416

Información de los agentes del MEM, 227

Información del centro de control de energía, 228, 229, 230

Informaciones de los agentes del MEM, 227

Instalaciones eficientemente dimensionadas, 2

Instituciones gubernamentales no cortables (ignc), 2

Instituciones y empresas del subsector eléctrico, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13

Integrantes del Organismo Coordinador, 2, 52, 52-j, 52-l, 54, 56, 139-Párrafo V, 260, 333, 356, 371, 372, 374, 375, 377, 376-a, 396-a

Interesado, 2, 57, 64, 70, 73, 74, 75, 76-c, 88, 109-f, 110, 117, 123-b, 128, 132, 136, 138, 139, 369, 370, 417, 518-b, 518-d, 519-c, 519-g

Intereses por costo financiero, 496

L

Ley, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 11-Párrafo I, 12, 13, 14, 14-Párrafo, 15, 19, 21, 25, 27, 31, 31-i, 31-m, 31-r, 31-v, 31-w, 31-x, 31-z, 31-aa, 31-bb, 31-cc, 32, 32-a, 32-b, 37-d, 38, 38-Párrafo, 40, 41, 42, 43, 44, 49, 52, 52-l, 52-m, 53-b, 55, 57, 60, 67, 68, 69, 74, 80-b, 81, 83, 84-a, 85, 89, 92, 92-e, 92-i, 93, 95, 97, 98, 103, 104, 107, 114, 119, 120, 121, 122, 124, 125, 130, 131, 139-Párrafo IV, 139-Párrafo VI, 140, 140-Párrafo II-b, 141, 146, 159, 160, 168, 199, 243, 251, 252, 277, 357, 358, 360, 369, 370, 372, 382, 410-Párrafo, 417, 418, 419, 419-Párrafo, 421, 424, 427, 430, 431, 441, 444-a, 444-c, 444-Párrafo I, 444-Párrafo II, 446-Párrafo II, 446-Párrafo III, 450, 453, 454, 455, 464-ii, 465, 467, 468-f, 469, 469-Párrafo II, 473, 474, 478, 479-Párrafo I, 479-Párrafo II, 490-a, 491, 492, 494-d, 496, 503, 504, 506-Párrafo, 507-Párrafo, 512, 518, 519, 519-a, 519-e, 519-h, 520, 528, 529, 532, 545, 548

Licencias, 2, 31-k, 60 Párrafo, 449-I, 512

Licitaciones, 114, 115, 116, 117, 118, 119

Línea de distribución de servicio público, 2, 9, 31-ñ, 31-ó, 122, 123, 123-a, 123-b, 129, 185, 422, 475

Líneas de transmisión radiales, 2

Lista de méritos de las unidades de generación, 401

Lista de meritos de las unidades para la operación en áreas aisladas, 402

M

Mantenimiento correctivo, 2, 4, 9, 173, 174, 175, 175-Párrafo, 229-c, 234, 359, 379 -b, 382, 386-d, 413, 429, 494-f, 518, 518-a

Mantenimiento de urgencia, 2, 347

Mantenimiento mayor, 2, 176-a, 184, 184-Párrafo, 185, 185-a, 185-b, 185-d, 185-e

Mantenimiento no programado, 2

Mantenimiento preventivo, 2, 173

Mantenimiento programado, 2, 175, 379-b, 413

Máquina (o central) regulante, 2, 150-Párrafo, 196-e, 202-Párrafo I, 207-f, 385-b, 388, 389, 390-c, 390-g, 394-e, 398-a, 398-b, 398-e, 399, 401, 405, 413

Máquina generadora, 2, 156, 166, 180-g, 180-k, 183, 184, 184-Párrafo, 185, 185-d, 186-b-1, 186-b-2, 214-a, 214-c, 223, 246-f, 266, 268, 269, 269-a, 269-b, 269-c, 269-e, 269-f, 269-g, 269-h, 269-Párrafo, 273, 247, 384

Marco regulatorio, 2, 3, 4, 5, 6-a-1, 6-a-2, 7, 9, 10, 10-Párrafo, 11, 11-Párrafo-I, 12, 13, 14, 14-Párrafo, 15, 19, 21, 25, 27, 31, 31-i, 31-m, 31-r, 31 -v, 31-w, 31-x, 31-z, 31-aa, 31 -bb, 31-cc, 31-ee, 32, 32-a, 32-b, 37-d, 38, 38-Párrafo, 40, 41, 42, 43, 44, 49, 50, 52-1, 52-m, 53-a, 53-b, 55, 57, 60, 67, 68, 69, 74, 80-b, 81, 83, 84-a, 85, 89, 92-e, 92-i, 93, 95, 97, 98, 103, 104, 107, 114, 119, 120, 121, 122, 124, 125, 130, 131, 139-Párrafo IV, 139-Párrafo VI, 140, 140-Párrafo-II-b, 141, 146, 159, 160, 168, 199, 143, 251, 252, 277, 357, 358, 360, 369, 370, 372, 382, 410-Párrafo, 417, 418, 419, 419-Párrafo, 421, 424, 427, 430, 431, 441, 444, 444-a, 444-c, 444-Párrafo I, 444-Párrafo II, 446-Párrafo II, 446-Párrafo III, 450, 453, 454, 455, 464-iii, 465, 467, 468-f, 469, 469-Párrafo II, 471, 473, 474, 478, 479-Párrafo I, 479-Párrafo II, 490-a, 491, 492, 494-d,

496, 503, 504, 506-Párrafo, 507-Párrafo, 512, 515, 518, 519, 519-a, 519-e, 519-h, 520, 528, 529, 532, 545, 548

Margen de reserva teórico, 2, 277

Mercado de contratos, 2, 3, 3-d, 13-Párrafo, 31-i, 31-ff, 44-Párrafo II, 46, 47, 52-b, 53-h, 139-Párrafo 5, 179, 182, 183-Párrafo II, 187-a, 246-c, 246-d, 248, 272-b, 278-d, 278-Do, 367

Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), 2, 12, 12-Párrafo I, 12-Párrafo II, 13, 13-Párrafo, 28, 29, 31-a, 44, 44-Párrafo I, 49, 51, 52, 52 b, 52-d, 53-c, 53-p, 53-w, 53-Párrafo, 54-b, 106-Párrafo, 139-Párrafo II, 164-b, 164-c, 166, 169-a, 169-h, 169-j, 172, 180-j, 185-a, 185-b, 185-c, 185-d, 185-e, 186-a-4, 186-a-5, 186-a-6, 188, 189-f, 191-a, 191-b, 192, 193-f, 194-a, 194-b, 194-c, 195, 196-h, 197, 197-Párrafo I, 197-Párrafo II, 197-Párrafo III, 206, 207-j, 208-a, 208-b, 208-c, 208-d, 211-Párrafo, 214, 214-e, 216, 217-b, 218, 220, 219, 220, 221-b, 221-c, 222, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 231, 231-Párrafo, 232, 233, 234, 236-b, 245, 247, 250, 259, 261, 262, 262-a, 262-b, 262-c, 262-d, 262-e, 263, 264, 265, 266, 267, 272-a, 272-d, 272-e, 272-f, 274, 275, 276, 282, 283, 284, 286-a, 286-b, 286-q, 288, 289, 291, 292, 293, 294, 308, 325, 341, 344, 349, 349-d, 349-e, 349-f, 351, 352, 354, 355, 356, 367, 368-b, 368-c, 368-d, 368-e, 371, 379, 381, 381-a, 381-b, 383, 352-h, 387, 387-c, 394-b, 394-e, 395, 396-b, 396-e, 397, 398-e, 398-g, 398-h, 401, 403-b-4, 412, 504, 513, 516, 517, 517-b, 517-c, 518-a, 519-b, 531, 534, 535, 537, 538

Mercado Eléctrico Minorista, 2, 4, 6-a-1, 6-c, 8, 10, 11, 19-1, 27-d, 28, 31 -i, 31-l, 31-n, 31-p, 31-q, 31-v, 31-w, 31-z, 37-a, 37-e, 38, 40, 42, 43, 44, 44 Párrafo II, 45, 47, 49, 50, 52, 52-b, 52-f, 52-j, 52 -k, 52-m, 54-a, 56, 57, 58, 60, 67, 69, 80 -f, 82, 89-b-4, 89-b-6, 89-d, 92-d, 92-h, 93, 95, 96, 96-Párrafo, 97, 98, 99, 100, 101, 103, 114-c, 119, 122, 123, 129, 139, 140-Párrafo II-a, 140-Párrafo II-b, 141, 145, 146, 148, 149, 151, 153, 154, 159, 161, 162, 165, 166, 170, 173, 175, 175-Párrafo, 179, 185-d, 186-c-1, 196-c, 198, 207-d, 209, 221-i, 232, 234, 235,

235-Párrafo, 246-a, 246-d, 246-e, 246-f, 246-g, 272-b, 288-a, 288-c, 370, 378, 386-a, 403-a-5, 403-a-6, 410, 412, 417, 418, 419, 420, 420-a, 420-b, 420-Párrafo, 421, 422, 423, 424, 424-b, 425, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 434-Párrafo, 435, 436, 437, 438-a, 438-b, 439, 440, 441, 442, 443, 444-a, 444-b, 444-c, 444-Párrafo-1, 445, 445-Párrafo, 446-Párrafo II, 446-Párrafo III, 447, 447-b-v, 447-Párrafo, 448, 448-Párrafo I, 450, 450-Párrafo, 451, 452-Párrafo II, 452-Párrafo III, 454, 455-Párrafo I, 455-Párrafo II, 456, 458, 459, 460, 460-Párrafo I, 460-Párrafo II, 461, 462, 463, 464, 464-Párrafo, 465, 465-k, 467, 468-a, 468-f, 464-Párrafo, 469, 470, 471, 472, 473, 473-Párrafo, 474, 475, 475-Párrafo, 476, 477, 478, 479-Párrafo II, 480, 481, 481-Párrafo I, 481-Párrafo III, 482-Párrafo, 484, 485, 486, 489, 490, 490-a, 491-a, 491-d, 492, 493, 494, 494-d, 494-Párrafo II, 494-Párrafo IV, 495, 496, 497, 519, 519-b, 519-h, 529, 536-e-2

Mercado Spot, 2, 13-Párrafo, 44-Párrafo II, 46, 47, 52-d, 139-Párrafo V, 176, 177, 179, 186-a-1, 186-a 2, 187-a. 246-c, 246-d, 248, 249, 250, 551, 253, 255, 256, 257, 258, 529, 261, 262 -b, 263, 267, 272-b, 276, 277, 278, 279, 280, 349-b, 367, 378, 401, 406, 407, 408, 413, 416

Modificaciones a los peajes y tarifas, 518, 519

Momento de carga, 2

N

Nodo de referencia, 2, 196-b, 207-c

O

Obligaciones de las empresas de distribución, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476

Obligaciones de los agentes del MEM, 217, 219, 221, 224, 225, 226, 228, 231, 232, 236, 245, 262, 272, 274, 282, 291, 292, 294, 302, 308, 317, 325, 331, 336, 343, 346, 367, 368

Obligaciones del cliente o usuario titular, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442

Obligaciones y responsabilidades de los agentes del MEM, del OC y del CCE 165, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 173, 174, 175

Obra eléctrica, 2, 67, 69, 71-c-1, 74, 76, 80-d, 85-b-1, 89-b-1

Observaciones de los agentes del MEM a la programación de mediano plazo, 193-f, 194-a, 194-c, 195, 196, 196-h, 197, 197-Párrafo I, 197-Párrafo II, 197-Párrafo III, 207-j, 208, 208-b, 208-c, 208 -d, 214

Ocupante, 2, 419-Párrafo, 479-Párrafo II

Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad (PROTECOM), 2, 37, 38, 39, 40, 424, 47-Párrafo, 448, 448-Párrafo I-1-i, 448-Párrafo-1-ii, 448-Párrafo I-2-i, 448-Párrafo II, 448-Párrafo II-2, 449, 469-Párrafo I

Operador conectado al sistema, 2

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC), 2, 41, 44, 52, 52-a, 52-b, 52-d, 52-j, 52-l, 53, 53-f, 53-g, 53-j, 53-k, 53-m, 53-n, 53-q, 53-p, 53-s, 53-t, 53-Párrafo, 54, 55, 86-Párrafo, 106, 106-Párrafo, 139-Párrafo V, 150-Párrafo, 151-Párrafo-c, 151-Párrafo-d, 156, 164-b, 166, 167, 168, 168-Párrafo, 169-a, 169-c, 169-j, 171, 179, 180, 180-i, 180-j, 180-e, 180-Párrafo, 181, 182, 184, 185, 185-a, 185-b, 185-c, 185 d, 185-e, 186, 187, 188, 189-f, 190, 191-b, 192, 193-f, 194-b, 194-c, 195, 196-h, 197, 197-Párrafo I, 197-Párrafo II, 197-Párrafo III, 198, 199, 201, 201-Párrafo, 202, 203, 203-Párrafo, 204-c, 206, 207-j, 205-a, 208-e, 208-d, 209, 211, 211-Párrafo, 212, 213, 214 -a, 214 -b, 214 -e, 215, 216, 217, 217-b, 218, 219, 220, 221-b, 221-c, 221-e, 223, 224, 227, 229-h, 230, 232, 236-b, 237, 239, 241, 242, 248-a, 246-b, 246-e, 246-h, 247, 248, 219, 254, 256, 259, 260, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 270, 271, 272, 273, 274, 276, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 286-h, 287-c, 289, 290, 291, 292, 294, 295, 298, 301, 302, 312, 317, 325, 331, 332, 333, 335,

336, 337, 338, 338-d, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 356, 362, 363, 364, 368, 371, 372, 373-Párrafo, 374, 375, 376, 377, 379-b, 380, 384, 385, 386-d, 387-c, 387 d, 387-e, 387-h, 387-i, 388, 389, 392, 393, 394-a, 394-b, 394-d, 394-e, 395, 369-a, 396-b, 396-d, 396 -e, 397, 398-a, 398-b, 398-d, 398-g, 398-h, 399, 400, 401, 402, 403, 403-a-1, 403-a-6, 403-b-4, 405, 409, 410, 410-Párrafo, 412, 413, 415, 416,518-a, 529-529-Párrafo, 530, 532, 534, 535, 536-a, 537, 538, 539, 541, 543

Organo regulador para las cooperativas eléctricas, 2, 5,-a-2, 7, 11-c, 11-Párrafo II, 12-Párrafo I, 12-Párrafo II, 14, 14-Párrafo, 15, 16, 16-Párrafo, 17, 18, 19, 20-5, 20-Párrafo, 21, 21-Párrafo II, 23, 24, 25-a, 25-c, 25-d, 25-e, 25-f, 25-g, 26, 27, 28, 29, 30, 31-a, 31-g, 31-h, 31-l, 32-a, 40, 45, 50, 51, 52-b, 52-h, 57, 59, 62, 63, 63 -a, 63-e, 64, 64-Párrafo, 65-Párrafo, 66, 66-Párrafo, 66-Párrafo-c, 70, 73, 76-c, 77, 79, 80-l, 84-a, 84-b, 86, 90, 92-e, 104, 118, 410-Párrafo, 512, 512 Párrafo I, 512-Párrafo II, 516, 517, 517-e, 517-f, 525, 527, 528, 538

P

Pago entre los agentes del MEM, 262

Peaje de transmisión, 2, 6-b, 6-d, 31-ó, 31-r, 31-s, 31-ee, 46, 47, 52-b, 129, 145, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 379, 518-a

Permiso, 2, 31-k, 56, 108, 109, 109 -e, 110, 111, 112, 113, 121, 512

Perturbación, 2, 169, 169-k, 222, 224, 226, 391-f, 229-b, 442

Petición, 2, 12, 12-Párrafo, 31-g, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 63-e, 64, 65, 66-Párrafo-c, 71, 71-a, 71-c-7, 71-e, 73, 74, 75, 76-b, 77, 79, 85-a, 85-a-1, 85-f, 86, 89-a, 89-a-1, 89-i, 90, 109-a, 159-a, 159-b

Peticionario, 2, 53-n, 59, 61, 62, 63, 64-Párrafo, 65-Párrafo, 66-Párrafo-c, 71,71-b, 71-c-7, 73, 74, 75, 76-b, 79, 86, 90, 109-a, 139-Párrafo I, 141 159-a, 159-b

Potencia conectada, 2

Potencia de Punta, 2, 186-a-2, 263, 267, 272, 272-e, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 283, 349-b, 362, 368-a, 368-b

Potencia disponible, 2, 255, 256, 413

Potencia firme de cada unidad generadora termoeléctrica, cálculo, 269, 371, 373, 374, 375, 376, 377

Potencia firme, 2, 52-b, 53-d, 263, 266, 268, 269, 269-b, 269-c, 269-e, 269-g, 269-h, 269-Párrafo, 270, 272-a, 272-c, 274, 366, 368-a, 368-b, 412, 413, 414, 416

Potencia máxima, 2, 372, 403-a-6-ii, 416, 490-c, 491-c, 492-Párrafo II

Potencia mínima técnica, 2, 373, 403-a-6 –ii

Prácticas monopòlicas, 2, 3-c, 3-d, 12, 12-Párrafo II, 13, 52-b, 53-h

Prepago de consumo de energía eléctrica, 2, 450

Procedimiento para el pronóstico de la demanda máxima anual, 410, 411, 412

Procedimiento para la aplicación de las sanciones contenidas en el Artículo 7 de la Ley 186-07, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516

Procedimiento para la expedición de reglamentos, códigos y normas técnicas, 41, 42, 43, 44

Procedimiento para regulación de frecuencia, 383, 384, 385, 386, 387, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409

Programa de operación de largo plazo, 188, 189, 190, 191

Programa de operación de mediano plazo 192, 193, 194

Programa diario de operación, 2, 206, 807, 208, 208-a, 208-b, 209, 210, 211, 212, 214-b, 214-c, 216, 217, 217-b, 234

Programa semanal de operación, 2, 173, 195, 196, 197, 197-Párrafo I, 211-Párrafo

Programación de la operación del SENI, 176, 177, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 187

Programación de las máquinas en la reserva rotante, 169-e, 236, 236-a, 285, 285-c, 385-d, 386-a, 386-b, 386-f, 387-g, 387-i, 399, 400, 401, 401-a 1, 401-a-2, 402, 403, 403-a-2, 403-a-3, 403-b-3, 403-b-4

Pronóstico de demanda, 198

PROTECOM, 2, 37, 38, 39, 40, 424, 447-Párrafo, 448, 448-Párrafo I-1-i, 448-Párrafo-1-ii, 448-Párrafo I-2-i, 448-Párrafo II, 448-Párrafo II-2, 449, 469-Párrafo I

Publicación de las concesiones, 74

Puesta en servicios de obras y servicios eléctricos, disposiciones generales, 146

Punto de conexión, 2, 287-a, 288, 288-a, 288-b, 288-c, 289, 296, 297, 297-a, 297-b, 299, 300, 305, 307, 308, 310, 316, 319, 320, 322, 325, 326, 331, 333, 334, 336, 337, 341, 344

R

Racionamiento, 2, 31-u, 185-a, 185-c, 244, 245, 246, 246-h, 251

Rechazos automáticos de carga 220, 221-g

Red de distribución, 2, 43, 149, 456

Red principal de transmisión, 2, 362, 364

Reglamento de las relaciones entre empresas de distribución y usuarios de servicio público, definiciones generales para el suministro, 417, 418, 419, 420, 421, 422

Regulación de frecuencia, 2, 201-Párrafo, 211, 229-f, 233, 384, 386-d, 387-c, 387-d, 394-e, 396-e, 398-b, 401, 403-a-1, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 539

Regulación de tensión, 151-Párrafo, 201-Párrafo, 204, 211, 232, 371, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 380, 381-a, 381-b

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), 2, 196-e, 384, 385-f, 385-g, 386-a, 386-b, 390, 391, 392, 393, 394, 394-a,

394-b, 394-d, 395, 396-a, 399, 401, 402, 403, 403-a-2, 403-a-4, 404, 406, 407, 408, 409

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), 2, 205, 225, 384, 385-f, 385-g, 386-a, 386-b, 392, 393, 396, 396-a, 396-b-a, 397, 399, 401, 403, 403-a-2, 403-a-4, 404, 407, 408, 409

Reprogramación de la operación del sistema, 2, 169-c, 217-b, 218, 219, 236-b, 239, 241, 242

Reserva fría o no sincronizada, 2, 196-g, 207-i

Reserva para regulación primaria de frecuencia (rrpf), 2, 384

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (rrsf), 2, 384

Reserva rotante (rr), 2, 169-e, 236, 236-a, 384, 385-a, 385-c, 385-d, 386-a, 386-b, 386-f, 387-i, 399, 400, 401, 402, 403, 403-a-1, 403-a-2, 403-a-3, 403-b-2, 403-b-3, 403-b-4

Responsabilidades de los agentes del MEM, 233, 286-g, 288, 289, 290, 292, 293, 295, 333, 335, 338, 339, 342, 344, 345, 347, 348, 350, 354, 385, 387, 395, 396, 397, 398, 403-b-4, 534

S

Salario mínimo, 2, 502-a-1, 502-a-2, 502-b, 502-c

Salida forzada, 2, 218, 254, 379, 379-a

Salida intempestiva de equipos, 236

Sanciones a los agentes del MEM, 504, 513, 516

Sectores de distribución, 2

Servicio público de distribución de electricidad, 2, 31-i, 31-j, 31-q, 80-f, 114-c, 153, 438-a

Servicios auxiliares, valoración de energía reactiva, 2, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382

Servidumbre, 2, 31-ñ, 31-ó, 71-c-5, 80-e, 85-b-5, 120, 121, 122, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 369

Servidumbres y la comisión arbitral 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138

Sistemas aislados, 88, 89, 90, 91, 92

Superintendencia de Electricidad (SIE), 2, 5, 6-a-2, 6-b, 6-d, 7, 8, 10, 11, 11-Párrafo I, 11-Párrafo II, 12, 12-Párrafo I, 12-Párrafo II, 13, 13-Párrafo, 19-2, 19-5, 31, 31-i, 32, 32-b, 32-c, 35, 36, 37-b, 38, 38-Párrafo, 39, 32-c, 35, 36, 37-b, 38, 38-Párrafo, 39, 39-b, 39-Párrafo, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52-b, 52-l, 52-m, 53-h, 53-i, 57, 58, 60-Párrafo, 69, 70, 71, 71-a, 71-c-7, 71-e, 72, 73, 74, 75, 76, 76-c, 78, 79, 81, 82, 84-a, 84-b, 84-Párrafo II, 85-a, 85-a-1, 85-f, 85-Párrafo, 86, 88-Párrafo, 89-a, 89-a-1, 89-1, 89-Párrafo, 90, 91, 92-d, 92-e, 92-h, 92-i, 92-f, 94, 95, 95-Párrafo, 96, 101, 104, 105, 106, 107-Párrafo, 108, 111,, 113, 114, 114-a, 114-c, 115, 118, 119, 123, 128, 130, 131, 133, 137, 138, 139, 139-Párrafo I, 140-Párrafo II, 141, 142, 144, 145, 146, 146-Párrafo, 147, 148, 149, 153, 154-Párrafo, 157, 158, 160, 161, 163, 173, 174, 175, 175-b, 175-c, 183-Párrafo II, 186, 186-Párrafo, 187, 187-b, 188, 191-b, 191-c, 192, 194-b, 194-c, 195, 197-Párrafo I, 197-Párrafo III, 203, 206, 208-b, 208-d, 211-Párrafo, 214-e, 215, 216, 217-b, 218, 219, 226, 229, 229-h, 230, 244, 246, 246-b, 252, 255, 256, 259, 267, 279, 286-h, 290, 301, 318, 341, 349, 357, 358, 359, 365, 366, 369, 370, 373-Párrafo, 380, 382, 398-c, 403-b-4, 406, 407, 408, 417, 420-c, 423, 424-b, 431, 434, 434-a, 435, 443, 444-c, 444-Párrafo I, 447-Párrafo, 448, 449, 451-Párrafo, 452-Párrafo I, 454, 455-Párrafo II, 455-Párrafo III, 457, 458, 461, 462, 463-Párrafo, 465, 465-r, 468-p, 469, 469-Párrafo II, 474, 475, 475-Párrafo, 481-Párrafo I, 482, 482-Párrafo, 490-a, 491-a, 492, 494-b, 494-e, 494-Párrafo II, 494-Párrafo III, 494-Párrafo IV, 495, 497, 503, 504, 505, 507, 510, 511, 512, 513, 514, 516, 516-b, 517, 517-d, 517-e, 517-f, 518, 518-a, 518-b, 518-c, 518-d, 519-a, 519-b, 519-c, 519-d, 519-e, 519-f, 519-g, 520, 521, 538, 541, 545, 548

Sistema aislado, 2, 404

Sistema de comercialización prepagado, 2

Sistema de distribución, 2, 221-i

Sistema de medición comercial (smc), 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 533, 534, 536, 536-a, 537, 540

Sistema de medición prepagado, 2

Sistema de transmisión, 2, 31-r, 52-b, 166, 180-a, 202, 207-b, 213, 214-c, 218, 232, 249, 269-d, 272-e, 280, 288-a, 288-b, 288-c, 357, 359, 360, 364, 366, 368-d, 369, 518-a

Sistema Interconectado o Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), 2, 4, 6-a-2, 7, 9, 12, 12-a-Párrafo I, 12 Párrafo II, 46, 52-f, 52-j, 53-a, 54-a, 55, 56, 61, 71-c-7, 92-c, 95-Párrafo, 149, 150-Párrafo, 151, 156, 164-a, 164-b, 164-c, 165, 166, 168, 168-a-Párrafo, 169-a, 169-b, 169-e, 169-f, 169-g, 169-i, 169-j, 170, 176, 180, 184, 185-a, 185-e, 186-c-1, 187--a, 194-b, 196-a, 198, 199, 202, 204-Párrafo, 207-a, 212, 214-b, 214-d, 215, 216, 217, 218, 220, 221-b, 223, 224, 226, 227, 229, 22 9 -e, 230, 232, 233, 234, 235-Párrafo, 244, 247, 249, 250, 253, 254, 255, 259, 262-c, 263, 264, 264-Párrafo, 265, 268, 269, 269-a, 269-d, 269-h, 269-Párrafo, 271, 276, 277, 278, 288-c, 366, 383, 385-a, 385-i, 386--a, 386-d, 387-a, 387-c, 402, 403-a-2, 412, 415, 416, 517, 542

Sobre las modificaciones a este Reglamento y a las tarifas, de las modificaciones al reglamento, 517, 518, 519

Sobrecarga de equipos, 231, 231-Párrafo

Suministros provisionales, 418

Superintendente, 2, 52-l, 57, 130, 133, 135, 136, 508, 523, 524, 529

T

Tarifa técnica, 2, 468-Párrafo

Tasa de actualización, 2

Tiempo de respuesta, 2, 384

Tiempo real, 166, 168, 169-a, 169-e, 169-h, 169-i, 170, 216, 217, 227, 228, 231, 305, 335-c, 386, 388-e, 387-d, 387-f, 390-f, 395, 397, 403, 403-b-4

Transacciones económicas de potencia, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275

Transacciones económicas del mercado mayorista, transacciones económicas de energía, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262

Transferencia total de potencia de punta de un agente del MEM, 263

Tribunal arbitral, 520, 521, 522, 523, 524, 525

U

Usuario no regulado, 2, 4, 28, 47-Párrafo, 139, 140, 140-Párrafo I, 140-Párrafo II-a, 140-Párrafo II-b, 141, 144, 186-c-1, 196-c, 198, 207-d, 209, 234, 246-a, 246-c, 246-g, 288-b, 308, 410, 412, 526

Usuario o consumidor final, 2, 246-e

Usuario titular, 175, 417, 422, 423, 424, 424-b, 425, 426, 427, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438-a, 438-b, 439, 440, 441, 442, 443, 444-a, 444-b, 444-c, 444-Párrafo I, 445, 445-Párrafo, 446, 446-Párrafo II, 447, 447-Párrafo, 448, 450-Párrafo, 451, 454, 456, 459, 460-Párrafo II, 461, 463, 464-iii, 465, 465-k, 467, 468-e, 469, 477, 479, 479-Párrafo II, 480, 481, 481-Párrafo I, 485, 486, 487, 488, 489, 490-a, 490-b, 490-c, 491, 491-b, 491-c, 491-d, 492-Párrafo I, 492-Párrafo II, 494, 494-a, 494-b, 494-Párrafo I, 494-Párrafo II, 494-Párrafo III, 494-Párrafo IV, 496, 497

Usuarios regulados, 2, 4, 31-v, 92-d, 154-Párrafo, 417, 431-v, 92-a, 154-Párrafo,

V

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), 2,
360, 372, 518-a

Z

Zona de concesión, 2, 69, 80-f, 8-h, 92-
h, 438-a, 447-b-i-B1, 447-b-ii-B2, 454,
494-p-4

Zona de distribución, 2, 80-f, 80-g, 438-a,
454, 519-h

Decreto No. 555-02

Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, y sus modificaciones introducidas por el Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002, Decreto No. 306-03, del 1 de abril de 2003, Decreto No. 321-03 del 3 de abril de 2003 y por el Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007.

NÚMERO: 555-02

CONSIDERANDO: Que en fecha 26 de julio de 2001 fue promulgada la **LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01**.

CONSIDERANDO: Que el objeto de la **LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01** es establecer el marco regulatorio general del subsector eléctrico, de aplicación a la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como establecer las funciones y facultades de los organismos del Estado relacionados con esta materia.

CONSIDERANDO: Que debe existir una clara separación institucional entre las funciones fundamentales del Estado en el sector energía: de una parte normativa, promotora, reguladora y fiscalizadora; y de la otra parte, su actividad empresarial.

CONSIDERANDO: Que para aquellas materias para las cuales la **LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01** sólo establece principios o normas generales, ésta remite al Reglamento el establecimiento de las normativas para la regulación y aplicación de los mismos.

VISTA LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD No. 125-01.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República, dicto el siguiente

DECRETO:

**REGLAMENTO PARA LA APLICACION DE LA
LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD**

TITULO I

DEFINICIONES

Artículo 1.- del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007: De conformidad con lo establecido en el Artículo 1 de la Ley 186-07, la denominación “Cliente o Usuario del Servicio Público”, se sustituye por la de “Cliente o Usuario del Servicio Público de Electricidad”.

Artículo 2.- (Modificado por el Artículo 2 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹. Para los fines de la presente Ley, los términos indicados a continuación, se definen de la siguiente manera:

1. ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACION: Prestación del servicio de comercialización de electricidad por parte de una Empresa Comercializadora, a los usuarios finales.

2. ACTIVIDAD DE DISTRIBUCION: Prestación del servicio de distribución de electricidad por parte de una Empresa Distribuidora, a los usuarios finales.

3. AGENTE DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (AGENTE DEL MEM): Cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, autoproducción y cogenerador que venda sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas y Estatales (CDEEE), mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los Productores Independientes de Energía (IPPs), cuya operación sea supervisada por el Organismo Coordinador, o realice transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

4. AREA DE CONCESION DE COOPERATIVAS ELECTRICAS: Área territorial asignada por Ley o por concesión administrativa para la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, a través del sistema de cooperativas eléctricas.

5. AREA DEL SISTEMA: Es una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente, sin que se desvincule de la concesión original.

6. AREA GEOGRAFICA DE COBERTURA DE COOPERATIVAS ELECTRICAS: (Área de operación): Área territorial dentro del área de concesión donde las comunidades tienen sus instalaciones y equipos para su operación.

7. AREAS TIPICAS DE DISTRIBUCION: Áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución, para cada una de ellas, son parecidos entre sí.

8. AUTOPRODUCTORES: Entidades o empresas que disponen de generación propia para su consumo de electricidad, independientemente de su proceso productivo, que eventualmente, a través del SENI, venden a terceros sus excedentes de potencia o energía eléctrica.

9. AUTORIZACION PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELECTRICAS: Es la autorización que otorga la Superintendencia de Electricidad para la puesta en funcionamiento de obras eléctricas, conforme a lo que se señala en el presente Reglamento.

¹ En cuanto a las definiciones se procedió a colocarlas en orden y de manera alfabética.

10. BANDA MUERTA DEL REGULADOR: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

11. BARRA: Es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar y retirar electricidad.

12. BARRA DE REFERENCIA: Es aquella barra que por definición tiene un factor de nodo de energía y potencia igual a uno. En el sistema interconectado dominicano la Barra de Referencia será establecida mediante Resolución por la Superintendencia de Electricidad.

13. BENEFICIARIA O CONCESIONARIA: Es toda Empresa Eléctrica a la cual el Poder Ejecutivo le ha otorgado una concesión, previa recomendación favorable de la SIE y la CNE, para la instalación, puesta en servicio y/o explotación de obras eléctricas de conformidad con lo establecido con la Ley No. 125-01 o tiene suscrito un contrato de otorgamiento de derechos de explotación de obras eléctricas con la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

14. BLOQUES HORARIOS: Son períodos en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

15. CAPACIDAD DE REGULACION PRIMARIA: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

16. CAPACIDAD DE REGULACION SECUNDARIA: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual de su sistema de regulación [potencia/frecuencia] en forma sostenida.

17. CASO FORTUITO: Acontecimiento debido al azar cuyo origen no tiene conexión alguna, directa ni indirecta, con el agente deudor aparente del daño y cuya prevención escapa al control de dicho agente.

18. CAUDAL: Es el volumen de agua que fluye por un cauce o conducto, por unidad de tiempo.

19. CDEEE: Es la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

20. CENTRAL DE GENERACION O PLANTA: Es un conjunto de una o más unidades generadoras.

21. CENTRAL HIDRAULICA DE PASADA: Central hidroeléctrica que utiliza caudal natural, es decir agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

22. CENTRAL HIDRAULICA DE REGULACION: Central hidroeléctrica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir caudal regulado, para

generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

23. CENTRAL MARGINAL: Se refiere a la o las unidades generadoras que en un despacho óptimo de carga incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.

24. CENTRAL TERMICA: Conjunto de una o más unidades generadoras que trabajan en base a combustibles fósiles.

25. CENTRO DE CONTROL DE ENERGIA (CCE): Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) cuya función principal es la operación en tiempo real del Sistema Interconectado, siguiendo las directrices dictadas por el Organismo Coordinador.

26. CENTRO DE CONTROL DE UN OPERADOR CONECTADO AL SISTEMA (CC): Centro de control de una empresa que funciona en estrecha interrelación con el Centro de Control de Energía en las actividades relacionadas con la coordinación y la operación en tiempo real del Sistema Interconectado.

27. CLIENTE O USUARIO DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD: Es la persona física o jurídica cuya demanda máxima de potencia es menor a la establecida en el Artículo 108, y que por lo tanto se encuentra sometida a una regulación de precio.

28. COGENERADORES: Entidades o empresas que utilizan la energía producida en sus procesos, a fin de generar electricidad para su propio consumo y eventualmente, para la venta de sus excedentes a terceros a través del SENI.

29. COMISION (CNE): Es la Comisión Nacional de Energía, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

30. COMISION NACIONAL DE ENERGIA: Es la institución estatal creada por la Ley No. 125-01, encargada principalmente de trazar la política del Estado Dominicano en el sector energía.

31. CONCESION DEFINITIVA: Autorización del Poder Ejecutivo, que otorga al interesado el derecho a construir y explotar obras eléctricas previo cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Ley, su Reglamento de Aplicación o cualquier otra Ley que se refiera a la materia.

32. CONCESION PARA COOPERATIVAS ELECTRICAS: Autorización que el Estado otorga para operar, explotar, prestar el servicio de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica, en las localidades rurales y suburbanas, previo cumplimiento de los procedimientos de Ley y reglamentarios.

33. CONCESION PROVISIONAL: Resolución administrativa dictada por la Comisión Nacional de Energía, que otorga la facultad de ingresar a terrenos

públicos o privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas.

34. CONDICION DE VERTIMIENTO: Se considera condición de vertimiento aquella en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible.

35. CONSEJO: Es el máximo organismo de dirección y administración de la Superintendencia de Electricidad, de acuerdo con lo estipulado en el Artículo 31 de la LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD 125-01.

36. CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA PREPAGADO: Cantidad de energía eléctrica a la que tiene derecho el Cliente o Usuario de Servicio Público de Electricidad por el valor pre-pagado, definida al momento en que el suscriptor o cliente active el prepago a través del mecanismo que la Empresa Distribuidora disponga.

37. CONSUMO PROPIO: Es la energía consumida por los sistemas auxiliares de una central o subestación.

38. CONTRATO DE OTORGAMIENTO DE DERECHOS PARA LA EXPLOTACION DE OBRAS ELECTRICAS: Delegación que consintió la Corporación Dominicana de Electricidad a favor de una Empresa Eléctrica, previa aprobación del Poder Ejecutivo, otorgándole a la beneficiaria el derecho de instalar y explotar obras eléctricas, bajo las condiciones convenidas en el contrato y demás disposiciones legales vigentes, anteriores a la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad No. 125-01 y su Reglamento de Aplicación.

39. COOPERATIVAS ELECTRICAS: Son entidades organizadas bajo la Ley que rige el Sistema Cooperativo Nacional, cuya función principal es la de generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas rurales y suburbanas, utilizando recursos energéticos renovables del territorio nacional, independizándose del sistema regulado.

40. COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGIA NO SERVIDA: Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de La Superintendencia de Electricidad.

41. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO: Es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación disponible.

42. COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA: Es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta.

43. COSTO MARGINAL DE SUMINISTRO: Costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción.

44. COSTO MEDIO: Son los costos totales, por unidad de energía y potencia, correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento de un sistema eléctrico en condiciones de eficiencia.

45. COSTO TOTAL ACTUALIZADO: Suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizadas a un instante determinado, mediante la tasa de descuento que corresponda.

46. COSTO VARIABLE DE PRODUCCION DE UNA MAQUINA TERMoeLECTRICA: Corresponde al costo del combustible puesto en planta y utilizado en la producción de energía eléctrica, multiplicado por el consumo específico medio de la máquina más el costo variable no combustible.

47. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE: Es el costo en insumos varios distintos del combustible, en que incurre una máquina termoeléctrica al producir una unidad adicional de energía eléctrica.

48. CURVA DE CARGA: Gráfico que representa la demanda de potencia en el sistema eléctrico en función del tiempo.

49. DEMANDA MAXIMA ANUAL: Es la máxima demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas de punta del sistema más el estimado de potencia correspondiente a la energía no abastecida.

50. DEMANDA MAXIMA ANUAL REAL: Es la máxima demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas punta del sistema.

51. DERECHO DE CONEXION: Es la diferencia entre el costo total anual del Sistema de Transmisión y el Derecho de Uso estimado para el año. El procedimiento para determinar el Derecho de Conexión será establecido por el presente Reglamento.

52. DERECHO DE USO: Es el pago que tienen derecho a percibir los propietarios de las líneas y subestaciones del Sistema de Transmisión por concepto del uso de dicho sistema por parte de terceros. El procedimiento para determinar el derecho de uso se establece en el presente Reglamento.

53. DIAS LABORABLES: Los días lunes a viernes de cada semana, excluyendo los que sean feriados.

54. DIGENOR: Es la entidad encargada de la certificación de la metrología a nivel nacional y en el caso específico del sistema eléctrico, es la encargada de certificar la calibración de los medidores de energía y potencia para los clientes regulados y no regulados.

55. EMPRESA DISTRIBUIDORA: Empresa beneficiaria de una concesión para explotar obras eléctrica de distribución, cuyo objetivo principal es distribuir y comercializar energía eléctrica a Clientes o Usuarios de Servicio Eléctrico Público de Electricidad, dentro de su Zona de Concesión.

56. EMPRESA DE GENERACION: Empresa Eléctrica cuyo objetivo principal es operar una o varias unidades de generación eléctrica.

57. EMPRESAS CONTROLANTES: Son empresas controlantes aquellas que tienen la posibilidad de controlar, mediante los votos en las asambleas o en el control de la dirección, a otras empresas, sea por su participación mayoritaria directa, indirectamente, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaria sumada corresponda a la mayoría de la misma; o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiere el control directo o indirecto de una empresa o de sus activos.

58. EMPRESAS ELECTRICAS: Son aquellas cuyo objetivo principal es explotar instalaciones de generación, transporte o distribución de electricidad, para su comercialización o su propio uso.

59. EMPRESA HIDROELECTRICA: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es construir y operar las unidades de generación hidroeléctricas, mediante el aprovechamiento de las energías cinéticas y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas.

60. EMPRESAS SUBSIDIARIAS : Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando esta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con respecto a otra u otras, cuando todas se encuentran bajo un control común; y dos o más empresas son relacionadas cuando tienen vasos comunicantes a través de accionistas que representen un diez por ciento (10%) o más del capital suscrito y pagado en cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaria.

61. EMPRESA DE TRANSMISION: Empresa eléctrica estatal cuyo objetivo principal es operar un Sistema Interconectado, para dar servicio de transmisión de electricidad a todo el territorio nacional.

62. EMPRESAS VINCULADAS: Se considerarán empresas vinculadas a cualquier empresa subsidiaria afiliada, controlante o relacionada con respecto a otra empresa o de algún (os) accionista (s) mayoritario (s) vinculado (s) a esta última.

63. ENERGIA FIRME: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica neta en un periodo de tiempo, en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica, y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.

64. EQUIPOS DE MEDICION: Conjunto de equipos y de herramientas tecnológicas que son utilizados para medir y registrar la electricidad entregada en los puntos de medición.

65. ENERGIA NO CONVENCIONAL: Incluye a todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas mayores de 5MW y al uso energético de la biomasa. Puede incluir otras energías de origen no renovable, pero en aplicaciones especiales como de cogeneración o de nuevas aplicaciones con beneficios similares a las renovables en cuanto ahorrar combustibles fósiles y no contaminar.

66. EQUIPO PRINCIPAL DE TRANSMISION: Comprende las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva asociados al Sistema de Transmisión.

67. ESTADO DE ALERTA: Es la condición en la que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero en que los equipos operan con cierta sobrecarga y las variables de control salen del rango normal. Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el CCE y los operadores conectados al sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal.

68. ESTADO DE EMERGENCIA: Es la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

69. ESTADO DE OPERACION: Es cualquiera de las cuatro condiciones en las que, para efectos de este Reglamento, puede clasificarse la operación de un sistema en un momento determinado: normal, alerta, emergencia y recuperación.

70. ESTADO DE RECUPERACION: Es la condición en la que, concluido el Estado de Emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del sistema.

71. ESTADO NORMAL: Es la condición estacionaria del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva; los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos de frecuencia y tensión.

72. ESTATISMO: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

73. ESTATISMO PERMANENTE: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia entre una condición de plena carga y vacío. Se expresa en valores porcentuales.

74. FACTOR DE DISPONIBILIDAD DE UNA CENTRAL GENERADORA: Es el cociente entre la energía que podría generar la potencia disponible de la

planta en el período normalmente considerado de un (1) año, y la energía correspondiente a su potencia máxima.

75. FACTOR DE POTENCIA (FP): Es la relación entre la potencia reactiva y la activa, expresado como el valor del coseno del ángulo de la resultante vectorial de los anteriores. Desde el punto de vista analítico, la resultante se denominaría potencia o energía aparente (EAP).

76. FUERZA MAYOR: Acontecimiento (fuerza de la naturaleza, hecho de un tercero, hecho de la autoridad gubernamental o del Estado) que no ha podido ser previsto ni impedido, y que libera al agente deudor por no poder cumplir su obligación frente al tercero que ha resultado afectado, por la imposibilidad de evitarlo.

77. HIDROLOGIA SECA: Es la temporada dentro de la cual las probabilidades de precipitaciones pluviales son mínimas.

78. INTEGRANTES DEL ORGANISMO COORDINADOR: Son las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y de Distribución y Comercialización, así como los Autoprodutores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del Sistema Interconectado.

79. INTERESADO: Todo peticionario o beneficiario de una concesión o de un permiso.

80. INSTALACIONES EFICIENTEMENTE DIMENSIONADAS: Son aquellas en las que se minimiza el costo actualizado de largo plazo de inversión, operación, pérdidas, mantenimiento y desabastecimiento, considerando la demanda esperada.

81. INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES NO CORTABLES (IGNC): Son todas aquellas instituciones que por la naturaleza del servicio que brindan no pueden ser objeto de corte del suministro eléctrico.

82. LEY: Es la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001; modificada por la Ley 186-07 de fecha 6 de agosto del año 2007.

83. LICENCIAS: Son las autorizaciones otorgadas por la Superintendencia de Electricidad para ejercer los servicios eléctricos locales. La Superintendencia de Electricidad dictará la normativa que regirá el otorgamiento de las mismas.

84. LINEA DE DISTRIBUCION DE SERVICIO PUBLICO: Línea de distribución establecida por una Empresa Distribuidora dentro de su Zona de Concesión.

85. LINEAS DE TRANSMISION 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.

86. MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Actividad que se realiza con el fin de superar un defecto o avería de un equipo que ha ocasionado un mal funcionamiento o su inoperatividad, dejándolo en condiciones aceptables o normales de funcionamiento. Puede o no ser programado.

87. MANTENIMIENTO DE URGENCIA: Aquel mantenimiento correctivo que se debe realizar inmediatamente ante la ocurrencia de una falla en un equipo, a fin de evitar graves consecuencias en el mismo.

88. MANTENIMIENTO MAYOR: Es aquel cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período igual o mayor a ciento sesenta y ocho (168) horas. Este MANTENIMIENTO MAYOR se limitará y se realizará conforme a las normas de procedimiento establecidas por el fabricante de los equipos y las normas técnicas internacionales dictadas para ello.

89. MANTENIMIENTO NO PROGRAMADO: Aquella actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.

90. MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Aquel que consiste en realizar actividades que pueden o no implicar reparaciones o cambios de dispositivos al cumplir un período prefijado, con la finalidad de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

91. MANTENIMIENTO PROGRAMADO: Es el mantenimiento considerado en los programas de operación anual del sistema interconectado. Este tipo de mantenimiento debe estar contenido en el programa de operación, previamente aprobado por el Organismo Coordinador.

92. MAQUINA GENERADORA: Es el conjunto motor primo-generador.

93. MAQUINA (O CENTRAL) REGULANTE: Es aquella calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria. Para lo que sigue en el presente Reglamento se refiere siempre a la de regulación primaria.

94. MARCO REGULATORIO: La Ley 125-01 del 26 de julio del 2001, modificada por la Ley 186-07 del 6 de agosto del 2007, el presente Reglamento de Aplicación con sus modificaciones, las resoluciones dictadas por la CNE, las resoluciones dictadas por la Superintendencia de Electricidad y las demás normas dictadas por las autoridades competentes para normar el subsector eléctrico.

95. MARGEN DE RESERVA TEORICO: Mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la Potencia de Punta con una seguridad determinada, dadas las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

96. MERCADO DE CONTRATOS: Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basado en contratos de suministro libremente pactados.

97. MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM): Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot.

98. MERCADO ELECTRICO MINORISTA: Es aquel en el cual actúan las Empresas de Distribución y Comercialización, vendiendo electricidad a los Usuarios Regulados y éstos comprando electricidad a las primeras.

99. MERCADO SPOT: Es el mercado de transacción de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia.

100. MOMENTO DE CARGA: Es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megavatios y de la distancia medida en kilómetros, comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, a lo largo de las líneas eléctricas.

101. NODO DE REFERENCIA: En el SENI, es la subestación eléctrica establecida mediante Resolución por la SIE, y que por definición tiene un factor nodal igual a uno.

102. OBRA ELECTRICA: Cualquier infraestructura y equipamiento para:

- a. Generar y vender electricidad;
- b. Transportar energía de alta tensión;
- c. Distribuir electricidad a Usuarios Regulados; o,
- d. Abastecer de electricidad en alta o media tensión a un Usuario no Regulado.

103. OCUPANTE: es toda persona que se encuentre en un inmueble a título de propietario, inquilino, en calidad de préstamo o cualquier otra condición que implique el usufructo del inmueble, por el período que dure su estadía.

104. OFICINA DE PROTECCION AL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD (PROTECOM): Es la dependencia de la Superintendencia de Electricidad cuya función es fiscalizar los procedimientos y acciones de las Empresas Distribuidoras en primera instancia, frente a las reclamaciones de los consumidores del servicio público, atender y dirimir en segunda instancia las reclamaciones de los consumidores de servicio público frente a las Empresas de Distribución.

105. OPERADOR CONECTADO AL SISTEMA: Para efectos de este Reglamento, es el operador de centrales de generación y de sistemas de distribución vinculados al Sistema Interconectado.

106. ORGANISMO COORDINADOR (OC): (Modificado por el Artículo 2 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Es una institución cuya función es planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, así como del sistema de transmisión y distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

107. ORGANO REGULADOR PARA LAS COOPERATIVAS ELECTRICAS: Las Cooperativas Eléctricas serán reguladas por la Comisión Nacional de Energía.

108. PEAJE DE TRANSMISION: Suma de dinero que los propietarios de las líneas y de las subestaciones del Sistema de Transmisión tienen derecho a percibir por concepto de Derecho de Uso y Derecho de Conexión.

109. PERMISO: Es la autorización otorgada por la autoridad competente, previa opinión de la Superintendencia de Electricidad, para usar y ocupar con obras eléctricas, bienes nacionales o municipales de uso público.

110. PERTURBACION: Es cualquier evento que altere el balance de potencia activa y reactiva del sistema, así como que modifique las condiciones de frecuencia y voltaje normales del sistema.

111. PETICION: Conjunto de documentos que conforman el expediente de una solicitud presentada por un petionario ante la Superintendencia de Electricidad para: (i) La Concesión de Explotación de Obras Eléctricas; (ii) La Autorización para la Instalación de Obras Eléctricas; (iii) La Autorización para la Puesta en Servicio de Obras Eléctricas; (iv) la Solicitud de Autorización para ejercer la condición de Usuario No Regulado.

112. PETICIONARIO: Cualquier persona física o jurídica, que presenta una petición.

113. POTENCIA CONECTADA: Potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad de conexión y sus instalaciones.

114. POTENCIA DE PUNTA: Potencia máxima en la curva de carga anual.

115. POTENCIA DISPONIBLE: Se entiende por potencia disponible en cada instante, la mayor potencia a que puede operar una planta, descontando las detenciones programadas por mantenimiento, las detenciones forzadas y las limitaciones de potencia debidas a fallas de las instalaciones.

116. POTENCIA FIRME: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora durante las horas pico, con alta seguridad, según lo defina el presente Reglamento.

117. POTENCIA MINIMA TECNICA: Es la potencia mínima a la que puede generar una unidad en condiciones de operación normal, conforme a las especificaciones técnicas y manuales de operación y mantenimiento preventivo, suministrado por el fabricante de esa unidad o por estudios técnicos de expertos en la materia.

118. PRACTICAS MONOPOLICAS: Para fines de la presente Ley, se considerará como prácticas monopólicas toda acción que tenga por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia dentro del Mercado Eléctrico entre las que se encuentran, a título enunciativo: Fijar directa o indirectamente los precios de compra o de venta u otras condiciones de transacción; limitar o controlar la producción, el mercado, el desarrollo técnico o las inversiones; repartirse los mercados o las fuentes de abastecimiento; aplicar a terceros contratantes condiciones desiguales para prestaciones equivalentes que ocasionen a éstos una desventaja competitiva; o subordinar la celebración de contratos a la aceptación, por los otros contratantes, de prestaciones suplementarias que, por su naturaleza o según los usos mercantiles no guarden relación alguna con el objeto de dichos contratos.

119. PREPAGO DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA: Es la compra de energía eléctrica con anterioridad a su consumo, en un sistema de comercialización prepago.

120. PROGRAMA DIARIO DE OPERACION: Es aquél que está constituido por las directrices operacionales indicadas por el OC y el Programa Diario de Mantenimiento (PDM).

121. PROGRAMA SEMANAL DE OPERACION: Es aquel que está constituido por el Programa de Despacho Semanal (PDS) y el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM).

122. PUNTO DE CONEXION: Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares a través de los cuales se establece la vinculación entre dos agentes y que delimita la propiedad de los mismos.

123. RACIONAMIENTO: Estado declarado por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución, en el cual, el Sistema Eléctrico no es capaz de abastecer la demanda por causas de fallas prolongadas de unidades termoelectricas, sequías, fuerza mayor, u otras causas que no hayan sido previamente consideradas y que afecten de manera sensible el desenvolvimiento del SENI.

124. RED DE DISTRIBUCION: Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad, desde el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución, hasta el medidor de energía de los clientes, dentro de la Zona de Concesión.

125. RED PRINCIPAL DE TRANSMISION: Incluye todas las líneas de transmisión que no son radiales.

126. REGULACION DE FRECUENCIA: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema. El OC establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma,

siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación.

127. REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF): Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

128. REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda a modo de mantener el equilibrio generación-demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda serán absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

129. REPROGRAMACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA: Es la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa el Organismo Coordinador, “motus propio” o a requerimiento del CCE, cuando la demanda proyectada de acuerdo al Programa Diario de Operación difiere significativamente de la real en un momento dado del día, los caudales de las centrales de pasada varían significativamente con relación a lo previsto en el mismo Programa; o cuando se modifica la oferta de generación por efecto de la salida no programada de alguna unidad generadora.

130. RESERVA FRIA O NO SINCRONIZADA: Es la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del OC.

131. RESERVA PARA REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia habilitadas para participar en la RPF.

132. RESERVA PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual.

133. RESERVA ROTANTE (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. Usualmente se la clasifica en dos tipos:

- a) Reserva de Regulación Primaria.
- b) Reserva de Regulación Secundaria.

134. SALARIO MINIMO: Para fines de la presente Ley, se entenderá por Salario Mínimo, el sueldo mínimo establecido para los servidores de la Administración Pública.

135. SALIDA FORZADA: Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

136. SECTORES DE DISTRIBUCION: Areas territoriales donde los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

137. SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD: Suministro a precios regulados de una Empresa Distribuidora, a Clientes o Usuarios del Servicio Público de Electricidad ubicados en sus zonas de concesión, o que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

138. SERVIDUMBRE: Carga impuesta sobre un inmueble, obligando al dueño a consentir ciertos actos de uso, o a abstenerse de ejercer ciertos derechos inherentes a la propiedad.

139. SERVICIOS AUXILIARES: Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquiera otros necesarios para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado.

140. SISTEMA AISLADO: Es todo sistema eléctrico que no se encuentra integrado al SENI.

141. SISTEMA DE COMERCIALIZACION PREPAGADO: Modalidad de prestación de servicio de comercialización de energía eléctrica al cliente o usuario de servicio público de electricidad, que no requiere, en principio, de las actividades propias del sistema pospago, tales como lectura del medidor, reparto de facturación a domicilio, gestión de cartera en relación con el consumo, u otras actividades inherentes, debido a que el consumo ha sido pre-pagado.

142. SISTEMA DE DISTRIBUCION: Corresponde a las instalaciones de media y baja tensión destinadas a transferir electricidad hacia usuarios finales desde los puntos de conexión con las instalaciones de transmisión, dentro de la Zona de Concesión para la explotación de obras eléctricas.

143. SISTEMA DE MEDICION PREPAGADO: Es el conjunto de equipos y programas de computadoras que permite el funcionamiento de un Sistema de Comercialización Prepago.

144. SISTEMA DE TRANSMISION: Conjunto de líneas y de subestaciones de alta tensión, que conectan las subestaciones de las centrales generadoras de electricidad con el seccionador de barra del interruptor de alta del transformador de potencia en las subestaciones de distribución y en los demás centros de consumo.

El Centro de Control de Energía y el de Despacho de Carga forman parte del Sistema de Transmisión.

145. SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI): Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y de líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del Organismo Coordinador.

146. SISTEMA INTERCONECTADO O SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (SENI): Conjunto de instalaciones de unidades eléctricas generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir electricidad, bajo la programación de operaciones del OC.

147. SMC: Sistema de Medición Comercial.

148. SIE: Es la Superintendencia de Electricidad.

149. SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD: Es un organismo autónomo creado por la Ley 125-01, cuya función principal es ser el ente regulador del Subsector Eléctrico.

150. SUPERINTENDENTE: Es el presidente del Consejo de la SIE.

151. TARIFA TECNICA: Se entiende por tarifa técnica aquella que cubre el costo de abastecimiento de las distribuidoras, sustentado en un régimen de competencia según lo establecido en el Artículo 110 de la presente Ley, más las pérdidas técnicas entre el punto de inyección de los generadores y el punto de retiro de la energía por parte del consumidor al que se le factura el servicio, más los costos asociados a la labor de transmisión y distribución (costo de expansión, operación, mantenimiento y márgenes de operación), cargando un máximo de un 3% de energía incobrable.

152. TASA DE ACTUALIZACION: Tasa real de descuento considerando el costo de oportunidad del capital.

153. TIEMPO DE RESPUESTA: Tiempo que tarda una máquina en modificar su potencia desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia.

154. USUARIO O CONSUMIDOR FINAL: Corresponde a la persona natural o jurídica, cliente de la Empresa Distribuidora, que utiliza la energía eléctrica para su consumo.

155. USUARIO NO REGULADO: Es aquel cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos en el Artículo 108 de esta Ley, siempre y cuando cumpla con los requisitos que a esos fines estarán consignados en el Reglamento.

156. USUARIOS REGULADOS: Usuarios que reciben el Servicio Público de Distribución a precios regulados por la Superintendencia de Electricidad.

157. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR): Es el costo eficiente en que se incurre para suministrar una línea de transmisión, subestación, Red de Distribución y sus equipos, que cumplan las mismas funciones que desempeña la instalación o equipo a ser reemplazado;

158. ZONA DE CONCESION: Area Geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro de la cual la empresa concesionaria tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del suministro de la energía eléctrica demandada por los usuarios sometidos a regulación de precios.

159. ZONA DE DISTRIBUCION: Area geográfica bajo concesión de distribución, en la que el servicio eléctrico presenta características similares propias del mercado, tales como la densidad de la demanda, parámetros físicos u otros que inciden en el costo del servicio.

TITULO II

AMBITO Y OBJETIVOS DEL REGLAMENTO

Artículo 3.- Este Reglamento busca promover la consecución de los objetivos expresados en el Título II de la Ley, y que se indican a continuación:

- a) Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad, con el óptimo uso de recursos y la debida consideración de los aspectos ambientales;
- b) Promover la participación privada en el desarrollo del subsector eléctrico;
- c) Promover una sana competencia en todas aquellas actividades en que ello sea factible y velar porque ella sea efectiva, impidiendo prácticas que constituyan competencias desleales o abuso de posición dominante en el mercado, de manera que en estas actividades las decisiones de inversión y los precios de la electricidad sean libres y queden determinados por el mercado en las condiciones previstas;
- d) Regular los precios de aquellas actividades que representan carácter monopolístico, estableciendo tarifas con criterios económicos de eficiencia y equidad a manera de un mercado competitivo;

- e) Velar porque el suministro y la comercialización de la electricidad se efectúen con criterios de neutralidad y sin discriminación;
- f) Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones; y,
- g) (Agregado por el Artículo 3 del Decreto No. 749-2 del 19 de septiembre de 2002). Garantizar y resguardar los derechos de los concesionarios en un clima de seguridad jurídica, en conformidad con las leyes nacionales y las regulaciones vigentes.
- h) En consecuencia, su articulado deberá ser interpretado en concordancia con dichos objetivos.

Artículo 4.- Todas las personas jurídicas que intervienen en la producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como en la operación y mantenimiento de instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, ya sea en el SENI o en Sistemas Aislados se sujetarán a lo dispuesto en la Ley y este Reglamento. Asimismo se sujetarán a la Ley y a este Reglamento los Clientes o Usuarios Regulados y No Regulados.

TITULO III DE LAS INSTITUCIONES Y EMPRESAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO

CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 5.- Los organismos del Estado que rigen las actividades específicas del subsector eléctrico son la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad (SIE) a las que se refieren los Capítulos del I al V del Título III de la Ley.

Artículo 6.- (Modificado por el Artículo 4 del Decreto No 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002). Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el Artículo 9 de la Ley se establece lo siguiente:

- a) Podrán comercializar directamente su electricidad:
 1. Las Empresas de Generación y Distribución, que cumplan con las prescripciones de la Ley.
 2. Los Autoprodutores y Cogeneradores de Electricidad que vendan sus excedentes a través del SENI, previo cumplimiento de las disposiciones de la Ley, el presente Reglamento, así como las resoluciones que dicten la CNE y la SIE al respecto.
- b) Podrá transmitir o transportar electricidad la Empresa de Transmisión, cobrando como remuneración los peajes establecidos por la SIE.

- c) Podrán comercializar directamente la capacidad de distribuir la electricidad las Empresas de Distribución.
- d) Los propietarios de líneas de distribución y subestaciones eléctricas de distribución de uso no público, podrán permitir el uso de dichas líneas y subestaciones cobrando a las Empresas Generadoras o de Distribución de Electricidad, según corresponda, los peajes autorizados por la SIE para el uso de las mismas.

Artículo 7.- Los Autoprodutores y Cogeneradores que deseen vender sus excedentes a través del SENI deberán solicitar la correspondiente concesión al Poder Ejecutivo vía la CNE, previa recomendación de la SIE, para los efectos de lo dispuesto por los Artículos 10 y 38 de la Ley.

Artículo 8.- En el Sistema Interconectado o sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a los límites fijados por la SIE mediante Resolución y que incluyan suministro a Empresas de Distribución, las Empresas Eléctricas, los Autoprodutores y los Cogeneradores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución.

Artículo 9.- Las Empresas Eléctricas, los Autoprodutores y los Cogeneradores podrán instalar los tramos de líneas que le permitan conectar sus unidades y entregar toda su energía disponible al SENI, previa obtención de la concesión especial establecida en el Artículo 11 de la Ley, cuyo procedimiento se establece en el presente Reglamento. Estos activos serán traspasados a la ETED mediante acuerdo entre las partes mediante un procedimiento similar al establecido para los financiamientos reembolsables, establecido en el Capítulo III de la Ley. La operación y mantenimiento de los tramos de líneas corresponderá a la ETED.

Artículo 10.- (Modificado por el Artículo 5 del Decreto No. 749-02 del 19 septiembre de 2002). Como excepción a la prescripción del Artículo 11 de la Ley que consigna que en sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima exceda los límites fijados por la SIE por Resolución y que incluyan suministros a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoprodutores y los cogeneradores podrán efectuar solo una de las actividades de generación, transmisión o distribución. Las Empresas de Distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad (EDENORTE, EDESUR, EDEESTE), podrán ser propietarias directas o indirectas de instalaciones de generación, siempre que la capacidad efectiva y disponible para producción no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima (potencia) del Sistema Interconectado.

Párrafo.- Asimismo, de conformidad con el Párrafo III del aludido Artículo 11 de la Ley, se excluye de dicho porcentaje la generación de energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables provenientes del viento, el sol, el agua y otras fuentes de energía renovable.

Artículo 11.- (Modificado por el Artículo 6 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002). De conformidad con lo establecido en el Artículo once (11) de la Ley las Empresas de Generación, Cogeneradores,

Autoprodutores y Empresas de Distribución, podrán efectuar solo una de las actividades de generación, transmisión o distribución, excepto la previsión del Párrafo I del Artículo once (11) de la Ley.

La SIE deberá investigar las denuncias de vinculación entre empresas del Sistema Eléctrico Interconectado. Para realizar dicha investigación sobre vinculación, la SIE podrá utilizar, entre otros, los siguientes criterios:

- a) Se considerarán empresas vinculadas a cualquier empresa subsidiaria, afiliada, controlante o relacionada con respecto a otra empresa o de algún accionista o accionistas mayoritario (s) vinculado (s) a esta última.
- b) Son empresas controlantes aquellas que tienen la posibilidad de controlar, mediante los votos en las asambleas o en el control de la dirección, a otras empresas, sea por su participación mayoritaria directa, o indirectamente, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaria sumada corresponda a la mayoría de la misma; o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiera el control directo o indirecto de una empresa o de sus activos.
- c) Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando esta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con respecto a otra u otras, cuando todas se encuentran bajo un control común; y dos o más empresas son relacionadas cuando tienen vasos comunicantes a través de accionistas que representen un diez por ciento (10%) o más del capital suscrito y pagado de cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaria.

La CNE podrá modificar y ampliar estos criterios, a fin de velar por el buen funcionamiento de mercado en el sector energía y evitar prácticas anticompetitivas.

Párrafo I.- Para el cumplimiento de la disposición anterior, las Empresas Eléctricas deberán remitir a la SIE, semestralmente en los meses de junio y diciembre de cada año, y/o cuando ésta así lo solicite, su composición accionaria, indicando su situación de controlada o controlante respecto a otra u otras empresas y la forma como se ejerce dicho control. En caso de efectuarse cambios accionarios o de control antes del vencimiento del plazo anteriormente indicado, las empresas eléctricas deberán comunicarlo a la SIE dentro de un plazo no mayor de quince (15) días contados a partir de que dichos cambios se produzcan.

La SIE podrá exigir certificaciones sobre el desglose accionario por persona física de aquellas personas jurídicas que aparecen como accionistas de las empresas eléctricas, así como también solicitar documentación que pruebe su vinculación o no con empresas del sector eléctrico. La SIE deberá mantener un registro actualizado de las inversiones efectuadas por y en las Empresas Eléctricas con la finalidad de controlar el cumplimiento de la Ley, y en caso de incumplimiento aplicar las sanciones correspondientes a las empresas infractoras de conformidad con los procedimientos reglamentarios.

Párrafo II.- Asimismo, cualquier agente del mercado podrá hacer denuncias de vinculación de las empresas del sistema, para lo cual deberá aportar a la SIE, al momento de formular la denuncia, los documentos que fundamenten la misma. La SIE procederá a dar inicio a la investigación correspondiente en un plazo no mayor de treinta (30) días laborables contados a partir de la recepción de la denuncia. Dentro de esta investigación la SIE abrirá un proceso en el cual solicitará a las partes involucradas toda la documentación que estime necesaria para su edificación y valoración de la denuncia de que se trata; debiendo resolver respecto de la misma en un plazo no mayor de noventa (90) días laborables.

La SIE establecerá, en un reglamento elaborado para tales fines, el procedimiento para tramitar las denuncias de vinculación y procesar la investigación pertinente, garantizando el derecho constitucional de defensa que posee la empresa acusada de vinculación.

Inmediatamente la SIE adopte su decisión deberá comunicarla a las partes en un plazo no mayor de diez (10) días laborables. Si considera que existe vinculación, ordenará a la o las empresas vinculadas que procedan a desprenderse de la inversión que corresponda en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días, advirtiéndole que de no obtemperar con esa disposición serán pasibles de multas de hasta un cinco por ciento (5%) de sus activos, sin perjuicio de las demás sanciones de que se haga merecedora en caso de insistir en el incumplimiento.

La decisión adoptada por el SIE podrá ser recurrida ante la CNE, de acuerdo a un procedimiento que será establecido por la CNE para esos fines. La interposición de este recurso suspenderá de pleno derecho la orden de desvinculación, contándose el plazo de los 120 días en este caso a partir de la confirmación de dicha decisión por la CNE.

En caso de que la empresa vinculada denunciada no proceda a la desvinculación o desinversión dentro del plazo antes consignado, la SIE procederá a imponerle la multa correspondiente, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento. Los ingresos generados por este concepto se destinarán para programas especiales de educación profesional en las áreas de regulación de mercados eléctricos, así como para el fomento y desarrollo en áreas técnicas y profesionales relacionadas al sector.

Artículo 12.- (Modificado por el Artículo 7 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002). A los fines de evitar prácticas monopólicas y promover la competencia en el SENI, la CNE al efectuar las evaluaciones de las Peticiones de Concesiones Definitivas para la Explotación de Obras Eléctricas de Generación, previa recomendación de la SIE, deberá investigar si las Peticionarias por sí mismas o a través de empresas vinculadas son propietarias de centrales de generación cuya capacidad total represente un porcentaje significativo de la demanda máxima del SENI, que constituya una amenaza para la competencia y la libre concurrencia en el MEM.

La CNE definirá cuál es el porcentaje significativo de la demanda máxima del SENI tomando como referencia los parámetros fijados en la Ley y los

Reglamentos. A los fines de determinar dicho porcentaje la SIE emitirá una Resolución donde se haga constar los porcentajes de generación de cada empresa con relación a la demanda máxima del SENI, al momento de la publicación del presente Reglamento.

Párrafo I.- La CNE y la SIE tomarán las medidas necesarias para garantizar que no existan integraciones horizontales en el segmento de generación del SENI que produzcan efectos anticompetitivos en el MEM.

Párrafo II.- Asimismo la SIE, antes de proceder a autorizar las transferencias de concesiones de generación, fusiones o ventas de acciones que involucren empresas de generación, deberá investigar si las Peticionarias por sí mismas o a través de empresas vinculadas son propietarias de centrales de generación cuya capacidad total de generación, incluyendo la de sus empresas vinculadas, represente, un porcentaje de la demanda máxima del SENI, que, de acuerdo a criterios establecidos reglamentariamente por la CNE, constituya una amenaza para la competencia y la libre concurrencia en el MEM.

Artículo 13.- (Modificado por el Artículo 8 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002). Para efecto de aplicación de lo dispuesto en los Artículos 14 e) y 24 d) de la Ley, la SIE evaluará la consecuencia directa o indirecta que pueda tener en la restricción a la libre competencia cualquier contrato o convenio para la venta de energía en el MEM. Dentro de estas prácticas anticompetitivas se incluyen, sin carácter limitativo, las prácticas de colusión en el establecimiento de precios y costos o la ejecución de políticas comunes u otros actos que puedan afectar a otros Agentes del MEM y/o a los Usuarios de Servicio Público.

Párrafo.- La SIE diseñará y pondrá en operación, en un plazo no mayor de seis (6) meses a partir de la publicación del presente Reglamento, un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos.

CAPITULO II DE LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA

Artículo 14.- La institución estatal encargada de trazar la política del Estado en el sector energía es la CNE, cuyas funciones se establecen en detalle en el Título III de la Ley.

Párrafo.- Adicionalmente a las funciones establecidas en el Artículo anterior y de conformidad con el Artículo 129 de la Ley, la CNE estará facultada para autorizar a las Empresas Eléctricas, los Autoprodutores y Cogeneradores a realizar importaciones directas de cualquier proveedor externo de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas.

Artículo 15.- (Modificado por el Artículo 3 del Decreto No. 494-07 del 30 agosto de 2007). La CNE estará regida por un Directorio y un Director Ejecutivo. El Director Ejecutivo será su máxima autoridad ejecutiva y ostentará la representación legal, judicial y extrajudicial de la misma. Los miembros del

Directorio de la CNE cuya representación esté permitida por la Ley, podrán ser representados en el desempeño de sus funciones con derecho a voz y voto, según se establece en el Artículo 21 del presente Reglamento.

Artículo 16.- (Modificado por el Artículo 4 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El Directorio de la CNE se reunirá ordinariamente en la fecha, hora y lugar que éste determine, una vez cada tres (3) meses. Sesionará en forma extraordinaria cuantas veces lo convoque el Presidente o el Director Ejecutivo, de propia iniciativa o a petición de cualquiera de sus miembros.

Párrafo.- En las reuniones del Directorio de la CNE podrán, si así lo requiere, participar aquellos funcionarios, técnicos o asesores internos o externos que no hagan las veces de representantes de los miembros, con derecho a voz pero sin derecho a voto, que sean invitados por cualquiera de los miembros o sus representantes en el Directorio de la CNE o de su Director Ejecutivo, para tratar asuntos en los cuales se requiera su apoyo u opinión.

Artículo 17.- (Modificado por el Artículo 5 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La convocatoria para las reuniones se hará por cualquier medio de comunicación escrita o electrónica, dirigida a cada miembro o sus representantes en el Directorio, a las direcciones que figuren inscritas en el registro de la CNE. Las convocatorias deberán hacerse con una anticipación a la reunión de por lo menos diez (10) días laborables, e indicarán la fecha, hora y lugar en que éstas habrán de celebrarse, así como los asuntos que se tratarán en ellas; anexándose los antecedentes que se requieran.

Artículo 18.- (Modificado por el Artículo 6 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El quórum para sesionar en el Directorio de la CNE será de cuatro (4) miembros titulares o por sus respectivos representantes, y los acuerdos se adoptarán por el voto de la mayoría de su matrícula. En caso de empate, decidirá el voto del Presidente del Directorio de la CNE, o de quien haga sus veces, de conformidad con lo establecido en el Artículo 21 del presente Reglamento. El Director Ejecutivo o quien haga sus veces, solo tendrá derecho a voz.

Artículo 19.- (Modificado por el Artículo 7 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). En adición a las atribuciones que corresponden al Directorio de la CNE establecido en el Artículo 17 de la Ley:

- 1) Analizar y resolver mediante Resolución, sobre las solicitudes de concesión provisional de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación.
- 2) Conocer de la aprobación, rechazo o modificación de las recomendaciones de las Concesiones Definitivas provenientes de la Superintendencia de Electricidad (SIE).
- 3) Conocer de todas las funciones generales y particulares que anteriormente correspondían a la Comisión Nacional de Asuntos Nucleares (CNAN).

- 4) Conocer de los recursos de reconsideración que le hayan sido interpuestos en contra de sus propias decisiones.
- 5) Conocer en segundo grado, los recursos jerárquicos que resulten interpuestos contra las decisiones del Director Ejecutivo; y de los que se interpongan contra las decisiones de la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Artículo 20.- (Modificado por el Artículo 8 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El Presidente o quien lo sustituya o represente, según lo establecido en el Artículo 21 del presente Reglamento, presidirá las reuniones, actuará como moderador y abrirá la discusión de los trabajos del Directorio, cuyo orden será:

- 1) Determinación del quórum reglamentario por parte del Presidente o quien haga sus veces.
- 2) Lectura del acta anterior y su aprobación por los miembros presentes, quienes estamparán su firma en señal de asentimiento.
- 3) Lectura, discusión y aprobación o rechazo, de cada uno de los temas de la agenda.
- 4) Mociones específicas de los miembros.
- 5) Informe del Director Ejecutivo, en su calidad de secretario del Directorio de la CNE.
- 6) Otros temas, fuera de la agenda, que deseen tratar los miembros del Directorio.

Párrafo.- El Presidente de la CNE, o quién lo sustituya o represente, podrá transferir a la agenda de la próxima reunión, cualquiera de los temas para los cuales no hubiese suficiente tiempo para tratarlos.

Artículo 21.- (Modificado por el Artículo 9 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)². En ausencia del Secretario de Industria y Comercio quien de desempeñará de conformidad con la Ley, las funciones de Presidente de la CNE, lo sustituirá el Secretario de Economía, Planificación y Desarrollo y en caso de ausencia de este último, el Secretario de Hacienda; y en ausencia de este último, por el Director Ejecutivo de la CNE.

Párrafo I.- En caso de ausencia del Ministro de Agricultura, del Ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Gobernador del Banco Central de la República Dominicana³, del Director Ejecutivo del Instituto Dominicano de

2 El Artículo 134 de la Constitución de la República Dominicana, proclamada del 26 de enero de 2010, dispone lo siguiente: "Ministerios de Estado. Para el despacho de los asuntos de gobierno habrá los ministerios que sean creados por la Ley. Cada ministerio estará a cargo de un ministro y contará con los viceministros que se consideren necesarios para el despacho de sus asuntos."

3 La figura del Gobernador del Banco Central, de acuerdo con el Artículo 17, Literal B, Numeral 3 de la Ley

las Telecomunicaciones (INDOTEL), deberán hacerse representar mediante autorización otorgada por el miembro titular.

Párrafo II.- Los miembros titulares del Directorio de la CNE tendrán un plazo de treinta (30) días a partir de la fecha de publicación del presente Reglamento para comunicar a la CNE los nombres de sus representantes ante el Directorio de la institución.

Artículo 22.- De todo lo tratado, resuelto, adoptado o rechazado en cada reunión, o las que hayan sido suspendidas por cualquier otra causa, se dejará constancia mediante acta levantada al efecto por el director ejecutivo. Las actas serán registradas en un libro especial destinado a esos fines, el cual será rubricado en todas sus hojas por el presidente y todos los miembros presentes en esa reunión, así como por el director ejecutivo, a cuyo cargo está la instrumentación, certificación y custodia de las actas. Las copias certificadas de las actas serán firmadas por el director ejecutivo.

Artículo 23.- (Modificado por el Artículo 10 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La aprobación o rechazo de cualquier asunto presentado a la consideración del Directorio de la CNE será objeto de una decisión, debiéndose levantar la correspondiente acta, la cual será firmada por todos los miembros o sus respectivos representantes presentes, que estén de acuerdo y será registrado en el libro especial de actas.

Artículo 24.- Las acciones que deba tomar el Director Ejecutivo, en cumplimiento de las disposiciones que sean adoptadas por el directorio de la CNE se materializarán a través de resoluciones emitidas por él. Estas resoluciones serán luego remitidas a los interesados y a los organismos públicos que guarden relación con el asunto de que se trate.

Artículo 25.- Corresponderá al director ejecutivo, además de las funciones establecidas en la Ley, las siguientes:

- a) Confeccionar, o hacer confeccionar bajo su responsabilidad, la agenda de los asuntos a tratar en las reuniones de la CNE, anexando en cada agenda, según el caso, el expediente completo o las piezas básicas del mismo, que permitan a los miembros la formación previa de los elementos de juicio suficientes para su resolución;
- b) Remitir la agenda, con por lo menos cinco (5) días laborables de anticipación, a la fecha fijada por la convocatoria, a cada uno de los miembros;
- c) Levantar, certificar y custodiar las actas de las reuniones de la CNE;

Monetaria y Financiera No. 183-02, de fecha 21 de noviembre de 2002, publicada en la Gaceta Oficial No. 10187 de fecha 21 de noviembre de 2002; establece lo siguiente: "Restricciones. El ejercicio del cargo de Gobernador es incompatible con cualquier otra actividad profesional pública o privada, remunerada o no, a excepción de su pertenencia a la Junta Monetaria y la actividad docente. No podrá formar parte de ningún consejo, sociedad, órgano, entidad, empresa, instituto o similar, sea público o privado, con excepción de aquellos que competan a sus funciones. Antes de tomar posesión del cargo, y anualmente, deberá presentar la Declaración Jurada de Bienes a la que alude el Artículo 12 de esta Ley. Al cese de sus funciones, se le aplican al Superintendente las disposiciones del Artículo 12 de esta Ley."

- d) Sancionar mediante resolución las decisiones que adopte la CNE, para el mejor cumplimiento de las funciones de ésta y emitir las demás resoluciones necesarias para la buena marcha de los asuntos de su competencia;
- e) Conferir poder a abogados habilitados para el ejercicio de la profesión, para representar a la CNE ante los tribunales de la República o del extranjero y delegarles las facultades necesarias para el desempeño de sus funciones;
- f) Custodiar los archivos, registros y demás documentos de la CNE, relativos a su funcionamiento, incluyendo los documentos y comprobantes de contabilidad, presupuesto y auditoría;
- g) Contratar Contadores Públicos Autorizados, para efectuar una auditoría de los manejos administrativos, financieros y contables de la CNE, por lo menos una vez al año.

Artículo 26.- (Modificado por el Artículo 11 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La CNE establecerá, en un plazo no mayor de seis (6) meses a partir de la publicación del presente Reglamento, su estructura orgánica así como su Reglamento de funcionamiento interno, el cual regulará la actuación de las diferentes dependencias de la CNE: Gerencia Eléctrica, Gerencia de Hidrocarburos, Gerencia de Fuentes Alternas y Uso Racional de la Energía (FAURE), Gerencia de Planificación, y Gerencia de Asuntos Nucleares; las Gerencias del orden administrativo y financiero: Gerencia Administrativa y Financiera, con sus diferentes dependencias y unidades, Gerencia de Recursos Humanos; Gerencia de Relaciones Públicas, Gerencia de Relaciones Internacionales; y, Gerencia de Relaciones Intergubernamentales; necesarios para su adecuado funcionamiento. Todos los titulares de las gerencias serán elegidos por concurso público, las cuales dependerán directamente del Directorio para su nombramiento y desvinculación.

Párrafo.- Como órganos asesores se crean las gerencias de Consultoría Jurídica y Auditoría Interna, cuyos titulares serán nombrados por el Director Ejecutivo, y ratificados por el Directorio. Estos reportarán sus acciones directamente al Director Ejecutivo y al Directorio.

Artículo 27.- Para el cumplimiento de sus objetivos, además de las funciones y atribuciones establecidas por la Ley, la CNE deberá elaborar y proponer al Poder Ejecutivo un Plan Energético Nacional (PEN) con las siguientes características:

- a) Su objetivo será definir la estrategia del Estado para desarrollar el sector energético en su conjunto por lo cual debe ser integral e indicativo;
- b) Debe ser integral, en el sentido que incluya todas las fuentes de energía, de tal forma que permita una visión coherente y articulada

entre los planes subsectoriales de energía eléctrica, combustibles y fuentes renovables;

- c) Debe ser indicativo, en el sentido que es un instrumento para prever el crecimiento del sector, establecer alternativas de desarrollo e inversión y promover la inversión privada;
- d) Debe incluir planes indicativos subsectoriales, particularmente el plan de expansión de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica;
- e) Debe tener una visión de mediano plazo cinco (5) años y largo plazo quince (15) años, con ajustes anuales, de acuerdo al desarrollo del sector;
- f) La primera versión del PEN deberá ser propuesta al Poder Ejecutivo a más tardar doce (12) meses después de aprobado el presente Reglamento. Posteriormente deberá tener ajustes anuales, en los cuales se evalúe el grado de cumplimiento y/o las condiciones que obliguen a cambiar la estrategia de desarrollo del sector.

Artículo 28.- La CNE deberá realizar los planes indicativos de desarrollo de la generación, transmisión y distribución, como parte del Plan Energético Nacional. Todos los Agentes del MEM, incluyendo los Autoprodutores, Cogeneradores, los Sistemas Aislados y los Usuarios No Regulados, estarán obligados a entregar a requerimiento de la CNE sus respectivos planes de expansión y su estado de ejecución en informes semestrales, la CNE coordinará la elaboración de dichos planes de expansión a fin de facilitar el flujo de información entre los diferentes Agentes del MEM.

Artículo 29.- La CNE dará seguimiento estricto a la realización de los programas de desarrollo y obras contenidas en los planes de expansión de los Agentes del MEM, para asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica en el país.

Artículo 30.- Los planes de expansión sectoriales sometidos a la CNE deberán estar disponibles al público, utilizando los medios de publicidad más eficaces.

CAPITULO III DE LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

SECCION III.I SOBRE LAS FUNCIONES Y ORGANIZACION

Artículo 31.- La SIE tendrá, en adición a las funciones enunciadas en el Artículo 24 de la Ley, con carácter meramente enunciativo, las siguientes facultades:

- a) Conocer, investigar, decidir e informar a la CNE sobre las denuncias de vinculación formuladas por los Agentes del MEM;

- b) Contratar con personas físicas y morales, públicas y/o privadas, nacionales y extranjeras para los estudios generales o específicos relacionados con el funcionamiento y desarrollo del subsector y todos aquellos que le sean necesarios para la realización de sus funciones;
- c) Establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones;
- d) Preparar periódicamente, datos e informaciones que permitan conocer el sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas, así como de sus valores históricos y esperados;
- e) Aplicar las sanciones que en casos de incumplimiento de normas técnicas y sus instrucciones cometan las Empresas Eléctricas del subsector;
- f) Disponer las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y destinadas a resguardar el derecho de los Concesionarios y consumidores de electricidad, pudiendo requerir el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones;
- g) Remitir a la CNE el correspondiente informe de recomendación sobre las peticiones de Concesiones Definitivas, dentro del plazo establecido en el presente Reglamento;
- f)⁴ Realizar una licitación pública por los derechos de las concesiones, en casos de concurrencia de varias solicitudes para una misma Concesión Definitiva y rendir el correspondiente informe a la CNE;
- i) Velar, de conformidad con el Artículo 56 de la Ley, que los concesionarios del servicio público de distribución mantengan contratos de compra de energía a largo plazo vigentes con Empresas de Generación que le garanticen el ochenta por ciento (80 %) de su requerimiento total de potencia y energía, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Reglamento para el pronóstico de la Demanda Máxima Anual. Asimismo, la SIE podrá autorizar, de conformidad con el precitado Artículo 56 de la Ley, reducciones en el porcentaje de compra de energía a largo plazo a ser contratado por las Empresas de Distribución cuando las condiciones del mercado lo aconsejen;
- j) Autorizar las transferencias de las concesiones de generación y del servicio público de distribución o parte de ellas;
- k) Emitir las opiniones que le soliciten las autoridades otorgantes de los permisos;
- l) Recomendar a la CNE la caducidad o revocación de las Concesiones Definitivas;

⁴ En el Decreto No. 555-02, se incurrió en un error en la secuencia de los literales, repitiendo la letra "f", cuando debió decir "h".

- m) Operar la intervención administrativa en forma provisional de las concesiones en los casos citados por la Ley y el presente Reglamento;
- n) Realizar la licitación pública de los derechos y bienes de las concesiones de generación o distribución cuya caducidad, revocación o renuncia han sido declaradas. Asimismo, deberá realizar la licitación de los derechos y bienes de las concesiones de distribución, en caso de quiebra de los concesionarios;
- o) Resolver toda controversia que surja entre los propietarios de las líneas y subestaciones involucradas o quienes las exploten y cualquier interesado en constituir las Servidumbres necesarias para el paso de electricidad a través de líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas;
- p) Dirimir igualmente las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución y determinación del monto de peajes y sus reajustes, antecedentes que debe proporcionar el propietario; también sobre la validez, interpretación, cumplimiento, terminación y liquidación de convenios o fallos arbitrales relacionados con Servidumbres sobre líneas eléctricas;
- q) Fijar las tarifas por el uso de instalaciones de transmisión y distribución sujetas a concesión;
- r) Fijar las tarifas aplicables a otros servicios prestados por las Empresas Eléctricas de Distribución a los Usuarios de Servicio Público y dictar el Reglamento para la tramitación de aprobación de planos y solicitudes de interconexión;
- s) **(Modificado por el Artículo 9 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002).** Definir las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión, de conformidad con la definición de dicho sistema establecida en el Artículo 2 de la Ley; calcular y fijar el costo total de largo plazo para efecto de Peaje de Transmisión;
- t) Resolver cualquier discrepancia que se produzca entre empresas respecto a los montos de peaje;
- u) Definir el procedimiento a seguir en los casos de daños causados por las variaciones en las condiciones de suministro;
- v) Regular mediante Resolución, el suministro de electricidad, aplicando medidas de Racionamiento en los casos de déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas de unidades termoeléctricas o de sequías;
- w) Establecer anualmente el Costo de Desabastecimiento o de Energía No Servida para fines de determinar las compensaciones de las Empresas de Generación a las Empresas de Distribución y de éstas

últimas a los Usuarios Regulados, de conformidad con lo establecido en el Artículo 101 de la Ley;

- x) Fiscalizar y supervisar los procesos de licitación para la contratación de electricidad por parte de las Empresas de Distribución con las Empresas de Generación, conforme lo establece el Artículo 110 de la Ley;
- y) Fijar los montos máximos de los aportes de financiamiento reembolsables, establecidos en el Artículo 104 de la Ley;
- z) Resolver los conflictos generados en ocasión del reembolso de los aportes de financiamiento reembolsables;
- aa) Actuar como facilitadora en los acuerdos pactados por las Empresas de Distribución con el Estado o las empresas privadas en caso de adquisición de las inversiones en redes eléctricas, de conformidad con el Artículo 106 de la Ley;
- bb) **(Modificado por el Artículo 9 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002).** Velar porque las empresas distribuidoras cumplan con lo previsto en el Artículo 110 de la Ley;
- cc) Elaborar el Reglamento de procedimientos y penalidades para todo lo relativo a las instalaciones de alumbrado público de conformidad con el Párrafo II del Artículo 134 de la Ley;
- dd) Elaborar el procedimiento de regulación establecido en el Artículo 135 de la Ley;
- ee) Establecer el régimen tarifario específico para cada uno de los Sistemas Aislados;
- ff) Analizar y hacer cumplir sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar mediante Resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación;
- gg) **(Modificado por el Artículo 9 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002).** Requerir informaciones y realizar auditorías financieras y de cualquier otra naturaleza a las Empresas Eléctricas, a los productores independientes de energía que mantienen contratos de suministro con la CDE o su sucesora CDEEE y a las empresas concesionarias o autorizadas para instalar Sistemas Aislados. A tales fines, estará autorizada a tener libre acceso a sus libros de contabilidad y costos, así como a requerir toda la información financiera, técnica y económica que estime necesaria para lograr el buen funcionamiento del mercado eléctrico;
- hh) Fiscalizar los diferentes tipos de mantenimientos que realicen las Empresas Eléctricas.

Artículo 32.- Corresponderá al Consejo de la SIE, además de las funciones establecidas en el Artículo 33 de la Ley, las siguientes:

- a) Estudiar, evaluar y recomendar a la CNE sobre las propuestas de modificación a la Ley, el presente Reglamento o cualquier normativa cuya instrumentación no sea de su competencia;
- b) Aprobar los Reglamentos que expida la SIE en uso de las atribuciones que le confiere la Ley y el presente Reglamento;
- c) Aprobar la organización interna de la SIE la cual deberá incluir el manual de funciones y requerimientos de selección del personal;
- d) Expedir el Reglamento de Ética para los funcionarios de la entidad;
- e) Aprobar la imposición de multas y sanciones;
- f) Evaluar el desempeño del subsector eléctrico y de su marco normativo y proponer los ajustes que estime convenientes;
- g) Ordenar y evaluar los estudios que se requieran para efecto de expedición de tarifas según se establece en el presente Reglamento;
- h) Aprobar las actas de sus reuniones.

Artículo 33.- El Consejo deberá reunirse al menos dos veces por mes o siempre que dos (2) de sus miembros lo soliciten. De cada reunión se levantará acta donde se indique los asistentes, temas tratados, constancias y las decisiones adoptadas.

Artículo 34.- El Consejo requerirá de al menos dos (2) de sus integrantes para poder sesionar, uno de los cuales deberá ser su presidente o su delegado o apoderado especial, en cuyo caso las decisiones se tomarán a unanimidad de votos. En caso de que estén todos presentes las decisiones se adoptarán por mayoría de votos.

Artículo 35.- La organización interna de la SIE que apruebe el Consejo deberá incluir un área jurídica y una de auditoría interna. El auditor interno dependerá directamente del Consejo.

Artículo 36.- La selección del personal de la SIE deberá hacerse en base al cumplimiento de los requerimientos técnicos y profesionales para cada puesto, conforme al manual de funciones dictado por la SIE.

SECCION III.II

DE LA OFICINA DE PROTECCION AL CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD-PROTECOM

Artículo 37.- Se establecen las siguientes funciones generales para las Oficinas de PROTECOM:

- a) Regular y coordinar las acciones comunes a los Usuarios de Servicio Público y las Empresas de Distribución en las consultas y reclamaciones, mediante el establecimiento de mecanismos, procedimientos, responsabilidades y pautas generales de actuación;
- b) Velar por el cumplimiento de: (i) los procedimientos para la recepción, tramitación e información al Usuario de Servicio Público de consultas y reclamaciones; (ii) el establecimiento de infraestructura y equipamiento mínimos para la atención al Usuario de Servicio Público, de conformidad con lo que establezca la SIE, mediante Resolución; y, (iii) que la información sea transmitida a la SIE con carácter regular;
- c) Orientar o asistir a cualquier Usuario de Servicio Público en la presentación de una consulta o reclamación;
- d) Intervenir en la fiscalización del proceso de reclamación en primera instancia, en casos de incumplimiento o violación a la Ley o su Reglamento;
- e) Conocer en segunda instancia las reclamaciones efectuadas por los Usuarios de Servicio Público a las Empresas de Distribución.

Artículo 38.- De acuerdo con lo establecido por el Artículo 121 de la Ley, la SIE establecerá una oficina de PROTECOM en cada cabecera de provincia, las cuales serán instaladas gradualmente por ésta. Igualmente establecerá oficinas de PROTECOM, con la organización y recursos que la SIE decida en todos los municipios, en función de la cantidad de usuarios a atender, volumen de reclamaciones y el presupuesto disponible.

Párrafo.- Los recursos asignados a las oficinas deberán tomar en cuenta las restricciones presupuestales de la SIE y los ingresos por concepto de consumos fraudulentos según lo previsto en el Artículo 125 de la Ley.

Artículo 39.- La SIE podrá disponer de más de una oficina en un municipio, siempre y cuando su presupuesto se lo permita y los volúmenes de trabajo por reclamaciones lo requieran. Para el efecto, se tomará en cuenta al menos uno de los siguientes criterios adicionales:

- a) Los usuarios cubiertos por la nueva oficina estén a una distancia superior a los cinco (5) kilómetros de otra oficina;
- b) Exista evidencia de la necesidad de la nueva oficina, previa evaluación de la SIE de los resultados de la oficina principal del municipio y el

número de reclamos y penalizaciones relacionadas con la zona de influencia de la oficina a establecer.

Párrafo.- Las oficinas adicionales se considerarán de carácter transitorio en la medida que las condiciones de calidad del suministro así lo ameriten, de acuerdo con las evaluaciones que para el efecto realice la SIE. En este sentido, la SIE podrá organizar oficinas y servicios móviles que roten por el territorio nacional, en función de las necesidades.

Artículo 40.- Para efecto de lo dispuesto por los Artículos 125, Párrafo IV de la Ley, dentro de los primeros cinco (5) días de cada mes, o día laboral siguiente en caso que aquel sea festivo, las Empresas de Distribución deberán notificar a la SIE y a la CNE, los fraudes detectados, los consumos no registrados, los montos recaudados por dicho concepto en el mes anterior, así como los valores consignados en las cuentas bancarias que estas entidades le indiquen. Los porcentajes serán liquidados de la totalidad de las sumas recaudadas por concepto de facturas de recargo emitidas por las Empresas de Distribución por tal motivo, de conformidad con lo establecido en el Artículo 492 del presente Reglamento.

SECCION III.III

DEL PROCEDIMIENTO PARA LA EXPEDICION DE REGLAMENTOS, CODIGOS Y NORMAS TECNICAS

Artículo 41.- Para efecto de lo previsto en el Artículo 27 de la Ley, relacionado con el establecimiento, modificación y complemento de normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, la SIE solicitará opinión previa a la expedición de la Resolución respectiva, al OC y a las Empresas Eléctricas.

Artículo 42.- Para efecto de lo previsto en el Artículo 134 de la Ley, la SIE dictará mediante Resolución, un Reglamento con los procedimientos y penalidades que regirán el servicio de alumbrado público, dentro de los seis (6) meses siguientes a la promulgación del presente Reglamento. Para ello, la SIE solicitará la opinión de las Empresas de Distribución, la CDEEE, Liga Municipal Dominicana y cinco (5) de los principales ayuntamientos.

Artículo 43.- Para efecto de lo dispuesto en el Artículo 135 de la Ley, relacionado con extensiones y mejoras en la Red de Distribución con el apoyo de la CDEEE y los ayuntamientos, la SIE elaborará el procedimiento de regulación correspondiente. Para ello, deberá tomar en cuenta la opinión de la CDEEE, las Empresas de Distribución y cinco (5) de los principales ayuntamientos.

Artículo 44.- (Modificado por el Artículo 10 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002). Para efecto de lo dispuesto por los Artículos 110, 112 y 113 de la Ley, relacionados con las licitaciones públicas para la adquisición de electricidad en contratos de largo plazo por parte de las Empresas de Distribución, la SIE dictará mediante Resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación del

presente, un Reglamento que fije los procedimientos de esas licitaciones. Para ello, solicitará la opinión del OC y los agentes del MEM.

Párrafo I.- El Reglamento a que se refiere el presente Artículo, podrá incluir mecanismos tales como subastas, precios techo y precios piso de acuerdo con el nivel de desarrollo del MEM. Asimismo, dicho Reglamento, deberá establecer las condiciones de participación de empresas vinculadas en las licitaciones de compra de energía.

Párrafo II.- Se establece que las Empresas de Generación vinculadas a Empresas de Distribución deberán vender un cuarenta por ciento (40%) de su producción en el Mercado Spot. No obstante lo anterior, los contratos para la venta de energía suscritos y las concesiones otorgadas por estas empresas antes de la fecha de publicación del presente Reglamento, que fijen porcentajes diferentes al establecido en el Párrafo, seguirán vigentes hasta la fecha estipulada para su vencimiento.

CAPITULO IV

FIJACION Y FORMA DE RECAUDACION DE LA CONTRIBUCION PARA EL FINANCIAMIENTO DE LA CNE Y LA SIE

Artículo 45.- Todas las Empresas Eléctricas instaladas en la República Dominicana que realicen operaciones de generación, transmisión y distribución de electricidad, aportarán a la SIE y a la CNE hasta el uno por ciento (1%) de las ventas totales mensuales.

Artículo 46.- Cada Empresa de Generación, incluyendo Autoprodutores y Cogeneradores que vendan sus excedentes en el SENI, calcularán el monto de su contribución tomando el valor de las ventas mensuales de energía y potencia, realizadas en el Mercado Spot y de contratos, multiplicado por el porcentaje de contribución que se establece en este Reglamento, dividido entre dos (2). Se excluye del valor de las ventas los pagos por Peajes de Transmisión.

Artículo 47.- Cada Empresa de Distribución calculará el monto de su contribución tomando el valor de sus compras mensuales de energía y potencia realizadas en el Mercado Spot y de contratos, multiplicados por el porcentaje de contribución que se establece en este Reglamento dividido entre dos (2). Se excluye del valor de las ventas los pagos por Peajes de Transmisión.

Párrafo.- En caso que un Usuario No Regulado adquiera, bajo contrato, su energía de una Empresa de Generación, la contribución será pagada por la Empresa de Generación correspondiente tomando el valor de la venta mensual de energía y potencia multiplicado por el porcentaje de contribución que se indique, dividido entre dos (2).

Artículo 48.- La Empresa de Transmisión calculará el monto de su contribución tomando el valor de sus ingresos y multiplicándolo por la contribución que se indique en este Reglamento.

Artículo 49.- (Modificado por el Artículo 12 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Al momento de la promulgación del presente Reglamento el porcentaje de las contribuciones legales previstas en el Literal b) del Artículo 21 y Literal d) del Artículo 37 de la Ley 125-01, modificada por la Ley 186-07, el porcentaje de la contribución será igual al uno por ciento (1%) de las transacciones en el MEM. Los sistemas aislados pagarán el uno por ciento (1%), de sus ventas totales a los usuarios finales.

Artículo 50.- (Modificado por el Artículo 13 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La distribución de los aportes previstos en el Artículo 49, será del equivalente al 25% para la CNE y el restante 75% para la SIE.

Artículo 51.- (Modificado por el Artículo 14 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)⁵. Para la recaudación de la contribución, las Empresas Eléctricas consignarán antes del día treinta (30) de cada mes, en las cuentas bancarias que cada entidad indique, las aportaciones que les correspondan de acuerdo a lo establecido en los Artículos anteriores, de las transacciones económicas efectuadas en el MEM en el mes anterior. Dentro de los primeros cinco (5) días del mes siguiente, cada Agente del MEM deberá remitir vía fax y por mensajería con acuse de recibo, a la CNE y a la SIE el correspondiente soporte, en el formato que para el efecto expedirá la CNE y a la SIE, con las bases de liquidación y montos que fueron consignados y copia del recibo de la consignación respectiva. El incumplimiento de la obligación de pago, dentro de las fechas establecidas en el presente Reglamento, por parte de las Empresas Eléctricas originará una mora a favor de la CNE y la SIE, y en perjuicio de la empresa en incumplimiento, equivalente a la tasa activa del mercado de conformidad con el promedio publicado mensualmente por el Banco Central de la República Dominicana, por cada mes o fracción de mes en retraso del cumplimiento de dicha obligación; sin perjuicio de los recursos legales puestos a disposición de la CNE y de la SIE para el cobro de las sumas adeudadas y de las sanciones de que pueda ser pasible por incumplimiento del presente Reglamento.

CAPITULO V DEL ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL INTERCONECTADO

SECCION V.I. CONSTITUCION Y ORGANIZACION

Artículo 52.- De conformidad con lo establecido en el Artículo 38 de la Ley, las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, así como los Autoprodutores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, constituirán e integrarán un organismo que coordine la operación de las centrales generadoras, los sistemas de transmisión, distribución y comercialización denominado Organismo Coordinador.

⁵ Modificado anteriormente por el Artículo 11 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002.

Dicho Organismo Coordinador⁶ deberá ser constituido, a los fines de obtener personalidad jurídica propia, como una asociación sin fines de lucro, de conformidad con la Ley No. 520, del 26 de julio de 1920⁷ y sus modificaciones, cuyos estatutos deberán contener, entre otras, las disposiciones que más adelante se consignan y seguir los siguientes lineamientos:

- a) El nombre será ORGANISMO COORDINADOR;
- b) Su objeto será: i) planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad y de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización del Sistema Interconectado, tomando en consideración los pronósticos de demanda sobre bases estadísticas, en base a los cálculos del propio Organismo Coordinador y a los de las Empresas de Distribución, a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo, de acuerdo con las normas que al respecto se encuentren vigentes; ii) Garantizar la venta de Potencia Firme de las unidades generadoras del Sistema Interconectado; iii) Calcular y valorizar las transferencias de energía y potencia de electricidad que se produzcan por esa coordinación, como también los peajes por uso del Sistema de Transmisión; iv) Entregar a la SIE y a la CNE, las informaciones que éstas soliciten y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el sistema eléctrico interconectado; v) Cooperar en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado mayorista de electricidad; vi) realizar las inversiones y cualquier otro tipo de operación o actividad lícita que sirva para la ejecución de su objeto principal y que considere conveniente para sus fines, cuando éstas sean autorizadas por el Consejo de Coordinación;
- c) Su duración será por tiempo indefinido;
- d) Tendrá su propio patrimonio el cual se conformará a partir de las aportaciones de los Agentes del MEM asociados. Los aportes de los Agentes del MEM al Organismo Coordinador serán proporcionales al volumen de sus respectivas transacciones económicas en energía y potencia, ya sea en contratos o en el Mercado Spot. La participación de cada Agente del MEM en las transacciones económicas se determinará conforme a las disposiciones del presente Reglamento y de sus estatutos;
- e) Su dirección estará a cargo del Consejo de Coordinación;
- f) Los bloques de las Empresas Eléctricas, estarán conformados de la siguiente manera: 1) El bloque de generación privada por las Empresas

6 El Organismo Coordinador quedó constituido en la Asamblea de fecha 30 de abril del año 2008 y mediante Resolución No. 0034 de fecha 11 de junio de 2008, expedida por el Procurador General de la República se concedió el beneficio de incorporación a la asociación sin fines de lucro "ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA INTERCONECTADO DE LA REPUBLICA DOMINICANA, INC." Fue publicada en el periódico El Caribe en su edición de fecha 03 de julio de 2008.

7 La Ley No. 520 del 26 de julio de 1920 y sus modificaciones, fue derogada por la Ley No. 122-05 de fecha 8 de abril de 2005 sobre Regulación y Fomento de las Asociaciones sin Fines de Lucro en la República Dominicana.

Eléctricas de Generación, los Autoprodutores y los Cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, amparados de la concesión correspondiente; 2) El bloque de Distribución por las Empresas de Distribución; 3) La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED); 4) La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID);

- g) Cada bloque, de manera individual, deberá elegir su representante ante el Consejo de Coordinación;
- h) Deberá establecerse en los estatutos la prohibición de reelección por períodos consecutivos de una misma empresa o empresa vinculada, como representante ante el Consejo de Coordinación, excepto en los bloques que sólo se encuentren integrados por una sola empresa;
- i) Deberá establecerse en los estatutos la prohibición de que empresas vinculadas ostenten la representación de diferentes bloques dentro del Consejo de Coordinación, en un mismo período, con excepción de las empresas estatales;
- j) El sistema de votación interna de cada uno de los bloques será el siguiente: 1) Bloque de Distribución. Las decisiones a lo interno de este bloque se adoptarán a unanimidad de votos de sus integrantes, al momento de elegir sus representantes. En caso de que surjan nuevas Empresas de Distribución interconectadas al SENI, el concepto de la unanimidad será modificado a fin de darle participación a la nueva Empresa de Distribución en un nuevo esquema de votación. 2) Bloque de Generación. Las decisiones a lo interno de este bloque se adoptarán utilizando el sistema de votación en que cada empresa tendrá un número de votos proporcional a su participación en las transacciones económicas en energía y potencia, en base al promedio de los montos utilizados en los cálculos de los aportes al OC, del semestre inmediatamente anterior presentado por la gerencia del Organismo Coordinador. Las decisiones a lo interno de este bloque se adoptarán por mayoría de votos;
- k) Al elegir los representantes y sus respectivos suplentes ante el Consejo de Coordinación, todas las empresas componentes de los bloques de generación y distribución deberán suscribir un documento mediante acto bajo firma privada, debidamente legalizado. Este documento deberá por lo menos contener: a) la identificación del representante y su suplente elegido, así como la firma y número de votos de los asociados que los eligen; b) las restricciones a aplicar por cada bloque para la toma de decisiones ante el Consejo de Coordinación; c) la autorización para firmar las resoluciones que emita el Consejo de Coordinación, así como los demás documentos originados en el ejercicio de sus funciones;
- l) Según se indica en los Artículos 24 literal ñ) y 36 letra h) de la Ley, la SIE, representada por el Superintendente de Electricidad, presidirá el

Organismo Coordinador con derecho al voto de desempate y será el único representante con poder de veto;

- m) De conformidad con el Artículo 40 de la Ley, la autoridad máxima será el Consejo de Coordinación, el cual estará compuesto por un representante de la SIE quien lo presidirá, un representante de las Empresas Eléctricas de generación privada, uno de la empresa eléctrica estatal (hidroeléctrica), uno de la de transmisión y uno de las de distribución.

Artículo 53.- Funciones del Consejo de Coordinación.

El Consejo de Coordinación tendrá la dirección y administración del OC y está autorizado para actuar en nombre de éste y realizar o autorizar todos los actos y operaciones de gestión que se relacionen con su objeto. Serán funciones del Consejo de Coordinación, con carácter enunciativo, las siguientes:

- a) Coordinar la operación del SENI, en cumplimiento de las disposiciones de la Ley y de este Reglamento;
- b) Elaborar y coordinar la programación del despacho económico de carga, en cumplimiento de las disposiciones de la Ley y de este Reglamento;
- c) Facilitar los intercambios de electricidad entre los Agentes del MEM;
- d) Garantizar la venta de Potencia Firme de las unidades generadoras del sistema;
- e) Calcular los precios y transacciones económicas derivados de tales intercambios, en base a las disposiciones legales vigentes;
- f) Convenir con personas físicas o morales, públicas y/o privadas, nacionales y extranjeras los estudios generales o específicos relacionados con el cumplimiento de las funciones del OC;
- g) Representar al OC frente a los terceros, incluyendo la Administración Pública y los particulares;
- h) Cooperar con la CNE y la SIE en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado eléctrico;
- i) Entregar a la SIE las informaciones que ésta solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector;
- j) Aprobar los manuales de procedimiento administrativo para el funcionamiento del OC;

- k) Realizar todas las actuaciones necesarias para alcanzar los objetivos del OC y adoptar cuantas decisiones se requieran para ello;
- l) Formular y someter a la aprobación de la asamblea general ordinaria anual o la que se celebre en lugar de ésta, el presupuesto de gastos para el próximo ejercicio fiscal;
- m) Designar y sustituir al gerente general y a los demás gerentes del OC, así como fijarles su remuneración;
- n) Examinar y tramitar las solicitudes de afiliación al OC, luego de verificar si el solicitante cumple con los requisitos exigidos por las disposiciones legales vigentes, para ser afiliados al mismo;
- o) Asignar a sus miembros funciones y atribuciones adicionales a las previstas en los estatutos;
- p) Aprobar los informes de las transacciones económicas derivadas de las transferencias de energía y potencia entre los Agentes del MEM;
- q) Administrar los fondos del OC, sujeto a las reglas e instrucciones especiales que le impongan la asamblea general y los estatutos;
- r) Supervisar la contabilidad de los fondos del OC;
- s) Autorizar la apertura y/o el cierre de todo tipo de cuentas corrientes y de ahorros en instituciones bancarias nacionales o extranjeras, así como designar las personas con capacidad para librar cheques, letras de cambio, pagarés y demás efectos de comercio, en nombre del OC;
- t) Autorizar las acciones judiciales y extrajudiciales del OC, las cuales se deberán llevar a efecto por medio del presidente del Consejo de Coordinación, a nombre de quien se redactarán todos los actos, defensas y actuaciones similares en que intervenga el OC;
- u) Desistir y transar las acciones después de iniciadas;
- v) Convocar a las asambleas generales cuando lo considere conveniente, conforme se indique en los estatutos;
- w) Poner a disposición de los Agentes del MEM asociados, con quince (15) días de anticipación a la reunión de toda asamblea general ordinaria anual, el estado descriptivo de los ingresos y de los egresos durante el año, que junto con el informe detallado de sus gestiones, deberán someter a la asamblea.

Párrafo.- Las decisiones adoptadas por el Consejo de Coordinación, dentro del ámbito de sus atribuciones, obligan a todos los Agentes del MEM.

SECCION V.II FINANCIAMIENTO DEL ORGANISMO COORDINADOR

Artículo 54.- El OC definirá en sus estatutos la forma de financiar su presupuesto de operación e inversión, acogiendo a los siguientes principios:

- a) Serán aportantes las Empresas de Generación (incluyendo Autoprodutores y Cogeneradores que vendan sus excedentes de energía y potencia al SENI), Empresas de Distribución, la EGEHID y la ETED.
- b) Cada empresa aportará en proporción a su participación en el total de las transacciones económicas del MEM.

SECCION V.III. OPERACION DEL ORGANISMO COORDINADOR

Artículo 55.- El OC coordinará la operación del SENI de acuerdo con la Ley, las reglas, normas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que forma parte integral del presente Reglamento y en general, todas las normas que le sean aplicables.

TITULO IV CONCESIONES Y PERMISOS

CAPITULO I ACTIVIDADES QUE REQUIEREN CONCESION O PERMISO

Artículo 56.- Requieren de concesión o permiso las Empresas Eléctricas que deseen explotar el negocio de generación o distribución de electricidad, así como los Autoprodutores y Cogeneradores que vendan sus excedentes en el SENI. Asimismo requerirán de concesión los Sistemas Eléctricos Aislados con una demanda superior a 2 megavatios (MW).

CAPITULO II DE LAS CONCESIONES

Artículo 57.- (Modificado por el Artículo 15 del Decreto No. 494-07 30 de agosto de 2007). A los fines de aplicación de la Ley, toda persona moral, nacional o extranjera, legalmente constituida, que desee explotar el negocio de generación o distribución de electricidad, deberá solicitar la debida autorización a las autoridades correspondientes, conforme sea una Concesión Provisional o Definitiva. Las Concesiones Provisionales serán tramitadas, evaluadas y aprobadas o rechazadas, de manera directa por la CNE. Las Concesiones Definitivas serán otorgadas por el Poder Ejecutivo, al que el interesado le formulará la solicitud en la SIE.

Artículo 58.- Todos los documentos relativos a la Petición deberán ser presentados en idioma español.

(Introducido por el Artículo 80 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). La SIE definirá los procedimientos técnicos necesarios para realizar las verificaciones e inspecciones a los puntos de suministro de Clientes o Usuarios del servicio eléctrico, así como la metodología para obtener, recopilar y procesar las evidencias técnicas y peritajes respecto del estado de los suministros.⁸

Artículo 59.- (Modificado por el Artículo 16 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El costo de las publicaciones que deba realizar la CNE en ocasión de la tramitación de cualquier petición o solicitud, será cubierto por el peticionario o solicitante.

Artículo 60.- La generación de electricidad y la transmisión no requieren concesión en sistemas interconectados o aislados cuando la demanda máxima en potencia sea inferior a dos (2) megavatios (MW) y que incluya suministros a Empresas de Distribución, pudiendo ser realizada libremente cumpliendo las normas técnicas y de operación contenidas en la Ley y el presente Reglamento u otros Reglamentos complementarios.

Párrafo.- No obstante lo anteriormente expuesto, para los sistemas interconectados o aislados con una demanda inferior a dos (2) megavatios (MW) la empresa interesada deberá solicitar a la SIE las correspondientes autorizaciones de Instalación y Puesta en Servicio de Obras Eléctricas conforme a lo que se establezca en el Reglamento que ésta dicte por Resolución para tales fines.

Artículo 61.- En los casos en que una Empresa de Generación decidiera instalarse en una zona geográfica donde no existan facilidades de interconexión con el SENI, podrá obtener una concesión especial para instalar la línea de interconexión, siempre que la Empresa de Transmisión no se encuentre en disposición de asumir las inversiones correspondientes. A tales fines el Peticionario deberá incluir en el expediente de solicitud una certificación de la Empresa de Transmisión en ese sentido, así como de que el Peticionario ha realizado las negociaciones pertinentes con la Empresa de Transmisión para instalar la línea de interconexión y de que el proyecto cumple con las normas técnicas y de calidad vigentes.

CAPITULO III DE LAS CONCESIONES PROVISIONALES

Artículo 62.- (Modificado por el Artículo 17 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Le corresponderá a la CNE otorgar mediante Resolución, la Concesión Provisional que permite al peticionario efectuar las prospecciones, los análisis y los estudios de obras eléctricas en terrenos de terceros, ya sean de particulares, estatales o municipales.

⁸ El Decreto No. 494-07, en su Artículo 80 lo que hace es "introducir" este texto en el Artículo 58, sin derogar ni sustituir las disposiciones originales de dicho Artículo. Sin embargo, el contenido del texto introducido no se corresponde con este Artículo, sino las disposiciones del Artículo 494 del presente Reglamento, referido a la verificación y suspensión del suministro de energía eléctrica.

Artículo 63.- (Modificado por el Artículo 18 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El peticionario al momento de formular su petición deberá depositar en la CNE, conforme a las formalidades y procedimientos establecidos en el Reglamento que dicte la CNE por Resolución, los siguientes documentos:

- a. Carta solicitud dirigida al Director Ejecutivo de la CNE, contentiva de una descripción del proyecto que desea ejecutar, consignando la designación catastral y ubicación geográfica específica de los terrenos;
- b. Documentos constitutivos de la sociedad, debidamente certificados, en caso de ser una empresa dominicana, o certificado de existencia legal, en caso de ser empresa extranjera. En todo caso debe depositar el documento que acredite la representación legal;
- c. Una descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se ejecutarían durante el período de la Concesión Provisional y los plazos para el inicio y terminación de estos;
- d. Acuerdo entre las partes o sentencia del juez de paz correspondiente, para el uso de los terrenos en que se desarrollarán los estudios;
- e. El pago de la tarifa que fije la CNE, por Resolución, por concepto de evaluación de la petición.

Artículo 64.- (Modificado por el Artículo 19 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Dentro de los cinco (5) días laborables de haber recibido la solicitud, la CNE publicará la misma en un periódico de circulación nacional, con el objeto de que cualquier interesado presente, en un plazo no mayor de cinco (5) días laborables contados a partir de la publicación, sus observaciones u objeciones al respecto.

Párrafo.- La CNE deberá resolver sobre dicha solicitud en un plazo de veinte (20) días laborables contados a partir del vencimiento del plazo para el depósito de observaciones u objeciones, sin contar los días que el solicitante o peticionario tarde para presentar la documentación adicional que le solicite la CNE. La CNE en su Resolución deberá pronunciarse respecto de las observaciones u objeciones, si las hubiere.

Artículo 65.- (Modificado por el Artículo 20 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). En la Resolución de Concesión Provisional se consignará:

- a) El plazo de dicha concesión, el cual no podrá ser mayor de dieciocho (18) meses;
- b) La descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se autorizan;
- c) Las fechas para el inicio y terminación de tales trabajos.

Párrafo.- La CNE publicará en un periódico de circulación nacional, a cuenta del peticionario, el otorgamiento de Concesión Provisional por dos (2) veces consecutivas en un plazo de quince (15) días, a partir de la fecha de otorgamiento de la misma.

Artículo 66.- (Modificado por el Artículo 21 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Una vez otorgada una Concesión Provisional en un área específica, la CNE no podrá, en esa misma área, otorgar una nueva Concesión Provisional sin que haya expirado el plazo estipulado en la concesión otorgada.

Párrafo.- Excepcionalmente la CNE podrá otorgar otra Concesión Provisional en la misma área, en uno de estos casos:

- a) Expiración del plazo concedido en la autorización anterior;
- b) Renuncia del Concesionario antes de expirar el plazo otorgado;
- c) El no inicio de las labores o estudios a realizar en el tiempo comprometido para ello. El peticionario deberá dar constancia escrita a la CNE del inicio de los estudios dentro de un plazo no mayor de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de la Concesión Provisional. En caso de no presentar dicha constancia en el plazo establecido, la CNE podrá declarar la caducidad de la Concesión Provisional.

CAPITULO IV DE LAS CONCESIONES DEFINITIVAS

Artículo 67.- Alcance.

Deben presentar solicitudes de Concesión Definitiva, todas las personas jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen instalar una obra eléctrica, sea ésta de generación o distribución de electricidad en el territorio de la República Dominicana. Asimismo los beneficiarios de contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas otorgados con anterioridad a la Ley, por la Corporación Dominicana de Electricidad o de Concesión Definitiva, cuando los derechos en ellos otorgados no contemplen la Obra Eléctrica que se desea explotar.

Asimismo deberán obtener Concesión Definitiva los Productores Independientes de Electricidad (IPP's) que mantienen contrato con la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), los cuales por estar instalados con anterioridad a la Ley, podrán obtener la misma mediante el procedimiento especial que se describe en el presente Reglamento.

Artículo 68.- Excepciones.

Quedan exceptuadas de esta disposición: 1) las instalaciones eléctricas ejecutadas con fines exclusivos de autogeneración. Sin embargo las instalaciones eléctricas con fines exclusivos de autogeneración, deberán

solicitar la correspondiente autorización del Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales; 2) Las empresas beneficiarias de un contrato de Otorgamiento de Derechos para la Explotación de Obras Eléctricas con anterioridad a la Ley; y 3) Los Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia de hasta dos (2) megavatios (MW).

Artículo 69.- Exclusiones.

De conformidad con el Artículo 45 de la Ley, la SIE en ningún caso recomendará la Concesión Definitiva para la explotación de una Obra Eléctrica para aquellas solicitudes de Obras Eléctricas cuya tecnología contemple, sea durante su construcción o durante su explotación, el uso de residuos tóxicos de origen externo o interno que degraden el medio ambiente y el sistema ecológico nacional.

Tampoco recomendará concesiones de Sistemas Aislados dentro de zonas efectivamente servidas por las Empresas Concesionarias de Distribución.

Artículo 70.- Autoridad Otorgante.

La autoridad otorgante de la Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas es el Poder Ejecutivo. A tales fines, el interesado deberá someter su solicitud acompañada de su proyecto en la SIE, la cual formulará su recomendación en base al estudio y evaluación que efectúe de los mismos. La SIE remitirá a la CNE el expediente de solicitud y su recomendación, dentro del plazo más adelante indicado. La CNE a su vez elaborará un informe de recomendación. Si éste es favorable, lo remitirá al Poder Ejecutivo dentro del plazo más abajo indicado. Si el proyecto es rechazado por la CNE, ésta lo comunicará al interesado.

Artículo 71.- Requisitos.

Todo Peticionario, deberá tener domicilio legal en República Dominicana, y deberá presentar su Petición por intermedio de su representante legal, debidamente acreditado, personalmente, por ante las oficinas de la SIE, en un (1) original y tres (3) copias debidamente foliados y sellados en cada página como original, copia número uno (1), copia número dos (2) y copia número tres (3), respectivamente.

Toda solicitud de Concesión Definitiva deberá contener lo siguiente:

- a) Carta-solicitud dirigida al Presidente de la República, vía la SIE, señalando expresa y detalladamente la Petición y los documentos que se adjunten.
- b) Antecedentes de la firma que desea ejecutar el proyecto. Para avalar los antecedentes de la firma, en esta etapa, el Peticionario deberá presentar los siguientes documentos:
 - 1) Un certificado de existencia legal, emitido en el país de origen de la firma, de ser ésta extranjera; en caso de una empresa dominicana, copia certificada de los documentos constitutivos y de las asambleas

celebradas hasta la fecha. En ambos casos debe incluir el documento o poder que avale la representación legal.

- 2) Cualquier documento oficial de la firma que demuestre sus antecedentes financieros.
- 3) Cualquier documento oficial de la firma que contenga una descripción de sus actividades comerciales.

c) Documento con la descripción del proyecto que contemple:

- 1) Ubicación de la Obra Eléctrica adjuntando, de ser el caso, copia de los títulos de propiedad de los terrenos sobre los cuales será construida, o cualquier otra documentación que avale la propiedad o derecho de uso del terreno.
- 2) Descripción de las obras civiles del proyecto.
- 3) Tecnología a ser utilizada; en particular, para los proyectos de generación, tipos y composiciones de los combustibles que serán utilizados.
- 4) Tiempo de vida útil del proyecto y capacidad de producción.
- 5) Facilidades, Servidumbres, derechos de paso, derechos de uso, etc., requeridos para la instalación del proyecto y cómo se tiene prevista su obtención.
- 6) Cuando corresponda, la descripción de las Obras Eléctricas de transmisión que serán requeridas conforme al proyecto y a cargo de quién estará la responsabilidad de su construcción, así como la certificación de la Empresa de Transmisión, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.
- 7) En el caso de obras de generación y transmisión, se deberá presentar un estudio eléctrico que contendrá por lo menos el análisis de corto circuito, flujo de carga y estabilidad del Sistema Interconectado para su aprobación por la SIE. En su defecto el Peticionario deberá declarar en su solicitud, de manera expresa, el compromiso de presentar dicho estudio el cual será una condición indispensable para la autorización de puesta en servicio de Obras Eléctricas. El Peticionario deberá hacer constar que en caso de surgir cualquier incompatibilidad para la interconexión de las obras con el SENI, asumirá los costos que conlleven su compatibilización.
- 8) Cronograma de ejecución de las obras y la fecha programada para su Puesta en Servicio.

d) El estudio del impacto ambiental de las Obras Eléctricas y la correspondiente constancia de recepción del mismo por parte del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

- e) El pago de la tarifa que fije la SIE, por Resolución, por concepto de estudio y evaluación de la Petición.

Párrafo.- La Certificación de No Objeción por parte del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, luego de la evaluación del estudio de impacto ambiental, será una condición indispensable para el otorgamiento de la Concesión Definitiva para la Explotación de Obras Eléctricas.

Artículo 72.- La SIE no conocerá solicitud alguna que no fuere presentada de la manera antes señalada.

Artículo 73.- Registro de las peticiones.

La SIE registrará, tramitará y evaluará las Peticiones que se realicen, de conformidad con el Reglamento de Tramitación de Obras Eléctricas que ésta dicte por Resolución. La SIE tendrá un plazo de treinta (30) días para solicitar documentos adicionales al Peticionario, contado a partir del vencimiento del plazo para realizar las objeciones de parte de cualquier interesado. La SIE remitirá su recomendación a la CNE en un plazo no mayor de sesenta (60) días laborables descontando los días que el Peticionario tarde en depositar la documentación adicional que se le solicite y el plazo establecido en el presente Reglamento en caso de objeciones.

Artículo 74.- Publicación.

En vista de que la Concesión para la explotación de obras eléctricas es un proceso público, la SIE deberá dar la debida difusión a la solicitud para permitir que cualquier parte afectada por el proyecto, pueda informarse sobre la solicitud presentada y formular sus observaciones u objeciones. Luego de la publicación de la solicitud y pasado el plazo para interponer objeciones, éstas serán declaradas irrecibibles por la SIE.

La SIE dentro de los cinco (5) días laborables siguientes a la recepción de toda solicitud, efectuará una publicación, en un periódico de circulación nacional, a su elección, concediendo un plazo de diez (10) días laborables para que cualquier interesado, comunique su interés en ejecutar el mismo proyecto contemplado en la Petición y, si fuere el caso, para que cualquier tercero afectado presente su oposición u observaciones a la ejecución de la Obra Eléctrica por cuenta del Peticionario.

En esta publicación se señalarán de manera resumida las características del proyecto y su ubicación, pero sin hacer público el nombre del solicitante. La publicación señalará que los interesados en el proyecto, podrán asistir a las oficinas de la SIE y consultar los documentos de la Petición que no fueren confidenciales, previo registro de sus generales de Ley en el Libro de Registro de Peticiones.

Artículo 75.- Existencia de otros interesados en ejecutar el proyecto.

De existir interés en ejecutar el mismo proyecto por parte de terceros, éstos deberán demostrar a la SIE que cuentan con la capacidad técnica y económica

para su desarrollo, conforme lo establezca el Reglamento de Tramitación de Explotación de Obras Eléctricas a ser dictado por la SIE. La SIE les fijará un plazo para la presentación de la documentación que acredite dichas capacidades y los niveles mínimos requeridos en cada rubro.

La SIE deberá notificar al Peticionario sobre la existencia de terceros interesados en ejecutar el proyecto y de la documentación que le estuviere siendo requerida para evaluar la seriedad de su interés. Ante tal presentación y comprobada la seriedad del interés del tercero solicitante, la SIE deberá iniciar un proceso de licitación pública para la Concesión Definitiva de Explotación de las Obras Eléctricas de que se trate, debiendo seguir el procedimiento establecido en el presente Reglamento.

Artículo 76.- Existencia de oposición u observaciones al Proyecto.

En caso de existir oposición u observaciones a la ejecución de la Obra Eléctrica de que se trate, en consideración de los argumentos presentados, la SIE podrá abrir un período de sometimiento de pruebas, para que, en su caso:

- a) El demandante presente pruebas adicionales que respalden su oposición o sus observaciones; y
- b) El Peticionario presente las aclaraciones o pruebas de descargo que correspondan;
- c) La SIE, luego de estudiar y ponderar la documentación que le fuere presentada por los interesados, tomará su decisión para oportunamente hacer su recomendación a la CNE.

Artículo 77.- Remisión de la Petición de Concesión Definitiva y del Informe de Recomendación a la CNE.

Una vez emitida la Resolución por el Consejo, el Superintendente remitirá el Informe de Recomendación a la CNE, anexando una copia de los documentos que conforman el expediente de solicitud.

Artículo 78.- Suspensión del Trámite.

El procesamiento de una solicitud de Concesión Definitiva en instancias de la SIE, sólo podrá ser suspendido en el caso de que el Consejo determine el inicio de un proceso de licitación pública, conforme se establece en el presente Reglamento.

Artículo 79.- Trámite ante la CNE.

Una vez que la SIE remita el informe con su recomendación a la CNE, ésta procederá a otorgar su recomendación al Poder Ejecutivo conforme a su Reglamento de Tramitación Interna, en un plazo no mayor de veinticinco (25) días laborables a partir del apoderamiento antes indicado, tomando como base el estudio y evaluación del informe que le sea presentado por la SIE. Si el resultado de la evaluación fuera el rechazo de la Petición, procederá

a comunicarlo al Peticionario, en un plazo igual al anteriormente establecido para la comunicación al Poder Ejecutivo.

Artículo 80.- Contenido de la Autorización de Concesión Definitiva.

La autorización del Poder Ejecutivo que otorgue una Concesión Definitiva deberá contener básicamente:

- a) La identificación del Concesionario;
- b) Los derechos y obligaciones de las partes, de conformidad con la Ley y este Reglamento;
- c) Plazo de inicio y terminación de las obras;
- d) Sanciones por el incumplimiento del plazo otorgado en la concesión para el inicio de la instalación y la puesta en funcionamiento de la obra eléctrica;
- e) La individualización de las Servidumbres que se constituyen;
- f) Las zonas específicas sujetas a concesión en caso de concesiones de Servicio Público de Distribución;
- g) Las zonas específicas en las que se ejecutará el proyecto autorizado por la concesión;
- h) Condiciones, si aplica, bajo las cuales se otorga la concesión;
- i) Plazo de la concesión;
- j) Causales de caducidad y revocación;
- k) Disposiciones sobre calidad y continuidad del servicio;
- l) Autorización al Director Ejecutivo de la CNE para la firma del Contrato de Concesión.

Artículo 81.- Renovación de las Concesiones.

La solicitud de renovación de una Concesión Definitiva deberá realizarse en el plazo indicado en la Ley y seguirá el mismo procedimiento que una solicitud de Concesión Definitiva, descrito en el presente Reglamento, con exclusión de la documentación ya depositada y debidamente actualizada en poder de la SIE.

Artículo 82.- Transferencia de las Concesiones.

Sin previa autorización de la SIE, no se podrá transferir las concesiones de generación ni distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arrendamiento, traspaso entre personas asociadas, transformación, absorción o fusión de

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

Para obtener dicha autorización, el propuesto adquiriente deberá presentar a la SIE toda la información consignada en el presente Reglamento y en Reglamento de Tramitación para la Explotación de Obras Eléctricas que dicte la SIE, la documentación que acredite su capacidad técnica y económica, así como cualquier otra documentación que la SIE considere pertinente a tales fines, debiendo ajustarse dicha solicitud al mismo procedimiento de una solicitud de Concesión Definitiva.

Como se ha indicado anteriormente, tampoco podrán realizarse traspaso de acciones que conlleven el control accionario de la empresa concesionaria, sin el consentimiento previo de la SIE, por lo que en estos casos, deberá seguirse el procedimiento descrito en el presente Artículo.

Dentro de los treinta (30) días laborables a partir de la recepción de la citada solicitud, la SIE otorgará o rechazará la solicitud de autorización.

Artículo 83.- En cualquier caso de transferencia y siempre que ésta sea autorizada conforme el presente Reglamento, la propuesta adquiriente deberá cumplir con todas las condiciones que la Ley fija para ser Concesionario.

Artículo 84.- Revocación de las Concesiones.

Las Concesiones terminarán por la declaración de caducidad, incumplimientos de las obligaciones del Concesionario o renuncia. Según sea el caso deberá seguir el procedimiento siguiente:

- a) Si se trata de un caso de caducidad o de revocación, por las causas indicadas en la Ley, la SIE previa investigación y revisión del caso, emitirá un Informe de Recomendación en ese sentido a la CNE, la que a su vez tramitará al Poder Ejecutivo para la emisión, en caso de considerarlo así, de la correspondiente declaratoria de caducidad o revocación de la concesión de que se trate. En estos casos, el Poder Ejecutivo dispondrá la intervención administrativa en forma provisional de la concesión, con cargo al antiguo concesionario, a fin de asegurar la continuidad de sus operaciones, hasta que un nuevo Concesionario asuma la explotación de las obras.
- b) En caso de renuncia, una vez la SIE haya recibido ésta de parte del Concesionario, en un plazo de treinta (30) días laborables remitirá el correspondiente informe a la CNE, la que a su vez tramitará al Poder Ejecutivo para la correspondiente revocación.

Párrafo I.- Una vez declarada la caducidad, revocación o aceptada la renuncia por el Poder Ejecutivo, los derechos y bienes de la concesión extinguida, serán licitados públicamente, dentro de un plazo no mayor de un (1) año.

Párrafo II.- La SIE establecerá el procedimiento para la licitación, tomando en consideración de que en las bases de la misma, se establecerá principalmente las obras de terminación, de reparación y de mejoramiento de las instalaciones, que deberán ejecutarse y las adquisiciones.

Artículo 85.- Requisitos que deben cumplir los Productores Independientes de Electricidad (IPP's) para la obtención de Concesión Definitiva.

Las Empresas de Generación que tienen suscritos contratos de venta de energía (PPA) con la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), a fin de adecuarse a lo prescrito en la Ley, deberán en un plazo no mayor de seis (6) meses proveerse de la correspondiente Concesión Definitiva para la explotación de las Obras Eléctricas que estén ejecutando, para lo cual deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Si es una empresa extranjera debe tener y fijar su domicilio legal en la República Dominicana y presentar su Petición por intermedio de su representante legal, debidamente acreditado, personalmente, por ante las oficinas de la SIE, en un (1) original y tres (3) copias debidamente foliados y sellados en cada página como original, copia número uno (1), copia número dos (2) y copia número tres (3), respectivamente, dicha Petición deberá contener lo siguiente:
 - 1) Carta-solicitud dirigida al Presidente de la República, vía la SIE, señalando expresa y detalladamente la Petición y los documentos que se adjunten.
 - 2) Un certificado de existencia legal, emitido en el país de origen de la firma, de ser ésta extranjera; en caso de una empresa dominicana, copia certificada de los documentos constitutivos y de las asambleas celebradas hasta la fecha. En ambos casos el documento o Poder que avale la representación legal.
 - 3) Certificación de que se encuentra al día en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias y la documentación relativa a la exención impositiva cuando aplique.
- b) Documento con la descripción de las Obras Eléctricas, que contemple:
 - 1) Ubicación de la Obra Eléctrica, adjuntando, de ser el caso, copia de los títulos de propiedad de los terrenos sobre los cuales está construida, o cualquier otra documentación que avale la propiedad o derecho de uso del terreno.
 - 2) Descripción de las obras civiles del sistema.
 - 3) Tecnología utilizada, en particular, tipos y composiciones de los combustibles que se utilizan.

- 4) Tiempo de vida útil de las instalaciones existentes y su capacidad de producción.
- 5) Facilidades, Servidumbres, derechos de paso, derechos de uso, etc.
- c) Licencia Ambiental expedida por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales o Certificación de no-objeción expedida por dicha Institución.
- d) Inversión realizada.
- e) El contrato suscrito con la CDEEE y sus modificaciones, si aplica.
- f) El pago de la tarifa que fije la SIE, por Resolución, por concepto de estudio y evaluación de la petición.

Párrafo.- La SIE no conocerá ninguna solicitud que no fuere presentada de la manera antes señalada.

Artículo 86.- En la tramitación de las solicitudes a que se refiere el Artículo anterior, no se requerirá efectuar publicación alguna y la SIE deberá en un plazo no mayor de 40 (cuarenta) días laborables, sin contar los días en que el Peticionario tarde en depositar la documentación adicional que le sea solicitada por la SIE, enviar el expediente junto con su informe de recomendación a la CNE, para que ésta lo tramite al Poder Ejecutivo para el otorgamiento de la correspondiente Concesión Definitiva.

Párrafo.- Hasta tanto dichas empresas no obtengan Concesión Definitiva no podrán formar parte del OC.

Artículo 87.- (Eliminado por el Artículo 22 del Decreto 494-07 de fecha 30 de agosto de 2007)⁹.

SECCION IV.I DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Artículo 88.- Para la instalación de Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia superior a dos (2) megavatios (MW) se requerirá obtener la correspondiente Concesión Definitiva, para lo cual el interesado deberá cumplir con los requisitos y procedimientos de tramitación establecidos en los Artículos anteriores de la sección correspondiente.

Párrafo.- En cada caso la SIE evaluará las condiciones que justifiquen la necesidad de instalación de sistemas aislados.

Artículo 89.- Los Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia superior a dos (2) megavatios (MW), existentes a la fecha de publicación del presente

⁹ Este Artículo establecía textualmente lo siguiente: Recursos. En virtud de las disposiciones del Artículo 127 de la Ley, toda Resolución o decisión de la SIE, el afectado podrá interponer recurso jerárquico ante el Tribunal Contencioso Administrativo.

Reglamento, a fin de adecuarse a lo prescrito en la Ley, deberán en un plazo no mayor de seis (6) meses proveerse de la correspondiente Concesión Definitiva para la explotación de las Obras Eléctricas que estén ejecutando, para lo cual deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Si es una empresa extranjera debe tener domicilio legal en la República Dominicana y presentar su Petición por intermedio de su representante legal, debidamente acreditado, personalmente, por ante las oficinas de la SIE, en un (1) original y tres (3) copias debidamente foliados y sellados en cada página como original, copia número uno (1), copia número dos (2) y copia número tres (3), respectivamente, la cual solicitud deberá contener lo siguiente:
 - 1) Carta-solicitud dirigida al presidente de la República, vía la SIE, señalando expresa y detalladamente la petición y los documentos que se adjunten.
 - 2) Un certificado de existencia legal, emitido en el país de origen de la firma, debidamente legalizado por el Consulado competente, si ésta es extranjera; en caso de una empresa dominicana, copia certificada de los documentos constitutivos y de la última Asamblea Ordinaria celebrada hasta la fecha. En ambos casos el documento o poder que avale la representación legal.
 - 3) Certificación de que se encuentra al día en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias.
- b) Documento con la descripción de las obras eléctricas, que contemple:
 - 1) Ubicación de la Obra Eléctrica, adjuntando, de ser el caso, copia de los títulos de propiedad de los terrenos sobre los cuales están construidas, o cualquier otra documentación que avale la propiedad o derecho de uso del terreno.
 - 2) Descripción de las obras civiles del sistema.
 - 3) Tecnología utilizada; en particular, tipos y composiciones de los combustibles que se utilizan.
 - 4) Tiempo de vida útil de las instalaciones existentes (generación, transmisión y distribución) así como su capacidad de producción.
 - 5) Facilidades, Servidumbres, derechos de paso, derechos de uso, etc.,
 - 6) Descripción de las Obras Eléctricas de transmisión y distribución adjuntando los planos de las mismas.
 - 7) Mapa de la zona geográfica o delimitación específica de la zona que comprende dicho sistema.

- c) Licencia Ambiental expedida por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales o Certificación de no-objeción expedida por dicha Institución.
- d) Inversión realizada en el sistema (en generación, distribución y transmisión).
- e) Modelos de contratos suscritos con los usuarios;
- f) Copia de las facturas enviadas a los usuarios por concepto de suministro de energía eléctrica;
- g) Cantidad de usuarios del servicio y la demanda asociada a cada uno;
- h) Toda la información relativa a tarifa y comercialización de la electricidad.
- i) El pago de la tarifa que fije la SIE, por Resolución, por concepto de estudio y evaluación de la Petición.

Párrafo.- La SIE no conocerá solicitud alguna que no fuere presentada de la manera antes señalada.

Artículo 90.- En la tramitación de las solicitudes a que se refiere el Artículo anterior, no se requerirá efectuar publicación alguna y la SIE deberá en un plazo no mayor de cuarenta (40) días laborables, sin contar los días en que el Peticionario tarde en depositar la documentación adicional que le sea solicitada por la SIE, enviar el expediente junto con su informe de recomendación a la CNE, para que ésta lo tramite al Poder Ejecutivo para el otorgamiento de la correspondiente Concesión Definitiva.

Artículo 91.- Los Sistemas Aislados con capacidad instalada inferior o igual a dos (2) megavatios (MW), para su instalación y Puesta en Servicio deberán obtener previamente la correspondiente autorización de la SIE, conforme se establezca en el Reglamento de Tramitación que ésta expida.

Artículo 92.- Los Sistemas Aislados, una vez obtengan la correspondiente concesión tendrán los derechos y obligaciones consignados en la Ley para los Concesionarios de servicios públicos y estarán obligados a cumplir con todas las obligaciones que la Ley pone a cargo de dichos Concesionarios, especialmente y con carácter enunciativo, las siguientes:

- a) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, segura y confiable;
- b) Garantizar la calidad y continuidad del servicio conforme a lo que se establezca en la autorización de concesión y en el presente Reglamento;
- c) Cumplir con las disposiciones y reglamentaciones del Código de Operación del SENI que por su naturaleza, le sean aplicables a dichos sistemas aislados;

- d) Aplicar el pliego tarifario que fije la SIE mediante Resolución para sus Usuarios Regulados;
- e) Presentar información técnica, económica y estadística a la CNE y a la SIE en la forma y plazos que éstos indiquen, so pena de ser sujeto de las penalizaciones establecidas en la Ley y el presente Reglamento;
- f) Facilitar las inspecciones técnicas que a sus instalaciones disponga La SIE;
- g) Cumplir con las normas legales y reglamentarias sobre conservación del medio ambiente;
- h) Proveer servicios en su Zona de Concesión a todos los usuarios que lo soliciten, sea que estén ubicados en dicha zona, o bien se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. La obligación de proporcionar suministro se entiende en la misma tensión y característica de la línea sujeta a concesión a la cual se conecten los usuarios;
- i) Solicitar y obtener la autorización previa de la SIE para la transferencia de su concesión o parte de ella, sea por enajenación, arrendamiento, traspaso entre personas asociadas, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación. En cualquier caso de transferencia y siempre que ésta sea autorizada conforme el presente Reglamento, la propuesta adquiriente deberá cumplir con todas las condiciones que la Ley fija para ser concesionario;
- j) Pagar a la SIE las tarifas por los servicios relacionados con el trámite, supervisión y control de la concesión.

CAPITULO V

DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS

Artículo 93.- En adición de las obligaciones contenidas en los Artículos 54, 55 y 56 de la Ley, será obligación de toda Empresa Eléctrica de Generación, Transmisión y Distribución de Electricidad, cumplir con las condiciones de calidad, seguridad, continuidad de servicio y preservación del medio ambiente.

Artículo 94.- Las Empresas Eléctricas están obligadas, previa a la puesta en servicio de sus Obras Eléctricas, a solicitar la correspondiente autorización a la SIE, con un plazo de antelación máximo de dos (2) meses a la puesta en servicio de la misma, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

Artículo 95.- De conformidad con el Artículo 101 de la Ley, las Empresas de Generación, deberán compensar a las Empresas de Distribución, en caso de déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas de unidades

termoeléctricas o bien de sequías, en base al Costo de Desabastecimiento o Energía No Servida establecido por la SIE.

Párrafo.- La SIE reglamentará el alcance del presente Artículo, relacionado con el nivel de confiabilidad del SENI y con fallas prolongadas de unidades termoeléctricas o sequías.

Artículo 96.- Las Empresas de Distribución deberán incluir en los contratos de suministro de energía eléctrica a suscribir con las Empresas de Generación, la obligación de compensación por parte de la Empresa de Generación de que se trate originadas en las causas del Artículo anterior. Dichas compensaciones deberán ser traspasadas por las Empresas de Distribución a sus Usuarios de Servicio Público.

Párrafo.- Las Empresas de Distribución pagarán a sus Usuarios de Servicio Público el Costo de Energía No Servida, en la forma y plazos a ser fijados por la SIE mediante Resolución, por las causas anteriormente indicadas.

Artículo 97.- (Modificado por el Artículo 23 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Las Empresas de Distribución estarán obligadas a compensar a los Usuarios Finales Regulados por la Energía Eléctrica No Servida de conformidad con lo establecido en el Párrafo II del Artículo 93 de la Ley. Los contratos de venta de electricidad de las Empresas de Generación con las Empresas de Distribución deberán incluir las compensaciones que correspondan a esta disposición.

Artículo 98.- Las Empresas de Distribución para la compra de electricidad a las Empresas de Generación, mediante Contratos de Largo Plazo, deberán efectuar la correspondiente licitación, conforme se establece en el Artículo 110 de la Ley y en el presente Reglamento.

Artículo 99.- Las Empresas de Distribución tienen la obligación de suministrar el diseño, materiales, instalación y el mantenimiento del alumbrado público de cada municipio y sus distritos municipales.

Artículo 100.- Las Empresas de Distribución pagarán mensualmente a cada municipio un tres por ciento (3%) de la facturación corriente recaudada dentro de la jurisdicción de cada municipio y sus distritos municipales.

Artículo 101.- Las Empresas de Distribución están obligadas a comunicar a la SIE, previo a la realización de ajuste tarifario, con por lo menos treinta (30) días de antelación, los valores resultantes a ser aplicados a las tarifas máximas autorizadas de acuerdo a la fórmula de indexación respectiva.

Artículo 102.- (Eliminado por el Artículo 24 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁰.

¹⁰ Este Artículo establecía textualmente lo siguiente: Las Empresas de Distribución están obligadas a comunicar a la Oficina de Protección al Consumidor, la liquidación mensual de los fraudes detectados, para fines de liquidación, conforme a lo establecido en el Párrafo IV del Artículo 125 de la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 103.- Las Empresas Eléctricas de Generación, de Distribución y de Comercialización, los Autoprodutores y Cogeneradores son responsables de las infracciones cometidas por sus dependientes en el ejercicio de sus funciones, de conformidad con el Artículo 126 de la Ley.

Artículo 104.- Las Empresas Eléctricas están obligadas a suministrar a la SIE y a la CNE toda la información técnica, financiera, económica y estadística necesaria, que le sea requerida por éstas, de manera veraz, correcta y completa, en la forma y plazo en que sea solicitada por cada una de dichas instituciones, so pena de incurrir en una falta muy grave a la Ley y al presente Reglamento. La veracidad de la información suministrada podrá ser verificada por la institución de que se trate, para lo cual están autorizadas a tener acceso a las instalaciones, libros de contabilidad y demás documentación de respaldo de dichas informaciones.

Artículo 105.- Las Empresas Eléctricas se encuentran obligadas a suministrar a la SIE a más tardar el día treinta (30) de octubre de cada año, los planes de inversión previstos para el año siguiente, así como su cronograma de ejecución.

Artículo 106.- Las Empresas Eléctricas se encuentran obligadas a suministrar a la SIE y al OC, a más tardar el treinta (30) de marzo de cada año, los planes de contingencia estipulados por éstas para enfrentar las eventualidades de caso de ocurrencia de un fenómeno atmosférico durante el período de temporada ciclónica, que abarca los meses comprendidos entre el primero (1ro.) de junio hasta el treinta (30) de noviembre de cada año.

Párrafo.- El OC elaborará el procedimiento de operación de emergencia del sistema durante el período de la temporada ciclónica tomando en consideración los planes de contingencia antes indicados. Dicho procedimiento, luego de ser consensuado entre todos los Agentes del MEM, deberá ser remitido a la SIE a más tardar el treinta (30) de abril de cada año, para fines de aprobación.

Artículo 107.- Los derechos de las Empresas Eléctricas se encuentran contenidos en los Artículos 52 y 53 de la Ley.

CAPITULO VI DE LOS PERMISOS

Artículo 108.- Los permisos para que las obras de generación de electricidad, no sujetas a concesión, puedan usar y ocupar bienes nacionales o municipales de uso público serán otorgados, previa consulta a la SIE, por las autoridades correspondientes.

Artículo 109.- La solicitud de permiso incluirá:

- a) La identificación del Peticionario;
- b) El trazado de las líneas y la ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales y

municipales 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, hechos 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.

Artículo 110.- La solicitud de permiso será publicada por el interesado en un diario de circulación nacional.

Artículo 111.- La autoridad competente resolverá fundadamente la solicitud, dentro de los sesenta (60) días siguientes a la publicación en un diario de circulación nacional, previo informe favorable de la SIE.

Artículo 112.- El plazo del permiso se indicará en la Resolución pertinente y no podrá ser superior a treinta (30) años, sin perjuicio de las renovaciones que se soliciten.

Artículo 113.- Los permisos deberán ser informados a la SIE en un plazo no mayor de diez (10) días laborables contados a partir de su otorgamiento.

CAPITULO VII DE LAS LICITACIONES

Artículo 114.- La SIE deberá, de conformidad con lo establecido en la Ley, efectuar licitaciones públicas:

- a) En los casos de concurrencia de varias solicitudes para una misma Concesión Definitiva. El llamado a licitación deberá realizarse en un plazo de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de recepción de la última solicitud, en la forma prevista en el Reglamento de procedimiento de licitaciones que a tales fines dicte la SIE;
- b) En el caso de declaración de caducidad, revocación o renuncia de una concesión; en cuyo caso deberá realizarse el llamado a licitación en un plazo de noventa(90) días contados a partir de la correspondiente autorización del Poder Ejecutivo;

- c) En caso de quiebra de un Concesionario de Servicio Público de Distribución, luego de la intervención administrativa de la empresa por parte de la SIE. La SIE llamará a licitación dentro del plazo de noventa (90) días a contar de la fecha, de la intervención.

Artículo 115.- En las bases de la licitación con motivo de la declaración de caducidad, revocación o renuncia de una concesión, se establecerá principalmente:

- a) Las obras de terminación, de reparación y de mejoramiento de las instalaciones, que deberán ejecutarse, y las adquisiciones de materiales y equipos necesarios para dar un buen servicio;
- b) Los plazos dentro de los cuales deberán iniciarse y terminarse las obras de reparación y mejoramiento y construirse las nuevas instalaciones;
- c) La entrega de una garantía para participar en la licitación, la que no podrá ser inferior al uno por ciento (1%) del valor de todos los bienes y derechos existentes, afectos a la concesión, según tasación que hará la SIE.

Artículo 116.- La licitación se anunciará por medio de avisos repetidos por dos veces consecutivas en un diario de circulación nacional.

Artículo 117.- En caso de no haber interesados, se llamará nuevamente a licitación, para lo cual podrán modificarse las bases establecidas anteriormente.

Artículo 118.- La SIE recibirá los sobres cerrados correspondientes a las ofertas, las analizará, tanto en cuanto al precio ofrecido, como a la calidad técnica de los proyectos presentados, así como sus proponentes y emitirá un informe con los resultados y su recomendación. Este informe será enviado a la CNE, a la que le corresponderá recomendar la adjudicación de la concesión.

Artículo 119.- Asimismo, de conformidad con el Artículo 110 de la Ley, las Empresas Eléctricas de Distribución para la compra de electricidad en Contratos de Largo Plazo deberán realizar una licitación pública, la cual estará regida por las bases establecidas por la SIE la que supervisará el proceso de licitación y adjudicación y requerirá copia de los contratos.

TITULO V DE LAS SERVIDUMBRES Y LA COMISION ARBITRAL

CAPITULO I DE LAS SERVIDUMBRES

Artículo 120.- Las Servidumbres afectarán los terrenos y bienes inmuebles que se necesitan para efectuar los estudios, construir y establecer las obras, y demás necesidades especificadas en la Ley.

Artículo 121.- Las Resoluciones de Concesiones Provisionales, los decretos de Concesión Definitiva y los Permisos deberán indicar, de acuerdo con la Ley y el presente Reglamento, los derechos de Servidumbres que requiera el Concesionario, conforme a los planos especiales de Servidumbres que se hayan aprobado en la Resolución, autorización de concesión o permiso.

Artículo 122.- Los edificios no quedan sujetos a las Servidumbres de obras de generación ni de las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica, con la excepción de los parques, jardines o patios que dependan de edificios, los cuales quedan sujetos sólo a la Servidumbre de ser cruzados por líneas aéreas o subterráneas de distribución de electricidad de baja tensión, pero están exentos de las demás Servidumbres que establece la Ley. El trazado de estas líneas deberá proyectarse en forma que no perjudique la estética de jardines, parques o patios del predio, así como la seguridad de los habitantes y medio ambiente.

Artículo 123.- Las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica podrán atravesar ríos, canales, líneas férreas, puentes, acueductos, usar y cruzar calles, caminos, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público.

Estos cruzamientos se ejecutarán conforme con las siguientes pautas básicas, sin perjuicio de las normas técnicas que la SIE dicte sobre la materia:

- a) La empresa interesada en la construcción de la nueva línea deberá informar por escrito a los propietarios de las instalaciones existentes, a fin de tomar de común acuerdo las prevenciones necesarias;
- b) Las modificaciones y los gastos que sea necesario efectuar en las instalaciones existentes, o en que incurriere su propietario, para la construcción de la línea nueva, serán de cargo exclusivo del interesado.

Artículo 124.- El dueño del predio sirviente no podrá realizar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza, que perturben el libre ejercicio de las Servidumbres establecidas por la Ley. En caso de violación a esta disposición, el titular de la Servidumbre podrá subsanar la infracción a costa del dueño del suelo.

Artículo 125.- De conformidad con el Artículo 72 de la Ley todo beneficiario de una Concesión Definitiva o Provisional deberá gestionar con los derechohabientes del predio, una solución amigable del uso de las Servidumbres o apropiaciones que requiera la concesión. Si tal diligencia fallare o las partes no alcanzaren acuerdo, el juez de paz de la ubicación del inmueble conocerá el conflicto, conforme a su competencia. Los costos y pagos de cualquier naturaleza estarán a cargo del Concesionario.

Artículo 126.- Las gestiones para hacer efectivas las Servidumbres deberán iniciarse en cada caso dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha del contrato de Concesión Definitiva, so pena de caducidad del derecho otorgado para imponer la Servidumbre.

Artículo 127.- Si no existieren caminos adecuados para la unión del camino público o vecinal más próximo público con el sitio ocupado por las obras, el Concesionario tendrá derecho a las Servidumbres de tránsito por los predios que sea necesario ocupar para establecer el camino de acceso.

Artículo 128.- En casos de existencia de líneas eléctricas en una heredad, el propietario de éstas podrá exigir que se aprovechen las existentes cuando se desee constituir una nueva Servidumbre sobre su propiedad. Los interesados deberán concurrir a la SIE a fin de que ésta, luego de oírlos, resuelva si el nuevo Concesionario debe cumplir con esta obligación.

Artículo 129.- Las Empresas de Distribución y la de Transmisión están obligadas a otorgar las Servidumbres necesarias para utilizar sus sistemas por parte de terceros para suministrar energía a Usuarios No Regulados, pagando a la Empresa de Distribución y de Transmisión, por la utilización de sus líneas, los peajes correspondientes.

CAPITULO II DE LA COMISION ARBITRAL

Artículo 130.- De conformidad con el Artículo 75 de la Ley, el derechohabiente del predio sirviente y el Concesionario tendrán la opción, excluyente del juez de paz, de apoderar del caso al Superintendente quien designará una Comisión Arbitral compuesta de tres (3) peritos, elegidos uno (1) por cada parte y el tercero por los dos (2) primeros, del cuadro de profesionales registrados en La SIE para que, oyendo a las partes, practiquen el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio. Si en el plazo de treinta (30) días las partes no logran acuerdo sobre La Comisión Arbitral, los designará de oficio el Superintendente. En este avalúo no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos por las obras proyectadas. La decisión de La Comisión Arbitral no estará sujeta a recursos, tendrá el carácter de irrevocable y se impondrá a las partes. Los honorarios de la Comisión Arbitral estarán a cargo del Concesionario y serán fijados por el Superintendente.

Artículo 131.- Para la constitución de La Comisión Arbitral a que se refiere el Artículo 75 de la Ley, la SIE llevará un registro donde se inscribirán las personas interesadas en integrarla.

Artículo 132.- Los interesados que postulen a inscribirse en el registro, deberán acompañar a su solicitud un certificado de no delincuencia y un certificado de buena conducta, y acreditar por lo menos diez (10) años de antigüedad en su profesión. Podrán adjuntar otros antecedentes que demuestren experiencia e idoneidad.

Artículo 133.- La Comisión Arbitral que para cada caso designe el Superintendente, deberá estar integrada por tres (3) profesionales con amplia experiencia en el área de que se trate, elegidos de la respectiva nómina de profesionales registrados en la SIE, siguiendo el orden de inscripción, que deberá ser público.

Artículo 134.- La Comisión Arbitral, según sea el caso, podrá consultar sobre temas específicos a otros profesionales de áreas distintas a las ya mencionadas, a los fines de edificación, previo a la toma de decisiones.

Artículo 135.- El integrante que se declare implicado por tener interés personal en el asunto, o vínculos de parentesco con las partes, será reemplazado por el que sigue en el orden de inscripción. Tratándose de tachas formuladas por los afectados, resolverá el Superintendente.

Artículo 136.- El honorario de La Comisión Arbitral será de cargo del interesado, y será fijado por el Superintendente.

Artículo 137.- La Comisión Arbitral deberá reunirse en los días y horas que determine la SIE, la cual podrá fijar las sanciones pecuniarias en caso de inasistencia.

Artículo 138.- Practicado el avalúo, el presidente de La Comisión Arbitral entregará a la SIE el resultado. La SIE pondrá en conocimiento de los interesados y de los afectados, mediante carta certificada, una copia debidamente autorizada de dicho avalúo.

TITULO VI DE LOS USUARIOS NO REGULADOS

Artículo 139.- (Modificado por el Artículo 25 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La persona natural o jurídica, cliente de la Empresa Distribuidora, que utiliza la energía eléctrica para su consumo, que sean autorizados para ejercer la condición de usuario no regulado deberán pagar una contribución por servicio técnico del sistema equivalente al diez por ciento (10%) del precio de energía y potencia contratadas, sin perjuicio de los cargos por uso de facilidades de Transmisión y/o Distribución, según corresponda. Para el ejercicio de la condición de Usuario No Regulado se requiere la debida autorización de la SIE, para lo cual el interesado deberá someter la correspondiente solicitud, anexando a la misma toda la documentación que ésta le requiera, de acuerdo con las previsiones del Reglamento que dicte la SIE por Resolución, para tales fines.

Párrafo I.- Cuando un Cliente o Usuario solicite a la SIE la condición de UNR, deberá someter la correspondiente solicitud, anexando a la misma toda la documentación que ésta le requiera, de acuerdo con las previsiones del Reglamento que dicte la SIE por Resolución, para tales fines. La SIE tendrá 10 días laborables para examinar la documentación depositada y en caso de no objetar nada al respecto quedará formalmente apoderada de esta solicitud con todas sus consecuencias legales. Si objeta la documentación depositada por el solicitante deberá hacerlo por escrito indicando qué documento le falta al expediente y este plazo de 10 días laborables comenzará a correr de nuevo tan pronto el solicitante supla a la SIE la documentación faltante y la SIE tendrá los mismos 10 días laborables para conocer la documentación depositada. Esta situación podrá ocurrir hasta que a juicio de la SIE el expediente esté

completo, luego de vencido este plazo la SIE tendrá dos meses para evacuar una Resolución al respecto, vencido este último plazo sin emitir la SIE ninguna Resolución, el solicitante podrá interponer cualquier recurso legal a su alcance.

Párrafo II.- Los Agentes del MEM con los cuales los UNRs, mantienen contrato de suministro de energía eléctrica deberán reportar a la Superintendencia de Electricidad un informe mensual sobre el consumo de potencia y energía de sus UNRs. La Superintendencia de Electricidad podrá auditar de oficio o a requerimiento de cualquier Agente del MEM las informaciones aportadas en dichos informes para fines de comprobar la veracidad establecida en los mismos.

Párrafo III.- En caso de que la Superintendencia de Electricidad verifique que los UNRs no cumplen con lo estipulado en el Párrafo I del presente Artículo, deberá emitir dentro de los quince (15) días siguientes a la finalización del año verificado, la Resolución revocando la autorización a ejercer la condición de UNR.

Párrafo IV.- Al UNR que le haya sido revocado la autorización a ejercer dicha condición permanecerá como Usuario Regulado del Servicio Público de Electricidad por un período mínimo de doce (12) meses. Transcurrido este plazo podrá someter nuevamente conforme a la Ley y el presente Reglamento su solicitud para ejercer la condición de UNR.

Párrafo V.- Los UNRs que participan en las transacciones económicas en el Organismo Coordinador, que al término de su contrato con un Generador no hayan renovado o suscrito un nuevo contrato de compra de energía y potencia con otro Generador, podrán comprarla en el mercado SPOT.

Párrafo VI.- La contribución que deberán pagar los UNRs por servicios técnicos del sistema, de conformidad con lo establecido en el Párrafo II del Artículo 5 de la Ley 186-07, será depositada por los Generadores con los cuales éstos tengan contrato de suministro, en una cuenta que a tales fines habilitará la Secretaría de Estado de Hacienda. De conformidad con lo establecido en el Párrafo III del Artículo 108 de la Ley, la Superintendencia de Electricidad establecerá mediante Resolución el procedimiento para la transferencia de la citada contribución.

Artículo 140.- (Modificado por el Artículo 26 de Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹¹. Las operadoras de parques de zona franca por la categoría y condiciones jurídicas especiales de dichos parques por los derechos adquiridos por esas operadoras a través de la Ley 8-90¹², y de los Decretos del Poder Ejecutivo que la autorizan, podrán clasificar como Usuario No Regulado, siempre que dicha operadora o grupo de empresas de zona franca del parque, en su conjunto reúnan el requisito de capacidad y demanda máxima exigido por la Ley y el presente Reglamento.

¹¹ Modificado anteriormente por el Artículo 12 del Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002, por el Artículo 2 del Decreto No. 306-03 del 1 de abril de 2003, por el Artículo 1 del Decreto No. 321-03 del 3 de abril de 2003, Decreto a su vez derogado por el Artículo 84 de Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007.

¹² Ley No. 8-90 del 15 de enero de 1990 sobre Fomento de Zonas Francas, Decreto No. 366-97 del 29 de agosto de 1997 que aprueba el Reglamento para la aplicación de la Ley antes citada y sus modificaciones.

Párrafo I.- Se establece como requisito esencial la declaración expresa de la operadora del parque que desee ejercer la condición de Usuario No Regulado en el sentido de que se limitará a distribuir los costos de energía comprada entre las diferentes empresas del parque.

Párrafo II.- Asimismo, deberá establecerse que previo a la suscripción de un contrato de venta de energía de las operadoras del parque con una Empresa de Generación, la operadora del parque deberá depositar en la SIE:

- a) La constancia de que la operadora ni el grupo de empresas cuyas demandas vayan a formar parte de la demanda máxima requerida a los fines de clasificar como Usuario No Regulado, tienen deudas pendientes con la Empresa de Distribución que le suministraba la energía; y
- b) Que exista una renuncia expresa de los Usuarios o Clientes del parque, cuyas demandas vayan a formar parte de la demanda máxima de dicha operadora, a los fines de completar la demanda máxima requerida por la Ley para clasificar como Usuario No Regulado de sus respectivos derechos de contratar con la Empresa de Distribución que le corresponda, así como una declaratoria de aceptación de recibir el suministro de energía eléctrica a través de la operadora del parque.

Artículo 141.- (Modificado por el Artículo 27 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Para determinar la demanda máxima de los solicitantes que sean nuevos usuarios, se tomará en consideración su capacidad instalada de transformación de interconexión reflejada en los planos eléctricos, verificada en campo y se le aplicará un factor de potencia de 0.9. Para establecer la demanda máxima requerida para que los actuales usuarios puedan clasificar como Usuarios No Regulados, la SIE deberá promediar las tres más altas demandas mensuales en los últimos doce (12) meses del usuario. El valor resultante deberá ser mayor al establecido en el Artículo 108 de la Ley.

Artículo 142.- La SIE deberá conceder o rechazar la autorización, previa evaluación de la solicitud y comprobación del cumplimiento de los requerimientos legales, en un plazo no mayor de treinta (30) días laborables contados a partir de la fecha de la solicitud, descontando los días que tarde el solicitante en suministrar a la SIE, cualquier documentación o información adicional que ésta le requiera.

Artículo 143.- (Modificado por el Artículo 3 del Decreto No. 306-03 del 1 de abril del 2003)¹³. Queda prohibido a las personas jurídicas y a los condominios a los cuales se le autorice a ejercer la condición de no regulados, comercializar la energía dentro de los condominios; y en consecuencia, queda establecido que las personas jurídicas y los condominios solo podrán prorratar entre sus asociados y/o entre los condóminos, de conformidad con el consumo individual de sus asociados o en los porcentajes establecidos en el Reglamento de Condominio, según fuere el caso, los costos de compra de la energía al suministrador.

¹³ Modificado anteriormente por el Artículo 13 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

Artículo 144.- Todo Cliente o Usuario No Regulado, debidamente autorizado para el ejercicio de tal condición, que contrate su suministro de electricidad con Empresas de Generación u otro suministrador, deberá acogerse a y cumplir con, todas las Resoluciones que dicte la SIE y el Marco Regulatorio del sub-sector eléctrico que le sean aplicables.

Artículo 145.- La Empresa de Transmisión y las de Distribución deben permitir el libre acceso a sus redes para el suministro de electricidad a los UNRs, debiendo estos últimos pagar los peajes correspondientes conforme lo establezca la SIE. El pago de la facturación que se origine por peajes y su recaudación es de la exclusiva responsabilidad del suministrador de la energía al UNR, para lo cual la Empresa Eléctrica de que se trate preverá esta situación en los contratos que suscriba.

TITULO VII PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS Y SERVICIOS ELECTRICOS

CAPITULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 146.- Las Obras Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución deberán ser puestas en servicio después que la SIE verifique el cumplimiento de las condiciones de calidad, seguridad y preservación del medio ambiente, de conformidad a lo previsto por la Ley de Medio Ambiente, para lo cual las Empresas Eléctricas deberán solicitar a la SIE con por lo menos sesenta (60) días de anticipación a la fecha de su puesta en servicio, la correspondiente autorización.

Párrafo.- La SIE expedirá mediante Resolución los códigos de conexión, procedimientos, especificaciones y normas técnicas que deberán seguir las Empresas Eléctricas para la instalación y puesta en servicio de Obras Eléctricas en el SENI y en Sistemas Aislados.

CAPITULO II CONDICIONES TECNICAS Y DE CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 147.- La SIE dictará los pliegos de normas técnicas que deberán cumplir las obras e instalaciones eléctricas. Las normas generales establecidas en esta sección así como los pliegos podrán ser modificados periódicamente, en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias. Las normas que dicte la SIE se aplicarán a todas las instalaciones. En el caso de las instalaciones existentes se establecerá un plazo razonable de adaptación.

Artículo 148.- La calidad del suministro de electricidad de las empresas de distribución de servicio público que operen en sistemas cuyo tamaño sea superior a dos (2) megavatios (MW) de capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, confiabilidad, contenido de armónicos y otros, corresponderá a los estándares que se definen en los Artículos siguientes. En los sistemas cuyo tamaño sea inferior o igual a dos (2) megavatios (MW) 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 SIE. 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.

Artículo 149.- La operación del SENI deberá mantener niveles de tensión resultantes, en las distintas subestaciones, dentro de un rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) en torno a la tensión nominal. Las variaciones de la tensión en la Red de Distribución deberán estar dentro de un rango de más o menos siete punto cinco por ciento ($\pm 7.5\%$) de la tensión nominal en zonas urbanas y de más o menos diez por ciento ($\pm 10\%$) en zonas rurales, salvo Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Las tensiones nominales de las instalaciones, es decir, aquellas con las que se designa el sistema y a las que se refieren algunas de sus características de operación, serán aquellas aprobadas por la SIE en virtud de lo dispuesto en el Artículo anterior de este Reglamento.

Artículo 150.- 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 del rango de:

- a) 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo
- b) 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo

Párrafo.- En el caso del SENI, cada Empresa de Generación integrante del mismo deberá poner a disposición del OC el margen de reserva de regulación necesaria para satisfacer tales condiciones, mediante sus propias unidades generadoras o bien mediante acuerdo comercial con otras Empresas de Generación integrantes del SENI. Los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3 y -2 Hz.

Artículo 151.- Las Empresas Eléctricas de Transmisión y de Distribución, participantes en el SENI, serán responsables por el control del flujo de energía reactiva en los puntos de intercambio.

Párrafo.- Los generadores requeridos al despacho por razones económicas, de seguridad y de regulación de tensión están obligados a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según se especifica a continuación:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la curva de capacidad.

- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante 20 minutos continuos, con intervalos de 40 minutos.
- c) Establecer los taps (intercambiadores de tensión) de los transformadores en las posiciones que el OC solicite.
- d) Mantener la tensión en Barras que el OC solicite.

Artículo 152.- 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 armónicos, en condiciones normales de operación, deberá ser inferior a los límites establecidos por las normas IEEE-1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.
- b) En condiciones normales, la componente de secuencia negativa de la tensión de fase deberá permanecer por debajo del uno por ciento (1%) de la tensión nominal.
- c) El pestañeo ("flicker") deberá mantenerse dentro de límites que sean reconocidos en normas internacionalmente aceptadas.

Artículo 153.- Dentro de los límites establecidos en este Reglamento y previa aprobación por la SIE, los Beneficiarios de los Contratos de Otorgamiento de Derechos para la Explotación de Obras Eléctricas relacionadas con el servicio público de distribución podrán imponer condiciones técnicas al suministro a sus usuarios, tales como exigencias de puesta a tierra, inyección máxima de armónicos, pestañeos, etc.

Artículo 154.- Las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados deberán controlar que su demanda en Barra de compra de electricidad tenga como mínimo un Factor de Potencia medio mensual inductivo de cero punto nueve (0.9).

Párrafo.- Lo estipulado en este Artículo podrá ser objeto de modificación mediante Resolución de la SIE, una vez sea revisado el esquema tarifario aplicado a Usuarios Regulados vigente al momento de la promulgación del presente Reglamento.

Artículo 155.- La obligación de mantener calidad de servicio no regirá durante condiciones de Fuerza Mayor o de Caso Fortuito.

Artículo 156.- Cuando la salida intempestiva de un generador pueda causar un colapso del SENI, dicho generador deberá ser limitado en su despacho a una potencia tal que su salida intempestiva no cause un colapso del SENI. Asimismo, cuando la salida intempestiva de una línea de transmisión pueda causar un colapso del SENI, dicha línea de transmisión deberá ser restringida

en su capacidad de transporte de modo que su salida intempestiva no cause un colapso del SENI. El OC verificará, con los estudios entregados al momento de solicitar la conexión al SENI y/o con estudios al momento de realizar la planificación de la operación, que la salida intempestiva a potencia nominal o la salida intempestiva a capacidad nominal de transmisión de una línea no produce colapso. En caso contrario, deberá definir los niveles de restricción a imponer en el despacho o capacidad de transmisión según corresponda.

Artículo 157.- La SIE establecerá mediante Resolución los estándares de calidad que debe cumplir el servicio prestado por las Empresas Eléctricas en lo referente a continuidad, número de interrupciones y otros que se exijan y las compensaciones a que tendrán derecho los Usuarios de Servicio Público por el incumplimiento de los estándares establecidos.

CAPITULO III

CONDICIONES GENERALES DE SEGURIDAD

Artículo 158.- Es deber de los Concesionarios y los Beneficiarios de los Contratos de Otorgamiento de Derechos de Explotación de Obras Eléctricas y, en general, de todo propietario de instalaciones eléctricas, mantener sus instalaciones en buen estado de servicio y en condiciones para evitar todo peligro para las personas o cosas, cumpliendo con las normas correspondientes que expida la SIE.

CAPITULO IV

DE LOS APORTES DE FINANCIAMIENTOS REEMBOLSABLES

Artículo 159.- De conformidad con lo establecido en el Artículo 103 de la Ley, las Empresas Eléctricas de Distribución podrán convenir aportes de financiamientos reembolsables con sus nuevos clientes y con aquellos que amplían sus consumos. Dicho aporte podrá efectuarse de dos formas:

- a) El Peticionario podrá construir las obras de extensión sobre la base de un proyecto aprobado por la empresa eléctrica. El valor de estas instalaciones, que corresponda al financiamiento reembolsable aportado por el Peticionario, será determinado entre las partes en el momento de aprobar el proyecto;
- b) El Peticionario podrá financiar las obras por el valor determinado entre las partes, obligándose la Empresa Eléctrica a interconectarse una vez terminadas las mismas.

Artículo 160.- De conformidad con lo establecido el Artículo 104 de la Ley, la SIE determinará, los valores máximos de los aportes de financiamiento reembolsables y fórmula de indexación, en la forma y condiciones que establezca en el Reglamento que dicte al efecto.

Artículo 161.- No se exigirán aportes de financiamiento reembolsables a consumidores, cuya potencia sea inferior a diez (10) kw, y se conecten a

Redes de Distribución. Este valor de potencia podrá ser modificado mediante Resolución de la SIE cuando el sistema lo requiera.

Artículo 162.- La forma y el plazo de las devoluciones de los aportes se determinarán en un contrato que deberá ser suscrito entre la Empresa de Distribución y la persona natural o jurídica que hace el aporte reembolsable.

Artículo 163.- Cualquier desacuerdo entre las partes, en relación con los aportes reembolsables, será resuelto por la SIE, conforme a lo establecido en el Reglamento que dicte a tales fines, lo cual deberá hacerse constar en los contratos que suscriban las partes al efecto.

TITULO VIII CODIGO DE OPERACION DEL SENI

CAPITULO I ALCANCE

Artículo 164.- Son alcances del presente título:

- a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la programación y operación del SENI;
- b) Establecer las obligaciones de los Agentes del MEM conectados al SENI relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar las maniobras, la coordinación, la supervisión y el control del SENI, que debe ser transferida al CCE y al OC;
- c) Establecer las obligaciones del CCE relacionadas con la operación del SENI y con las informaciones que deben transferir a los Agentes del MEM conectados al mismo, incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

CAPITULO II OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES DEL MEM, DEL OC Y DEL CCE

Artículo 165.- En el SENI, las Empresas de Generación, Transmisión, Distribución y los Usuarios No Regulados, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para programar y coordinar la operación del mismo en la oportunidad, manera y forma que se señalan en este Reglamento.

Artículo 166.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras, del Sistema de Transmisión, de los Sistemas de Distribución y de los Usuarios No Regulados integrados al SENI, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad, bajo las instrucciones del CCE y de acuerdo con los programas y políticas de pre-despacho de operación establecidos por

el OC, los cuales serán de cumplimiento obligatorio para todos los Agentes del MEM, salvo causas de Fuerza Mayor.

Artículo 167.- Las desviaciones de los programas de operación respecto de la realidad serán resueltas por el CCE de acuerdo a pautas preestablecidas por el OC. El CCE informará al OC de las desviaciones producidas y de sus causas, para que se adopten las medidas correctivas que correspondan.

Artículo 168.- El OC es responsable de la planificación y coordinación de la operación del Sistema Interconectado. La operación del SENI en tiempo real está a cargo del CCE, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el presente Reglamento. Estas actividades se desarrollarán las veinticuatro (24) horas del día, todos los días del año.

Párrafo.- Tanto el CCE como el OC contarán con el personal, las instalaciones y equipos necesarios para realizar sus funciones. El OC es responsable de la programación y reprogramación de la operación del SENI, conforme se indica en el presente Reglamento. Tanto el CCE como el OC contarán en todo momento por lo menos con un ingeniero de turno, encargado de impartir las instrucciones de operación en el caso del CCE y de planificar y coordinar la operación del SENI, en el caso del OC.

Artículo 169.- Las funciones del CCE son, entre otras:

- a) Dar las instrucciones a los Agentes del MEM conectados al SENI para realizar la operación en tiempo real, siguiendo las políticas de operación, el Programa de Operación Diario o su reprogramación preparado por el OC;
- b) Requerir al OC la reprogramación de la operación del SENI;
- c) Adecuar la configuración del sistema a las circunstancias; la misma que, en lo posible, debe ser la recomendada por el OC en el Programa de Operación Diario o en su reprogramación;
- d) Coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema, la calidad del servicio y la economía del sistema;
- e) Supervisar, en tiempo real, los caudales y niveles de los embalses, la reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones o equipos vinculados al SENI;
- f) Dirigir la ejecución de maniobras del SENI;
- g) Dirigir el restablecimiento del SENI luego de una perturbación;
- h) Delegar en un Agente del MEM, la coordinación de la operación en tiempo real de sus funciones o parte de éstas de un área por un período definido por razones de catástrofe o imposibilidad de comunicaciones. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y el receptor;

- i) Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real del SENI;
- j) Informar al OC y a los Agentes del MEM conectados al SENI de la ejecución del programa de operación diario.
- k) Elaborar el manual de procedimiento, para la restauración del Sistema Interconectado luego de una perturbación que obligue un arranque en negro.

Artículo 170.- Las Empresas de Generación, Transmisión y Distribución, contarán necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones, los cuales están obligados a cumplir las instrucciones del CCE y contarán con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir información del SENI automáticamente y para coordinar e intercambiar información en tiempo real con el CCE.

Artículo 171.- Los Centros de Control deben contar en todo momento con, por lo menos, un supervisor de turno encargado de operar las instalaciones del integrante siguiendo las instrucciones del CCE. Asimismo, deben contar con un responsable único de la operación del Centro, en calidad de jefe del Centro de Control, nombrado ante el CCE y el OC.

Artículo 172.- Los Agentes del MEM son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.

Artículo 173.- Las Empresas de Distribución deberán presentar a la SIE, a más tardar el día treinta (30) de noviembre de cada año, el programa anual de mantenimiento de las subestaciones de distribución. De igual manera deberá presentar a la SIE un programa semanal de los circuitos de distribución que recibirán mantenimiento preventivo.

Artículo 174.- La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y las Empresas de Generación deberán presentar a la SIE para su aprobación a más tardar el día treinta (30) de noviembre de cada año, el programa anual de mantenimiento de sus instalaciones.

Artículo 175.- (Modificado por el Artículo 14 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002). Las Empresas de Distribución deberán informar al Cliente o Usuario Titular las causas de las interrupciones programadas, las zonas afectadas y los tiempos de duración, a través de una publicación mensual en un periódico de circulación nacional o anexo a la factura del Cliente o Usuario Titular. Las interrupciones no programadas deberán ser informadas a la SIE, a más tardar a las 10:00 horas de la mañana del día siguiente a su ocurrencia. Las Empresas de Distribución no podrán dar mantenimiento programado ni los sábados a partir de las doce del medio día, ni los domingos ni días feriados, excepto en los siguientes casos:

- a) Mantenimientos que se efectúen sin interrupción del suministro de energía eléctrica;

- b) Autorización expresa de la SIE,
- c) Acuerdo por escrito con el Usuario o Cliente Titular que acepte el mantenimiento, el cual deberá ser notificado a la SIE a más tardar tres (3) días antes de la ocurrencia del mantenimiento.

Párrafo.- Se concede un plazo de seis (6) meses a partir de la publicación del presente Reglamento para que las Empresas de Distribución se equipen adecuadamente y puedan realizar el mantenimiento de las redes de distribución sin la ocurrencia del corte de energía (mantenimiento en caliente).

CAPITULO III PROGRAMACION DE LA OPERACION DEL SENI

SECCION III.I PROGRAMACION DE LA OPERACION

Artículo 176.- La planificación de la operación del SENI comprenderá las programaciones que se indican a continuación:

- a) Programación del Mantenimiento Mayor.
- b) Programación de largo plazo.
- c) Programación de mediano plazo.
- d) Programación de corto plazo.

Artículo 177.- La programación de la operación de corto plazo del Sistema Interconectado se realizará según los procedimientos que se especifican a continuación:

- a) Procedimiento de programación semanal.
- b) Procedimiento de programación diaria.

Artículo 178.- La programación de la operación 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 para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones y de los contratos de suministro.

Artículo 179.- La programación de demanda de potencia y energía serán determinadas por el OC, para los fines de operación del corto, mediano y largo plazo, sobre la base de los antecedentes de la demanda real, que comunicarán las Empresas de Generación para sus contratos de largo plazo y las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados para sus compras en el Mercado Spot y tomando en cuenta la distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

Artículo 180.- La Empresa de Transmisión y las Empresas de Generación que participen en el SENI entregarán al OC la siguiente información necesaria para realizar la planificación de la operación según corresponda:

- 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) Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras.
- h) Consumo Específico Medio de combustible por kWh neto entregado a la red de transmisión y costo variable no combustible de centrales termoeléctricas.
- i) La información de los contratos de suministro y transporte de combustible a cada una de las plantas en operación, según formato a ser proporcionado por el OC, correspondiente a:
 - 1) Vigencia del contrato y suministrador.
 - 2) Características del combustible a suministrar (tipo, calidad, poder calorífico, etc.)
 - 3) Precio y fórmulas de reajuste o actualización.
 - 4) Costo de transporte del combustible a la planta.
 - 5) Condiciones contractuales que afecten el precio.
- j) Cuando el Consejo de Coordinación del OC lo solicite, los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación deberán entregar copia de las facturas de compra de combustible. Estas facturas deberán incluir los costos de combustible y transporte, que respalden la información semanal de precios de combustibles entregados para realizar los Programas de Operación Semanal. En aquellos casos en que un Agente del MEM operador de sistema de generación no cuente con un precio de compra de combustible y transporte definido para la semana en que se realizará la programación de la operación, deberá informar los últimos precios de combustible y transporte disponibles. Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación deberán entregar las facturas de compra de combustible

y costos de transporte a más tardar dentro de los tres (3) días laborables siguientes a ser solicitados por la administración del OC.

- k) El esquema de alimentación de combustible de cada unidad generadora incluyendo tanques de almacenamiento, puntos de medición y características técnicas de dichos sistemas de medición.
- l) Deberán informar además los análisis de calidad de combustible y el balance mensual de combustible y producción de energía eléctrica de cada una de sus unidades o grupo de unidades según los elementos de medición disponibles (balance simple entre producción de energía eléctrica y consumo de combustible), según formato tipo para la presentación del balance mensual de consumo de combustible y producción de energía eléctrica a ser proporcionado por el OC.

Párrafo.- La administración del OC puede solicitar la presentación de los contratos de suministro y transporte de combustible para verificar la información proporcionada. Las Empresas de Generación deberán mostrar los contratos a más tardar dentro de los tres (3) días laborables siguientes a la solicitud de la administración. El incumplimiento de esta disposición constituirá una falta grave.

Artículo 181.- La información señalada en el Artículo anterior, será entregada, justificada y actualizada en la forma, oportunidad y periodicidad que el OC establezca.

Artículo 182.- La información relativa a precios y calidad de los combustibles en centrales termoeléctricas, para la programación de la operación tendrá una vigencia mínima de una semana. La programación de largo plazo será elaborada por el OC, utilizando precios referenciales de combustibles del mercado internacional.

Artículo 183.- El costo variable de producción de una unidad generadora termoeléctrica se obtiene mediante la adición del costo variable 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. El costo variable no combustible, informado por cada Empresa de Generación, no será superior al dos por ciento (2%) del costo variable combustible en el caso de turbinas a gas usando petróleo, al seis por ciento (6%) en el caso de centrales de ciclo combinado usando petróleo, al siete por ciento (7%) en el caso de centrales a vapor usando petróleo, al doce punto cinco por ciento (12.5%) en el caso de centrales a vapor usando carbón y al cuatro por ciento (4%) en el caso de motores diesel.

Párrafo II.- En el caso de que incursionen en el mercado de generación tecnologías y tipos de combustibles no indicados anteriormente, la SIE establecerá mediante Resolución los porcentajes de costo variable no combustible que apliquen.

Artículo 184.- El Mantenimiento Mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión pertenecientes al SENI será coordinado por el OC.

Párrafo.- Se entenderá por Mantenimiento Mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo de transmisión, durante un período igual o superior a ciento sesenta y ocho (168) horas.

Artículo 185.- El OC coordinará el Mantenimiento Mayor, de las unidades generadoras y líneas de transmisión, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Elaborará, para el año calendario siguiente, sobre la base de la información proporcionada por los Agentes del MEM, que deberá ser entregada al OC a más tardar el treinta (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 SENI. Este programa será comunicado a los Agentes del MEM, a más tardar el treinta y uno (31) de octubre de cada año.
- b) Cada Agente del MEM comunicará al OC, en la forma en que éste lo establezca, sus observaciones al programa preliminar a más tardar el quince (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 del MEM, el OC establecerá un programa definitivo que, considerando los nuevos antecedentes, minimice los costos de operación y racionamiento. Este programa será comunicado a los Agentes del MEM, a más tardar el treinta (30) de noviembre de cada año.
- d) Los Agentes del MEM deberán efectuar el Mantenimiento Mayor ciñéndose al programa definitivo y comunicarán al OC, con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora, equipo de transmisión o distribución correspondiente. La conclusión del mantenimiento será comunicada al OC.
- e) El OC podrá solicitar modificaciones al programa definitivo de Mantenimiento Mayor cuando las condiciones de abastecimiento del SENI lo requieran y ello sea factible. Por razones justificadas los Agentes del MEM podrán solicitar cambios en el programa definitivo de mantenimiento de sus unidades o equipos de transmisión, los cuales para ser ejecutados, deberán contar con la aprobación del OC.

Artículo 186.- El OC deberá presentar a la SIE, dentro de los primeros veintitrés (23) días del mes siguiente al cual corresponde, un informe resumido que contendrá las siguientes materias:

- a) Informe mensual de transacciones económicas, incluyendo:

- 1) Costos Marginales de Corto Plazo de la energía para cada una de las horas del mes anterior.
 - 2) Informaciones de Costo Marginal de Potencia de Punta.
 - 3) Resumen de las mediciones de inyecciones y retiros horarios de energía.
 - 4) Transferencias de electricidad y sus correspondientes pagos entre Agentes del MEM ocurridos durante el mes anterior.
 - 5) Determinación del Derecho de Conexión y pagos entre Agentes del MEM.
 - 6) Otros pagos entre Agentes del MEM.
- b) Informe mensual de operación real, incluyendo:
- 1) Desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras.
 - 2) Hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimientos en centrales hidroeléctricas y fallas de unidades generadoras o de líneas de transmisión.
 - 3) Producción mensual de las unidades de generación.
 - 4) Potencia instalada y capacidad efectiva disponible.
 - 5) Informe pormenorizado del programa de mantenimiento.
- c) Informe mensual del programa de operación de mediano plazo, incluyendo:
- 1) Demanda estimada para los próximos doce (12) meses por bloques horarios del SENI, Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados.
 - 2) Información de nuevos proyectos para los próximos doce (12) meses.
 - 3) Programa de operación para los siguientes doce (12) meses, con un detalle de la generación esperada mensual por bloques horarios de cada central.
 - 4) Costos Marginales esperados para los próximos doce (12) meses.

Párrafo.- La SIE podrá solicitar cualquier otra información adicional que considere conveniente.

Artículo 187.- El OC presentará a la SIE, hasta el quince (15) de febrero de cada año, un informe que contendrá:

- a) Una síntesis de las condiciones de operación del SENI y del mercado en el año calendario anterior, que contendrá por lo menos los antecedentes de producción, demanda, hechos relevantes, transacciones económicas y precios del Mercado Spot.
- b) Cualquier otra información que previamente requiera la SIE.

SECCION III.II. PROGRAMA DE OPERACION DE LARGO PLAZO

Artículo 188.- El treinta (30) de noviembre de cada año el OC deberá remitir a los Agentes del MEM, al CCE y a la SIE, el programa de operación de largo plazo definitivo para los cuatro (4) años siguientes, el cual será elaborado con las informaciones de la base de datos de mediano y largo plazo, que será creada de acuerdo a lo indicado en el presente Reglamento.

Artículo 189.- La programación de largo plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos cuarenta y ocho (48) meses, expresada en bloques horarios de energía para días típicos de consumo. Esta programación deberá ser actualizada cada año y deberá contener las siguientes informaciones:

- a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios de cada mes.
- b) Energía no suministrada, por bloques horarios de cada mes.
- c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios de cada mes.
- d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual.
- e) Consumo mensual de combustible por planta generadora, según el tipo de combustible.
- f) Observaciones presentadas por los Agentes del MEM y decisiones adoptadas por el OC.

Artículo 190.- El Consejo de Coordinación del OC deberá definir los modelos a utilizar para realizar estos programas de operación.

Artículo 191.- La programación de la operación de largo plazo se realizará según el calendario que se establece a continuación:

- a) Hasta el treinta (30) de septiembre de cada año los Agentes del MEM podrán actualizar las informaciones de la base de datos de mediano y largo plazo.
- b) Con estas informaciones y la información relevante de la base de datos, el OC preparará el borrador del programa de operación de

largo plazo y lo enviará a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar el día treinta y uno (31) de octubre de cada año.

- c) Hasta el día quince (15) de noviembre de cada año, los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones al OC que las resolverá y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el programa definitivo de operación de largo plazo, que deberá enviar a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar el treinta (30) de noviembre de cada año.

SECCION III.III

PROGRAMA DE OPERACION DE MEDIANO PLAZO

Artículo 192.- Cada mes el OC deberá preparar el programa de operación de mediano plazo para los doce (12) meses siguientes, expresado en bloques horarios de energía, sobre la base de las informaciones contenidas en la base de datos de mediano y largo plazo y deberá notificar dicho programa a los Agentes del MEM, al CCE y a la SIE.

El Consejo de Coordinación deberá definir los modelos a utilizar para realizar estos programas de operación.

Artículo 193.- La programación de mediano plazo deberá contener las siguientes informaciones:

- a) Demanda de energía eléctrica, por bloques horarios y días típicos de cada mes.
- b) Energía no suministrada, por bloques horarios y días típicos de cada mes.
- c) Producción de cada planta generadora, por bloques horarios y días típicos de cada mes.
- d) Caudales afluentes, turbinados y vertidos, promedio mensual.
- e) Consumo mensual de combustible por planta generadora, y según el tipo de combustible.
- f) Observaciones presentadas por los Agentes del MEM y decisiones adoptadas por la dirección del OC.

Artículo 194.- La programación de mediano plazo se realizará según el calendario que se establece a continuación:

- a) Hasta el día ocho (8) de cada mes, los Agentes del MEM podrán actualizar las informaciones de la base de datos de mediano y largo plazo para los siguientes doce (12) meses.

- b) Con estas informaciones y la información relevante de la base de datos del SENI, el OC deberá enviar un borrador del programa de operación de mediano plazo a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar el día dieciocho (18) de cada mes.
- c) Los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones hasta el día veintiuno (21) de cada mes al OC, que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el programa definitivo de operación de mediano plazo, que deberá enviar a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar el día veintitrés (23) de cada mes.

SECCION III.IV PROGRAMA SEMANAL DE OPERACION

Artículo 195.- Cada semana, el OC preparará el Programa Semanal de Operación y lo comunicará a los Agentes del MEM al CCE y a la SIE, antes de las 12:00 horas del penúltimo día de cada semana calendario.

Párrafo.- La semana calendario que regirá el Programa Semanal de Operación comprenderá siete (7) días, de sábado a viernes.

Artículo 196.- El Programa Semanal de Operación deberá contener las siguientes informaciones:

- a) La producción semanal, con detalle horario, de cada una de las máquinas del SENI.
- b) Los Costos Marginales esperados en el Nodo de Referencia y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía.
- c) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora y la distribución del déficit entre las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados.
- d) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte.
- e) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia.
- f) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva.
- g) La Reserva Fría y las unidades que aportarán a dicha reserva.
- h) Las decisiones adoptadas por el OC, con relación a las observaciones formuladas por los agentes del MEM.

Artículo 197.- Hasta las 12:00 horas del antepenúltimo día de cada semana calendario, los Agentes del MEM podrán actualizar las informaciones de la

base de datos semanal. Con estas informaciones y la información relevante de la base de datos del sistema, el OC preparará el borrador del Programa Semanal de Operación.

Párrafo I.- El OC deberá enviar dicho borrador de Programa Semanal de Operación a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar a las 12:00 horas del penúltimo día de cada semana. Los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones, hasta las 18:00 horas de ese mismo día, al OC, que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Semanal de Operación definitivo, el cual deberá enviar a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar a las 12:00 horas del último día de cada semana.

Párrafo II.- En caso que un Agente del MEM no quedase conforme con las decisiones adoptadas por el OC, podrá presentar su discrepancia al Consejo de Coordinación del OC, a más tardar a las 18:00 horas del día laborable subsiguiente, el cual la analizará y adoptará las resoluciones de lugar.

Párrafo III.- En caso que el OC no pudiese enviar la programación en la fecha y horario indicados, queda obligado a notificarlo oportunamente a los Agentes del MEM y a la SIE, salvo para períodos de retraso inferiores a treinta (30) minutos. En tal caso, los Agentes del MEM tendrán el mismo tiempo de retraso adicional para realizar sus observaciones.

Artículo 198.- Pronóstico de demanda.

El OC determinará la demanda del SENI sobre la base de la información contenida en la base de datos semanal y las estadísticas de consumos de Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, así como el estimado de la potencia correspondiente a la energía no servida.

Artículo 199.- De conformidad con el Artículo 112 de la Ley, las empresas que produzcan energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables como: la hidroeléctrica, la eólica, solar, biomasa, marina y otras fuentes de energía renovable tendrán derecho de preferencia, en igualdad de precios y condiciones, en la venta y despacho de electricidad. A tales fines, el OC y el CCE estarán obligados a hacer efectivo dicho derecho de preferencia al momento de despachar y ejecutar la operación del SENI.

Artículo 200.- Despacho de Centrales Hidroeléctricas de Pasada.

El despacho de las centrales hidroeléctricas de pasada tendrá la primera prioridad de colocación en la curva de carga.

Artículo 201.- Despacho de centrales hidroeléctricas de embalse.

La Empresa de Generación Hidráulica (EGEHID) deberá comunicar al OC, adicionalmente a la información de las centrales hidroeléctricas de pasada establecida en la base de datos semanal, y antes de las 12:00 horas del antepenúltimo día hábil de cada semana, la siguiente información de sus centrales de embalse:

- a) Energía a producir en cada día de la semana por requerimientos aguas abajo, según las normas relativas al uso del agua para las centrales hidroeléctricas.
- b) Energía semanal a producir por decisión económica.

Párrafo.- El OC utilizará esta información de generación diaria y el monto semanal, con el objeto de lograr el despacho más económico para el conjunto de las instalaciones, colocando la producción horaria de estas centrales en las horas de mayor demanda, o en aquellas horas en que por razones de reserva operativa, regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o seguridad de servicio se requiera generación hidroeléctrica. El OC podrá además, por decisión económica, modificar en más o en menos un cinco por ciento ($\pm 5\%$), la energía semanal a despachar informada por la empresa.

Artículo 202.- Despacho de centrales termoeléctricas.

El despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor costo variable de despacho (CVD), hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del Sistema de Transmisión.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transmisión, por razones de seguridad, determinado sobre la base de estudios del SENI, el OC podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto le comunique por escrito el CCE al momento de realizar la programación semanal, la programación diaria y las reprogramaciones diarias.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados las unidades que por restricciones de mínimos técnicos, tiempos de arranque u otras restricciones, deben permanecer en operación durante algunas horas.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados, según el caso, las unidades que por necesidad de reactivos o seguridad del SENI deben ser despachadas a potencia constante.

El costo variable de despacho se define como sigue:

CVD: Costo Variable de Producción / factor de nodo de energía,

Donde:

CVP: Costo Variable de Producción

CVP: Consumo específico medio * precio combustible en planta +
Costo Variable No Combustible

Artículo 203.- Regulación Primaria de Frecuencia.

La Regulación Primaria de Frecuencia es obligatoria y deberá ser realizada por todas las Empresas de Generación, a menos que exista algún acuerdo en contrario entre las Empresas de Generación, previamente aprobado por la SIE, la cual lo notificará por escrito al OC y al CCE.

Párrafo.- Se fija como margen para Regulación Primaria de Frecuencia el tres por ciento (3%) de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos, el OC podrá subir este porcentaje, pero en ningún caso podrá ser superior al cinco por ciento (5%) de la generación.

OArtículo 204.- Regulación de Tensión.

Cada Empresa de Generación estará obligada a cumplir con los siguientes mandatos:

- a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina, dadas por la curva de capacidad para la máxima capacidad de refrigeración.
- b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) de la capacidad arriba mencionada durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.
- c) Mantener la tensión en Barras que le solicite el OC.

Párrafo.- La Empresa de Transmisión deberá poner a disposición del SENI todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos y la reserva necesaria.

Artículo 205.- Regulación Secundaria de Frecuencia.

La Regulación Secundaria de Frecuencia, se fija en un tres por ciento (3%) de la demanda y deberá estar distribuida entre al menos tres (3) unidades hidroeléctricas o entre las máquinas de mayor Costo Variable de Despacho en cada hora, en caso de que no existiere capacidad suficiente en máquinas hidroeléctricas.

SECCION III.V. PROGRAMA DIARIO DE OPERACION

Artículo 206.- El OC preparará el Programa Diario de Operación y lo comunicará a los Agentes del MEM al CCE y a la SIE, antes de las 18:00 horas del día anterior.

Artículo 207.- El Programa Diario de Operación contendrá las siguientes informaciones:

- a) El programa de producción diaria (potencia activa y reactiva), con detalle horario, de cada una de las plantas generadoras del SENI.
- b) Configuración del Sistema de Transmisión.

- c) Los Costos Marginales esperados en el Nodo de Referencia y en aquellos nodos desacoplados económicamente en que se realicen entregas y/o retiros de energía.
- d) El pronóstico de energía no suministrada en cada hora, y la distribución del déficit entre las Empresas de Distribución y los Usuarios No Regulados.
- e) Las máquinas requeridas por restricciones de transporte en cada hora.
- f) Las máquinas que realizarán la Regulación Primaria de Frecuencia en cada hora.
- g) Las instrucciones para corregir el programa de operación ante desviaciones.
- h) La reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva en cada hora.
- i) La Reserva Fría y las unidades que aportarán a dicha reserva en cada hora.
- j) Las decisiones adoptadas por la Dirección del OC con relación a las observaciones formuladas por los Agentes del MEM.

Artículo 208.- El Programa Diario de Operación comprenderá las 24 horas del día, entre las 0:00 y las 24:00 horas y se realizará según el calendario que se establece a continuación:

- a) Hasta las 10:00 horas del día anterior, los Agentes del MEM podrán actualizar las informaciones establecidas en la base de datos diaria. Con estas informaciones y la información relevante de la base de datos del sistema, el OC preparará el borrador de Programa Diario correspondiente al día siguiente.
- b) El OC deberá enviar dicho borrador de Programa de Operación Diario a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar a las 14:00 horas del día anterior. Hasta las 16:00 horas de ese mismo día, los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones a la dirección del OC que las analizará y tomará las decisiones de lugar, las cuales incluirá en el Programa Diario de Operación definitivo que deberá enviar a los Agentes del MEM y a la SIE, a más tardar hasta las 18:00 horas del día anterior al día del programa.
- c) En caso que un Agente del MEM no quedase conforme con la decisión adoptada por el OC, podrá presentar su discrepancia, a más tardar a las 18:00 horas del día subsiguiente, ante el Consejo de Coordinación del OC, el cual la considerará y emitirá las resoluciones de lugar.

- d) En caso que el OC no pudiese enviar la programación en la fecha y horario indicados, tiene la obligación de notificarlo oportunamente a los Agentes del MEM y a la SIE (salvo para períodos de retraso inferiores a 30 minutos). En tal caso, los Agentes del MEM tendrán el mismo tiempo de retraso adicional para realizar sus observaciones.

Artículo 209.- Pronóstico de demanda diaria.

El OC determinará la demanda del sistema sobre la base de la información contenida en la base de datos semanal y las estadísticas de consumos de Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, así como el estimado de la potencia correspondiente a la energía no servida.

Artículo 210.- Despacho de centrales hidroeléctricas de pasada.

El despacho de las centrales hidroeléctricas de pasada tendrá la primera prioridad de colocación en la Curva de Carga.

Artículo 211.- Despacho de centrales hidroeléctricas de embalse.

Sobre la base de la programación semanal y de la información de la base de datos diaria, el OC procederá a colocar la energía diaria de las centrales hidroeléctricas de embalse en las horas de mayor demanda, o en aquellas horas que requieran generación hidroeléctrica por razones de regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o seguridad de servicio.

Párrafo.- El OC podrá modificar la energía diaria establecida en el programa semanal en más o menos un cinco por ciento ($\pm 5\%$), en caso de que las condiciones pronosticadas de demanda, la disponibilidad del parque generador termoeléctrico o de los afluentes a las centrales hidroeléctricas de pasada hayan cambiado sustancialmente. Cualquier desviación superior a este porcentaje deberá ser justificada y notificada a la SIE y a los Agentes del MEM a más tardar dos (2) horas después del evento.

Artículo 212.- Despacho de centrales termoeléctricas.

El despacho de las centrales termoeléctricas se realizará en forma posterior al despacho de las unidades hidroeléctricas, según orden de mérito estricto de menor a mayor costo variable de despacho (CVD), hasta completar la demanda, minimizando la energía no suministrada y respetando las restricciones operativas de las unidades y del sistema de transporte.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transporte, por razones de seguridad, determinado sobre la base de estudios del Sistema Eléctrico, el OC podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto deberá comunicar por escrito el CCE al momento de realizar la programación semanal, la programación diaria y las reprogramaciones diarias.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados las unidades que por restricciones de mínimos técnicos, tiempos de arranque u otras restricciones, deben permanecer en operación durante algunas horas.

El OC deberá determinar con los modelos técnicamente apropiados, según el caso, las unidades que por necesidad de reactivos o seguridad del SENI deben ser despachadas a potencia constante.

El costo variable de despacho se define como sigue:

CVD: Costo Variable de Producción / factor de nodo de energía,

Donde:

CVP: Costo Variable de Producción

CVP: Consumo específico medio * precio combustible en planta
+Costo Variable No Combustible

CAPITULO IV COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

SECCION IV. I DESPACHO

Artículo 213.- El CCE despachará las unidades de generación y la operación del Sistema de Transmisión bajo la coordinación del OC, sobre la base de las políticas de operación e instrucciones contenidas en los Programas Diario, Semanal y de Mediano y Largo Plazo, y también en documentos especiales que emita el OC.

Artículo 214.- El CCE impartirá las instrucciones necesarias a los Agentes del MEM para dar cumplimiento a los programas y políticas de operación; tales instrucciones son de cumplimiento obligatorio, salvo causas de Fuerza Mayor comprobables, que incidan en la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Las actividades a ser ejecutadas por el CCE son las siguientes:

- a) Ordenar las configuraciones del Sistema de Transmisión requeridas para el despacho de las unidades generadoras y el abastecimiento de la demanda, de acuerdo a la Programación Diaria y a las políticas de operación establecidas por el OC.
- b) Comunicar al OC los hechos relevantes del SENI que requieran un ajuste al Programa Diario de Operación.
- c) Despachar las unidades generadoras y la operación del Sistema de Transmisión, de acuerdo a las instrucciones impartidas en el Programa Diario de Operación.
- d) Dirigir el restablecimiento del SENI luego de una contingencia.
- e) Entregar cada día al OC, a los Agentes del MEM y a la SIE, antes de las 10:00 horas, un informe para las veinticuatro (24) horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido, tales como: energía no suministrada, con detalle horario; indisponibilidades de equipos, indicando aquellas

que causaron cortes en el suministro; variaciones relevantes de la frecuencia y/o de la tensión; sobrecargas de equipos y medidas adoptadas; órdenes impartidas que no fueron ejecutadas en tiempo y forma por parte de cualquier Agente del MEM; horas de órdenes de arranque y parada, y horas de ingreso y salida de unidades; horas de órdenes de conexión y desconexión de equipos de transmisión, y horas de conexión y desconexión reales.

Artículo 215.- En caso de ocurrir la indisponibilidad forzada de alguna instalación del SENI, el CCE deberá entregar al OC y a la SIE, dentro de las 24 horas siguientes al evento, un informe detallado que establezca: la actuación de las protecciones, registros de la frecuencia, registros de tensiones y demás datos relacionados que permitan esclarecer el hecho.

Artículo 216.- El OC deberá supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, y deberá controlar el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI.

En caso que lo amerite, el OC podrá convocar a los Agentes del MEM para el análisis de fallas por incidencias, cuyas conclusiones serán comunicadas a todos los Agentes del MEM y a la SIE, la que deberá efectuar el seguimiento de la implementación de las conclusiones adoptadas y de ser el caso disponer las sanciones correspondientes por incumplimiento de los Agentes del MEM.

SECCION IV.II. REPROGRAMACION DE LA OPERACION

Artículo 217.- El CCE debe operar el SENI en tiempo real siguiendo el Programa Diario de Operación.

Sin embargo, por iniciativa del OC o a requerimiento del CCE se reformula el Programa Diario de Operación en los siguientes casos: Cuando se produzcan salidas de equipos debido a Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor, cuando los caudales de los ríos que alimentan centrales de pasada varían y la producción de energía de tales centrales difiere significativamente con relación a lo previsto en el Programa Diario de Operación, y/o cuando la demanda real difiere significativamente de la prevista en el mismo Programa.

Tratándose de la demanda se considera como diferencia significativa, en un momento dado del día, a cualquiera de los dos casos siguientes:

- a) La Demanda Media Real difiere de la programada en más del cinco por ciento (5%).

- b) La Demanda Acumulada de Energía Real difiere de la programada en más del tres punto cinco por ciento (3.5%).

El OC deberá reformular el Programa de Operación Diario y remitirlo a los Agentes del MEM y a la SIE, vía correo electrónico, medio equivalente o fax. La programación debe reemplazar, para todos los efectos, al Programa Diario de Operación desde su puesta en vigencia por el OC hasta las 24:00 horas del mismo día. Los Agentes del MEM están obligados a cumplir con la reprogramación.

Artículo 218.- Ante la ocurrencia de alguna contingencia o cambio importante en la operación del SENI, tales como desviaciones notables de la demanda, salida forzada de una parte del parque generador o del Sistema de Transmisión, o algún otro hecho relevante, y que algún Agente del MEM comunicase oficialmente que tendría una duración de más de ocho (8) horas, el OC deberá realizar una reprogramación para las horas restantes de ese día, la cual deberá comunicar a los Agentes del MEM, al CCE y a la SIE. Éstos tendrán un plazo de treinta (30) minutos luego de recibir la reprogramación para enviar sus observaciones. El OC deberá analizar y tratar de compatibilizar las observaciones y enviar la decisión dentro de los siguientes treinta (30) minutos.

Artículo 219.- La reprogramación del OC y las disposiciones del CCE, deben considerar las limitaciones propias de equipos e instalaciones, por lo que los Agentes del MEM deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no excedan las capacidades o limitaciones operativas de sus equipos e instalaciones. De observarse inminentes transgresiones, los Agentes del MEM afectados deberán comunicarlas inmediatamente al OC, al CCE para su corrección y a los demás Agentes del MEM para su conocimiento, vía correo electrónico, medio equivalente o fax. El OC evaluará inmediatamente la reclamación; la aceptará o rechazará; sustentará su decisión y la comunicará vía correo electrónico, medio equivalente, o fax, al CCE, a todos los Agentes del MEM y a la SIE. De aceptarla, corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o efectuará la reprogramación o correcciones a que hubiere lugar.

SECCION IV.III RECHAZOS AUTOMATICOS DE CARGA

Artículo 220.- El OC encargará o efectuará los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el SENI. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del SENI. El OC establecerá el plazo en coordinación con los Agentes del MEM.

Artículo 221.- Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los siguientes:

- a) Durante períodos de inestabilidad se evita, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz, para no reducir la vida útil de unidades térmicas;

- b) El nivel mínimo de frecuencia para el SENI lo determina la capacidad de las unidades térmicas y es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM. Actualmente el nivel mínimo de frecuencia para el sistema es de 58.0 Hz;
- c) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores al nivel máximo, el cual es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM; actualmente el nivel máximo de frecuencia transitoria para el sistema es de 63 Hz;
- d) Si la frecuencia permanece por más de quince (15) segundos en el nivel máximo, pueden desconectarse unidades;
- e) Las etapas del esquema de rechazo, la carga rechazada en cada etapa, la duración de las etapas, etc., derivan de estudios especializados que realiza el OC;
- f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos;
- g) El rechazo automático de carga no debe originar sobre-frecuencias;
- h) El sistema puede operar segmentado;
- i) Los operadores del Sistema de Generación y del Sistema de Distribución priorizarán la permanencia de cargas de sus clientes;
- j) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia se incluirá las cargas en orden descendente de prioridad;
- k) Se pueden utilizar relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia mínima tensión, máxima tensión e inversión de potencia, con temporización.

SECCION IV.IV

ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACION

Artículo 222.- Inmediatamente después de producida una perturbación, el CCE, en comunicación con los Agentes del MEM, determinará la configuración y estado del sistema y dispondrá las acciones necesarias para restablecer la operación del mismo a su estado normal.

Artículo 223.- El CCE puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del SENI. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del OC, quien las pre-establece.

Artículo 224.- Luego de producida una perturbación, y transcurridos los Estados de Alerta y Emergencia, el CCE en coordinación con el OC y en comunicación con los Agentes del MEM, determinará la configuración y el estado de la red y del SENI, definirá el plan de restablecimiento y lo implementará en coordinación con los Agentes del MEM, quienes ejecutarán sus instrucciones y lo informarán hasta conseguir el estado normal. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el CCE puede otorgar autonomía a los Agentes del MEM para ejecutar maniobras obligándolos a informar.

Artículo 225.- El CCE dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará estrechamente con los Agentes del MEM la Regulación Secundaria de Frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los Agentes del MEM informarán al CCE su carga efectivamente reconectada.

Artículo 226.- Los Agentes del MEM involucrados con perturbaciones importantes del SENI, es decir aquellas que signifiquen la interrupción de suministro a más de diez mil (10,000) usuarios en zonas rurales o veinte mil (20,000) usuarios en zonas urbanas, siempre que se prevea que las interrupciones vayan a durar más de cuatro (4) horas, deberán informar al CCE sobre la operación de sus instalaciones, en un plazo máximo de treinta (30) minutos de ocurrido el evento. El CCE elaborará el informe inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de sesenta (60) minutos y lo remitirá a los Agentes del MEM y a la SIE.

SECCION IV.V INFORMACION DE LOS AGENTES DEL MEM.

Artículo 227.- El OC determinará la información a ser requerida de los Agentes del MEM para la coordinación de la operación del SENI en tiempo real y diferido.

SECCION IV.VI INFORMACION DEL CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA

Artículo 228.- El CCE establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real del sistema. Los Agentes del MEM están obligados a usar esta referencia.

Artículo 229.- El CCE deberá remitir a los Agentes del MEM y a la SIE antes de las 10:00 horas de cada día, un informe sobre la operación del SENI correspondiente al día anterior, vía correo electrónico o medio equivalente; pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto de los otros medios. Este informe contendrá lo siguiente:

- a) El despacho real de las unidades de generación;
- b) Las perturbaciones ocurridas;

- c) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento y falla;
- d) Las horas de orden de arranque y paradas y las de ingresos y salidas de unidades;
- e) Las horas en las que se reprogramó la operación del SENI;
- f) Las disposiciones de regulación de frecuencia;
- g) El registro de la frecuencia;
- h) Otra información técnica adicional que el OC o la SIE estimen conveniente.

Artículo 230.- Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro igual o mayor al diez por ciento (10%) de la demanda del SENI, el CCE deberá elevar un informe preliminar sobre su ocurrencia al OC y a la SIE dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe deberá ser ampliado con otro detallado, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

SECCION IV. VII. SOBRECARGA DE EQUIPOS

Artículo 231.- En tiempo real, los Agentes del MEM deben supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al CCE.

Párrafo.- En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un Agente del MEM este deberá comunicarla al CCE, el cual dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo en coordinación con el Agente del MEM propietario.

SECCION IV. VIII. REGULACION DE TENSION

Artículo 232.- Todos los Agentes del MEM están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

Los niveles de tensión en las Barras de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución son regulados directamente por sus titulares, quienes están obligados a mantener los valores de tensión de Barras y Factor de Potencia establecidos por este Reglamento.

Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación están obligados a generar y entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el CCE, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles de tensión de Barra adecuados.

El CCE es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las Barras del Sistema de Transmisión. En el Estado Normal, la tensión de las Barras de Carga deberá mantenerse dentro del más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) sobre su tensión de operación.

El OC deberá establecer las tensiones de operación a ser controladas en las Barras del Sistema de Transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el Estado Normal del SENI.

SECCION IV.IX REGULACION DE FRECUENCIA

Artículo 233.- Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI cuya operación está a cargo del CCE.

SECCION IV.X COORDINACION DE MANIOBRAS

Artículo 234.- Al CCE le corresponde disponer la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución y de Usuarios No Regulados que el CCE considere necesario, para mantener la seguridad operativa del SENI. Las maniobras requeridas por los Agentes del MEM por mantenimiento o pruebas, deberán sujetarse a aquellos incluidos en el Programa Diario de Operación. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de Fuerza Mayor.

Artículo 235.- Los Centros de Control de las Empresas de Distribución y los UNRs solicitarán autorización al CCE, en todos los casos en que se involucren entradas y salidas de cargas, superior a los diez (10) MW.

Párrafo.- En casos de emergencias, limitaciones o restricciones en el SENI, los Centros de Control de Empresas de Distribución solicitarán la autorización al CCE, para conexión y desconexión, independientemente de la magnitud de la carga.

SECCION IV.XI. SALIDA INTEMPESTIVA DE EQUIPOS

Artículo 236.- Cuando una unidad sale intempestivamente, el CCE evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, en esa magnitud, la generación de las unidades con Reserva Rotante tal, que se consiga un nuevo despacho económico.

Cuando un equipo de transmisión que enlaza áreas de control, sale intempestivamente, el CCE evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo:

- a) Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades con Reserva Rotante para lograr un nuevo despacho económico. Este incremento debe hacerse con la lista de mérito desde la unidad de menor costo variable de producción hasta la de mayor costo variable.
- b) Para el área con exceso, dispone preferentemente disminuir la generación de las unidades con el fin de lograr un nuevo despacho económico.

En ambos casos, el Agente del MEM cuyo equipo sale, comunicará al CCE el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el CCE instruirá su reconexión. Si no lo es, el CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

SECCION IV.XII. DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

Artículo 237.- Cuando la demanda real es mayor que la programada, el CCE, bajo la coordinación del OC dispondrá incrementar, preferentemente, la generación de las unidades de menor costo variable, incluyendo las centrales hidroeléctricas.

Artículo 238.- Cuando la demanda real sea menor que la programada, el CCE dispondrá disminuir, preferentemente, la generación de las unidades de mayor costo variable. Se exceptúan las unidades que operan por restricción del sistema.

Artículo 239.- En ambos casos y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

SECCION IV.XIII. INCREMENTO O DISMINUCION DE CAUDALES

Artículo 240.- Cuando los caudales de las centrales de pasada aumentan, el CCE dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de las unidades térmicas de mayor costo variable, preferentemente. Se exceptúan las unidades térmicas que operan por restricción del sistema.

Artículo 241.- El CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

Artículo 242.- Cuando disminuyan los caudales de centrales hidroeléctricas y esto pueda afectar significativamente la producción de energía, el CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

SECCION IV.XIV. RACIONAMIENTO

Artículo 243.- (Modificado por el Artículo 28 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El servicio eléctrico podrá ser restringido por las Empresas de Distribución, solo por las causas establecidas en los Artículos 100 y 101 de la Ley.

Artículo 244.- (Modificado por el Artículo 29 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cuando la SIE declare mediante Resolución un racionamiento en el SENI, el cumplimiento de los Programas de Racionamiento es obligatorio.

Artículo 245.- Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación deberán comunicar a sus clientes todo racionamiento programado, inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El CCE garantizará el cumplimiento de los Programas de Racionamiento incluidos en los Programas Diarios de Operación.

Artículo 246.- Programación de las restricciones de suministro en caso de racionamiento del sistema declarado por la SIE.

El procedimiento para realizar las restricciones programadas de suministro, una vez realizado el despacho de mínimo costo de acuerdo a las condiciones de seguridad establecidas, será el siguiente:

- a) El OC determinará la demanda contratada por las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados.
- b) Con la información de disponibilidad y el despacho realizado, el OC determinará la parte de esa demanda contratada que cuenta con generación disponible.
- c) Sobre la base de la previsión de demanda y los contratos de suministro con disponibilidad de generación, se determinará la demanda que implica transacciones en el Mercado Spot.
- d) Cada Empresa de Distribución y Usuario No Regulado será restringido en sus suministros, de manera programada, en forma proporcional a sus transacciones en el Mercado Spot.
- e) Las Empresas de Distribución deberán comunicar al OC la forma en que realizarán las restricciones de suministro en el ámbito de usuario final, con información de horarios y sectores a ser restringidos.
- f) En ningún caso se podrá restringir la demanda que cuenta con un contrato de suministro y con la disponibilidad del generador, exceptuando aquellos casos donde no sea posible por restricciones de transmisión o distribución.

- g) Si una Empresa de Distribución o Usuario No Regulado excede su potencia racionada, el CCE le notificará sujetarse al programa en un plazo de quince (15) minutos. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, podrá disponer la desconexión de sus cargas.
- h) El CCE informará diariamente al OC y a la SIE la ejecución de los Programas de Racionamiento y sustentará los cambios realizados. El OC evaluará su cumplimiento y basado en estos resultados, elaborará los Programas de Racionamiento y los Programas Diarios de Operación siguientes.

CAPITULO V BASE DE DATOS

Artículo 247.- El OC determinará las informaciones requeridas de los Agentes del MEM para la sustentación de la base de datos del SENI, las cuales serán utilizadas para la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo y para los estudios correspondientes del SENI.

TITULO IX TRANSACCIONES ECONOMICAS DEL MERCADO MAYORISTA

CAPITULO I TRANSACCIONES ECONOMICAS DE ENERGÍA

Artículo 248.- Mensualmente el OC deberá calcular las transacciones económicas del Mercado Spot y emitir el informe mensual de Transacciones Económicas, según los plazos y especificaciones establecidas en la normativa vigente.

Artículo 249.- El OC calculará para cada hora, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del SENI, en las Barras de las subestaciones en que se realicen inyecciones y/o retiros de energía. Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía, serán aquellos en que incurra el sistema eléctrico durante una hora, para suministrar una unidad adicional de energía en la Barra correspondiente, considerando la Operación Optima determinada por el OC, incluyendo las pérdidas marginales en el Sistema de Transmisión. Se entenderá por Operación Optima aquella que minimiza el costo de suministro.

Artículo 250.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía que se consideren para valorizar las transferencias entre Agentes del MEM serán los resultantes de la operación real del SENI en el período considerado.

Artículo 251.- Cuando se produzca racionamiento por falta de potencia para abastecer la demanda, el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía activa será igual al Costo de Desabastecimiento definido en el Artículo 2 de la Ley.

Artículo 252.- El Costo de Desabastecimiento definido en el Artículo 2 de la Ley, será determinado por la SIE anualmente, mediante Resolución, antes del treinta y uno (31) de diciembre de cada año para su aplicación a partir del primero (1ro.) de enero del año siguiente.

Artículo 253.- En el caso que una central térmica sea despachada por motivos de seguridad del SENI o por necesidades de reactivo, su despacho será realizado a potencia constante y la unidad no será considerada para el cálculo del costo marginal del SENI.

Artículo 254.- Si como consecuencia de una falla en el SENI, por una restricción de transmisión máxima o de la operación económica, éste se desacopla económicamente en dos (2) o más subsistemas, los costos marginales de energía activa en cada subsistema, serán aquellos en que incurra cada subsistema eléctrico durante un período, para suministrar una unidad adicional de energía activa en las Barras correspondientes, considerando la Operación Óptima determinada por el OC para cada subsistema. Dos (2) 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.

Artículo 255.- El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa en la Barra de Referencia para cada hora “h”, ($CMGREF_h$) corresponderá al mayor Costo Variable de Producción, referido a la Barra de Referencia (costo variable / factor de nodo), de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h” que estén vinculadas a la Barra de Referencia del Sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora “h”;

De no existir máquinas despachadas que estén vinculadas a la Barra de Referencia del SENI y que cuenten con Potencia Disponible, corresponderá al menor Costo Variable de Producción referido a la Barra de Referencia (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas que no están generando y que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa durante la hora “h”, en la Barra de Referencia del Sistema;

De no existir ninguna máquina vinculada a la Barra de Referencia que pueda entrar en servicio en la hora “h”, corresponderá al Costo de Desabastecimiento definido por la SIE.

Al determinar si una máquina en servicio posee Potencia Disponible, no se podrá considerar como Potencia Disponible el margen que pudieran tener las máquinas que regulan frecuencia. Asimismo, no se podrán considerar con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

El factor de nodo a aplicar para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en una Barra “i” vinculado a la Barra de Referencia deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_i},$$

donde: $\partial Perd / \partial P_i$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_i , asumiendo como Barra libre la Barra de Referencia del SENI.

Artículo 256.- El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa ($CMGSUB_{sh}$), en la hora “h” y en una Barra “s”, desacoplado económicamente, corresponderá al mayor Costo Variable de Producción referido a la Barra “s” (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora “h”, vinculadas a la Barra “s”, con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora “h”.

De no existir máquinas despachadas con Potencia Disponible, vinculadas a la Barra “s”, corresponderá al menor Costo Variable de Producción (costo variable / factor de nodo) de las máquinas termoeléctricas vinculadas a la Barra “s” que no estén generando pero que podrían entrar en servicio y entregar potencia activa en la hora “h”.

De no existir ninguna máquina vinculada a la Barra “s” que pueda entrar en servicio en la hora “h”, corresponderá al Costo de Desabastecimiento definido por la SIE.

Para determinar si una máquina en servicio posee Potencia Disponible, no se podrá considerar como Potencia Disponible el margen que pudieren tener las máquinas que regulen frecuencia, ni tampoco el margen para reserva operativa. Asimismo, no se podrán considerar con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía, aquellas máquinas que se encuentren en servicio por razones de seguridad o por requerimientos de energía reactiva.

Cuando fuere necesario, el OC deberá definir la Barra o las Barras “s” De Referencia, de un subsistema desacoplado económicamente.

El Factor de nodo a aplicar para referir el Costo Variable de Producción de una máquina ubicada en una Barra “j” vinculado a la Barra de Referencia de un subsistema “s” deberá ser calculado con la siguiente expresión:

$$Fns_i = 1 + \frac{\partial Perd}{\partial P_j},$$

donde: $\partial Perd / \partial P_j$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_j , asumiendo como Barra libre la Barra “s”.

Artículo 257.- El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en una Barra “i” (CMG_{ih}), en la hora “h”, vinculado a la Barra de Referencia se determinará mediante la siguiente expresión: $CMG_{ih} = CMG_{REF_h} \times Fn_{ih}$

donde: $F_{n_{ih}}$ es el factor de nodo correspondiente a la Barra “i” en la hora “h” relativo a la Barra de Referencia del Sistema.

Artículo 258.- El Costo Marginal de Corto Plazo de energía en una Barra “j” (CMG_{jh}), en la hora “h”, vinculado a una Barra “s” De Referencia de un subsistema desacoplado económicamente se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CMG_{jh} = CMGSUB_{sh} \times F_{n_{sjh}},$$

donde: $F_{n_{sjh}}$ es el factor de nodo correspondiente a la Barra “j” en la hora “h” relativo a la Barra de Referencia “s” del subsistema.

Artículo 259.- El OC deberá calcular el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía, para cada una de las veinticuatro (24) horas de cada día, en cada una de las Barras en que se realicen inyecciones y/o retiros. El costo marginal de una hora corresponderá al promedio ponderado por los tiempos de duración de los costos marginales instantáneos de corto plazo producidos al interior de una hora. El OC deberá informar a los Agentes del MEM y a la SIE dichos costos marginales horarios, antes de las 18:00 horas del día laborable siguiente. Los Agentes del MEM podrán enviar sus observaciones al OC antes de las 18:00 horas del día laborable subsiguiente.

El OC deberá considerar las observaciones de los Agentes del MEM y resolver sobre las mismas y deberá comunicar los Costos Marginales de Corto Plazo definitivos antes de las 18:00 horas del día posterior al día de recibidas las observaciones. En caso de que cualquier Agente del MEM no quedase conforme con lo resuelto por el OC, entonces podrá enviar su discrepancia el día siguiente, explicando las razones de su desacuerdo. La Administración del OC deberá someter las observaciones del Agente del MEM al Consejo de Coordinación, en su próxima reunión. El Consejo de Coordinación deberá conocer y resolver sobre dichas observaciones y emitirá su decisión. El OC deberá comunicar al Agente del MEM la decisión del Consejo de Coordinación al día siguiente de la reunión.

En caso de que el Consejo de Coordinación considerase válida, total o parcialmente, la observación de algún Agente del MEM, entonces el OC deberá aplicar lo resuelto por el Consejo de Coordinación en el cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo a partir del día siguiente a la Resolución del Consejo de Coordinación. En ningún caso podrán ser modificados los costos marginales definitivos emitidos por el OC.

Hasta que el OC no dispusiere de un modelo de optimización hidrotérmica para el cálculo de los valores del agua, o en tanto dichos valores no sean declarados por la Empresa Hidroeléctrica, las centrales hidroeléctricas no serán tomadas en consideración para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Activa.

El OC deberá determinar los costos marginales de energía sobre la base de la modelación vigente, haciendo abstracción de aspectos que no hayan sido incorporados a la representación del SENI.

Artículo 260.- El OC determinará los factores de nodo de la energía con la frecuencia y modelos que dicho organismo establezca.

Artículo 261.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía serán utilizados para valorizar las transferencias de energía entre los Agentes del MEM.

Artículo 262.- La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre Agentes del MEM en el OC, 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 del MEM involucrado;
- b) La energía entregada y retirada por cada Agente del MEM será valorada multiplicando por el Costo Marginal de Corto Plazo la energía activa de la Barra correspondiente;
- c) Para cada Agente del MEM, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros valorizados ocurridos en el SENI 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 del MEM.
- 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 atribuido a los dueños del Sistema de Transmisión y constituirá un saldo neto acreedor si resulta negativo o un saldo neto deudor si resulta positivo, para efectos del pago entre Agentes del MEM.
- e) Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.

CAPITULO II

TRANSACCIONES ECONOMICAS DE POTENCIA

Artículo 263.- (Modificado por el Artículo 30 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La transferencia total de Potencia de Punta entre un Agente del MEM y el resto será igual a la diferencia entre su Demanda de Potencia de Punta y su Potencia Firme propia o contratada. Estas transacciones se valorizarán al Costo Marginal de la Potencia en Barra, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Reglamento. La Demanda de Potencia de Punta de cada Agente del MEM será calculada por el OC, considerando el consumo medio horario bruto demandado por él o por sus clientes en la hora de punta mensual del SENI y sus pérdidas de transmisión.

Artículo 264.- (Modificado por el Artículo 31 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁴. Se denominará como Demanda Máxima Mensual Real coincidente del SENI, a la demanda bruta media horaria, durante un mes calendario, 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 mensual Real, se denominará hora de punta mensual del SENI. Esta Demanda Máxima Real mensual será la utilizada por el OC para la liquidación de las transacciones económicas en el MEM.

Párrafo.- Por horas de punta se entenderán aquellas horas del mes en las cuales se estima que se produce la demanda máxima del SENI. Las horas de punta serán definidas por el OC.

Artículo 265.- (Modificado por el Artículo 32 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El OC deberá determinar la Demanda Máxima Mensual coincidente estimada del SENI y la demanda máxima coincidente estimada de cada uno de los Agentes del MEM, mediante el procedimiento establecido en el pronóstico de Demanda Máxima Mensual coincidente contemplado en el presente Reglamento.

Artículo 266.- (Modificado por el Artículo 33 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El OC determinará mensualmente las Potencias Firms de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas al mes anterior, de la base de datos de indisponibilidad y del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el presente Reglamento. El OC determinará también las inyecciones y retiros de Potencia Firme para cada uno de los Agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los formularios de administración y al estimado de la Demanda Máxima Mensual coincidente.

Artículo 267.- Cada mes el OC deberá calcular e informar a los Agentes del MEM y a la SIE, el Costo Marginal de Potencia de Punta vigente para el mes.

Artículo 268.- (Modificado por el Artículo 34 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁵. La Potencia Firme de cada generador será calculada como la suma de las Potencias Firms de sus propias unidades generadoras, más las de aquellas que tengan contratadas con terceros. La suma de las Potencias Firms del conjunto de todas las unidades generadoras será igual a la Demanda Máxima Mensual Real del SENI.

Artículo 269.- La Potencia Firme de cada unidad generadora termoeléctrica del SENI 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 SENI que esté en el rango de noventa y cinco por ciento (95%) a noventa y ocho por ciento (98%). Para esto se inicia el cálculo con el valor de noventa y cinco por ciento (95%).

¹⁴ Modificado anteriormente por el Artículo 15 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

¹⁵ Modificado anteriormente por el Artículo 16 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

- 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 termoeléctrica en cuestión.
- d) Se calculará la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del SENI, 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 diez (10) años. En el caso de unidades que no tengan diez (10) años de estadística, se adoptará un valor referencial de tasa de indisponibilidad forzada para completar los diez (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 año hidrológico cuya probabilidad de excedencia sea igual al valor del nivel de seguridad definido en a). Para ello se despachará la oferta hidroeléctrica de pasada en la base de la curva de carga anual, determinándose 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 hidroeléctrica 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 hidroeléctrica sin colocar, la energía hidroeléctrica 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).

- 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 SENI. Esta diferencia se denominará residuo final.
- i) Si el residuo final calculado en h) es mayor que cero, se 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 noventa y ocho por ciento (98%) y todavía queda residuo final, éste 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.
- j) Si el residuo final calculado en h) 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 (0).

Párrafo.- El mes en que una unidad generadora se incorpore al parque de unidades generadoras del SENI, 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 mes en una y otra situación. Este mismo procedimiento se aplicará cuando una unidad generadora se retire del parque.

Artículo 270.- El OC definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme.

Artículo 271.- (Modificado por el Artículo 35 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El OC deberá determinar y establecer los factores de nodo y las pérdidas de potencia a utilizar en base a un flujo de carga para la Demanda Máxima Mensual coincidente estimada del SENI, considerando como producción de los generadores sus Potencias Firmes calculadas para el mes.

Artículo 272.- El OC realizará mensualmente el cálculo de las Transacciones de Potencia de Punta mediante el procedimiento de cálculo siguiente:

- a) En las Barras en las cuales se realicen transacciones, se determinará las inyecciones de Potencia Firme, y los retiros de ella, para satisfacer la Demanda Máxima Anual coincidente estimada de los consumos, de cada Agente del MEM involucrado.
- b) La potencia entregada y retirada por cada generador y la retirada por Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados, correspondiente

a las compras en el Mercado Spot, será valorizada multiplicándolas por el Costo Marginal de la Potencia de la Barra correspondiente.

- c) Para cada generador se sumarán algebraicamente todas las inyecciones de Potencia Firme y retiros de demanda máxima valorizados. Las inyecciones se ponderarán con signo positivo. El valor resultante, sea éste positivo o negativo, constituirá el saldo, acreedor o deudor respectivamente, de cada generador.
- d) Para cada distribuidor y UNR se suman los retiros valorizados. El valor resultante constituirá el saldo deudor de cada Agente del MEM distribuidor o UNR.
- e) La suma de todos los saldos a que se refieren los puntos c) y d) anteriores, con sus respectivos signos, constituirá el Derecho de Uso de Potencia de Punta. Este Derecho de Uso será percibido por los dueños del Sistema de Transmisión, por concepto de derecho de uso de dicho sistema, y constituirá un saldo neto acreedor, para efectos del pago entre Agentes del MEM a que se refiere el punto siguiente.
- f) Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.

Artículo 273.- (Modificado por el Artículo 36 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Mensualmente el OC recalculará las Potencias Firmes de las unidades generadoras y las transacciones de Potencia de Punta del mes anterior, considerando la Máxima Demanda Real Mensual ocurrida, de acuerdo a lo que se establece en los siguientes Artículos.

Artículo 274.- (Modificado por el Artículo 37 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El OC deberá, en las transacciones económicas de cada mes, calcular la reliquidación de Potencia de Punta del mes anterior e informar a los Agentes del MEM los pagos mensuales definitivos correspondientes a dichas transacciones de Potencia de Punta. El calendario para realizar el recálculo se establece más abajo.

Cada mes el OC deberá determinar la Demanda Máxima Mensual coincidente real del sistema, con las pérdidas reales de transporte incluidas, correspondiente al mes anterior.

El OC determinará las Potencias Firmes de las unidades generadoras, con las informaciones actualizadas del mes anterior, de la base de datos de indisponibilidad y de la base de datos del sistema, utilizando el procedimiento establecido en el presente Reglamento. El OC determinará también las inyecciones y retiros de Potencia Firme para cada uno de los Agentes del MEM, conforme a la información de los compromisos de potencia establecidos en los contratos y a la Demanda Máxima Mensual coincidente real.

En ningún caso se considerarán para el cálculo de las Potencias Firmes las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas obtenidas del estudio de flujo de carga realizado para determinar los actores de nodo, en que se utilizaron como producción de los generadores sus Potencias Firmes.

En la reliquidación de la potencia de punta, tanto los Agentes de MEM como el OC, deberán cumplir los plazos establecidos para las transacciones económicas en el Artículo 349 del presente Reglamento.

Para fines de liquidar las diferencias entre los valores recalculados y los pagos realizados mensualmente, se deberá considerar la tasa de interés activa promedio ponderado semanal vigente en cada día, de los bancos comerciales y múltiples, o la que la reemplace, informada por el Banco Central de la República Dominicana, que se aplicará sobre el número real de días, sobre la base de un (1) año de trescientos sesenta y cinco (365) días.

Artículo 275.- Los Costos Marginales de Potencia de Punta utilizados para valorizar las transferencias de Potencias de Punta entre Agentes del MEM, corresponden al de la Barra de más alto nivel de tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

CAPITULO III

COSTO MARGINAL DE POTENCIA DE PUNTA

Artículo 276.- Se establece el Costo Marginal de Potencia en el SENI y sus fórmulas de indexación, los cuales serán usados por el OC para valorizar las transacciones de Potencia de Punta entre los Agentes del MEM.

Artículo 277.- Precio de la Potencia de Punta.

Se define el costo marginal de desarrollo de la Potencia de Punta del SENI igual al costo anual de inversión y al costo fijo de operación y mantenimiento de una turbina a gas de ciclo abierto de 50 MW de potencia instalada, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{CMPPBR} = (((\text{CTG} / (\text{FDT} * \text{CP})) * \text{FRCM} + \text{O\&M}) * \text{RES})$$

Donde:

CMPPBR: Costo marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia (RD\$/kW-mes).

CTG: Costo turbina a gas, corresponde al valor CIF más los costos de instalación y conexión a la red e impuestos.

FDT: Factor de derrateo por temperatura.

CP: Coeficiente de Consumos Propios.

FRCM: Factor de recuperación del capital mensual, calculado para una tasa de descuento mensual equivalente a la tasa anual definida por la Ley un período de 240 meses.

O&M: Costo fijo de operación y mantenimiento.

RES: Margen de reserva teórica.

Artículo 278.- Fórmula de indexación.

Se define la fórmula de indexación para la actualización mensual del Costo Marginal de Potencia de Punta. Para obtener el Costo Marginal de la Potencia de Punta en Barra de Referencia en un mes i cualquiera se aplicará la siguiente fórmula de indexación:

$$CMPPBR_{Mes\ i,n} = CMPPBR_{Dic\ n-1} \times A \times \frac{D}{Do}$$

Siendo:

$$A = \left(\frac{CPI_{Mes\ i-1}}{CPI_{Nov\ n-1}} \right); \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes\ i-1}}{CPI_{Nov\ n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{ si } \left(\frac{CPI_{Mes\ i-1}}{CPI_{Nov\ n-1}} \right) > 1.02$$

Donde:

$CMPPBR_{Mes\ i,n}$ = Precio (RD\$/KW-mes) de la Potencia de Punta del mes i y el año n

$CMPPBR_{Dic\ n-1}$: Precio (RD\$/KW-mes) de la Potencia de Punta de diciembre del año anterior.

$CPI_{Mes\ i-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América "all cities, all items" en el mes anterior al que se realiza el ajuste.

$CPI_{Nov\ n-1}$: Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos de América "all cities, all items" en el mes de noviembre del año anterior al año en que se realiza el ajuste.

D : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes anterior al que se realiza el ajuste.

Do : Tasa de cambio promedio del dólar americano en el mercado oficial publicada por el Banco Central de la República Dominicana para ventas en efectivo en el mercado extrabancario, correspondiente al mes de noviembre del año anterior.

Artículo 279.- La SIE fijará cada cuatro años, mediante Resolución, el Costo Marginal de Potencia de Punta según la metodología indicada en este Reglamento.

Artículo 280.- Costo Marginal de la Potencia de Punta en cada Barra del sistema de transmisión. Para cada mes “m” el OC determinará el Costo Marginal de la Potencia de Punta en cada Barra j del sistema mediante la siguiente fórmula:

$$CMPP_{m,j} = CMPPBR_m * FNP_{m,j}$$

Donde:

$CMPP_{m,j}$: Costo Marginal de Potencia de Punta en la Barra “j” en el mes “m”.

$CMPPBR_m$: Costo Marginal de Potencia de Punta en la Barra de referencia, en el mes “m”, determinado según se establece en este Reglamento.

$FNP_{m,j}$: Factor de Nodo de Potencia de Punta en el nodo “j”, del mes “m” .

Artículo 281.- Para la valorización de las transferencias de Potencia de Punta previstas en este Reglamento, el OC utilizará mensualmente los costos marginales de Potencia de Punta vigentes, resultantes de la aplicación del Artículo anterior.

CAPITULO IV

DE LOS CONTRATOS DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA

Artículo 282.- Todos los Agentes del MEM deberán entregar al OC, veinte (20) días calendario antes del inicio de un contrato de suministro de electricidad, un borrador del formulario de administración de contratos, para fines de coordinar su administración.

Artículo 283.- El formulario de administración de contratos será el documento a utilizar por el OC para realizar las transferencias de energía y Potencia de Punta entre Agentes del MEM. Este formulario contendrá todos los requisitos necesarios para que el OC pueda administrar cada contrato, pero en ningún caso reemplazará al contrato suscrito entre las partes.

Artículo 284.- El OC analizará cada borrador de formulario recibido, y en el plazo de siete (7) días calendario de presentado, notificará a los Agentes del MEM involucrados si tiene alguna observación que impida su administración, por no poderse verificar en forma inequívoca las transacciones económicas envueltas.

Artículo 285.- En caso de que el OC no tuviese observaciones, deberá notificar a los Agentes del MEM involucrados, dentro del mismo plazo de siete (7) días calendario de presentado el borrador de formulario. Las partes deberán remitir al OC el formulario definitivo, firmado por las partes, con firmas legalizadas,

dentro de los diez (10) días siguientes del recibo de la notificación por parte del OC.

Artículo 286.- El formulario de administración de contratos deberá contener al menos las informaciones que se especifican más abajo. El OC podrá ampliar su contenido en caso de que así lo amerite la administración de cualquier contrato. La información mínima que deberá contener el formulario es la siguiente:

- a) Agente del MEM vendedor.
- b) Agente del MEM comprador.
- c) Duración del contrato.
- d) Tipo de contrato (toda la demanda, por ciento (%) de la demanda, potencia contratada u otro tipo).
- e) Puntos de suministro (deberán poseer sistema de medición).
- f) Potencia y energía contratada (en caso de contrato tipo potencia contratada, deberá indicarse la potencia horaria comprometida por punto de suministro).
- g) Responsabilidad del pago del Derecho de Conexión por la potencia contratada (Agente del MEM vendedor o Agente del MEM comprador).
- h) Causales de rescisión del contrato. La rescisión será notificada al OC mediante un acuerdo de ambas partes. En caso de falta de acuerdo la SIE deberá pronunciarse acerca de la validez de la rescisión.

En ningún caso podrá existir un formulario de administración de contratos que no contenga especificada la energía y potencia contratada de forma inequívoca. En ningún caso las modificaciones a los formularios de administración de contratos convenidas entre las partes, podrán originar reliquidaciones de las transacciones económicas ni afectar a terceras partes en reliquidaciones de meses anteriores.

CAPITULO V

SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMC)

Artículo 287.- El SMC estará constituido por los siguientes componentes:

- a) Un sistema de medición y registro de energía activa y reactiva en cada Punto de Conexión, compuesto por transformadores de corriente y de voltaje y medidores de energía. Estos últimos deberán contar con los elementos necesarios para el almacenamiento y transmisión de datos.

- b) Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información, basado en la red de telefonía conmutada pública o privada y en otras redes de transmisión de datos.
- c) Un sistema de recolección de datos centralizado, ubicado en el OC.

Artículo 288.- Cada Agente del MEM tendrá la responsabilidad de disponer de la medición de sus inyecciones y retiros de energía eléctrica hacia y desde el SENI. Es responsabilidad de los siguientes Agentes del MEM la instalación del SMC en los Puntos de Conexión (Agente Responsable):

- a) Las Empresas de Distribución, en los Puntos de Conexión con el Sistema de Transmisión.
- b) Las Empresas de Generación y los Usuarios No Regulados, en los Puntos de Conexión con el Sistema de Transmisión y con Empresas de Distribución.
- c) Los Autoprodutores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, en los Puntos de Conexión con el Sistema de Transmisión y con Empresas de Distribución.

Artículo 289.- Todo Agente del MEM vinculado a un Punto de Conexión, que no es responsable del SMC en dicho punto, deberá otorgar al Agente Responsable y al OC todas las facilidades para realizar lo especificado en el presente Reglamento en dicho Punto de Conexión.

Artículo 290.- Los Agentes Responsables del SMC podrán aplicar una clave de lectura a los medidores. Esa clave deberá ser suministrada obligatoriamente al OC, la cual será administrada exclusivamente por éste. La SIE podrá requerir en cualquier momento del OC el acceso a los medidores.

Artículo 291.- El OC será responsable por la instalación, operación y mantenimiento del sistema de recolección de datos centralizado. Todo equipo adicional que sea necesario para efectuar esa operación en medidores de otras marcas o modelos puestos en servicio después de la primera habilitación comercial, deberá ser suministrado e instalado por los Agentes del MEM que utilicen tales instrumentos.

Artículo 292.- Los Agentes Responsables del SMC deberán suministrar al OC el software de programación y lectura de sus respectivos medidores, tanto para los existentes como para los que sean instalados en el futuro. En el caso de la existencia de varios “softwares” en el mercado para un mismo modelo, el OC definirá cuál de ellos deberá entregar cada Agente del MEM, así como el número de licencias a entregar por cada Agente del MEM.

Artículo 293.- Las obligaciones antes mencionadas para los Agentes Responsables del SMC serán válidas independientemente de todo acuerdo que ellos establezcan a tal efecto con otros Agentes del MEM o de obligaciones contractuales de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

(CDEEE) o la empresa que actúe como titular de derechos, obligaciones y como fiscalizadora de los bienes públicos en materia de electricidad.

Artículo 294.- En el caso de no contar con líneas telefónicas de libre acceso los Agentes del MEM deberán presentar ante el OC constancia de la compañía telefónica cuyas redes se encuentren más cercanas al punto en cuestión, en la cual se especifique que el servicio telefónico no puede ser provisto. En estos casos, para fines de la primera habilitación comercial, la que será considerada una habilitación comercial provisional para los puntos de medición que se encuentran en estos casos, se exonerará el requisito del vínculo de comunicación. Esta exoneración sólo será válida por el período que acuerde el Consejo de Coordinación del OC.

Artículo 295.- Para los efectos de realizar las transacciones económicas, las mediciones mensuales de los puntos descritos en el Artículo anterior de este Reglamento deberán ser entregadas al OC por el Agente Responsable en los plazos establecidos por ese organismo para la entrega de las lecturas utilizadas para realizar las transacciones económicas.

Artículo 296.- Deberán registrarse las siguientes magnitudes en cada Punto de Conexión:

- a) Energía activa entrante y saliente.
- b) Energía reactiva entrante y saliente,
- c) Sumatoria de voltajes integrados en el tiempo para las tres fases. En caso de que el medidor utilizado tenga otra forma de almacenar los eventos de caída de tensión en cualquiera de las fases, no será necesario registrar esta sumatoria.

Artículo 297.- A los efectos de la especificación de la clase de precisión de los elementos componentes de la cadena de medición se definen las siguientes categorías de Puntos de Conexión:

- a) Categoría I: Puntos de Conexión con voltaje nominal no inferior a sesenta y nueve (69) kV o potencia media horaria no inferior a veinte (20) MW.
- b) Categoría II: Puntos de Conexión con voltaje nominal no inferior a sesenta y nueve (69) kV y potencia media horaria inferior a veinte (20) MW.

Artículo 298.- El valor de potencia media horaria mencionado en el Párrafo anterior podrá ser modificado en el futuro por el Consejo de Coordinación del OC.

Artículo 299.- En Puntos de Conexión de Categoría I la clase de precisión de cada uno de los componentes deberá ser igual o mejor que las indicadas a continuación:

Componente	Normas IEC		Normas ANSI/IEEE	
	N°	Clase	N°	Clase
Transformadores de corriente	de 60044	$I_{sec} = 1 \text{ A:}$	0.2	
		$I_{sec} = 5 \text{ A:}$	0.2 S	C 12.11
Transformadores de voltaje	60186	0.2	C12.II	0.3
Medidor(es) de energía	60687	0.2 S	C 12.16	

Artículo 300.- En Puntos de Conexión de Categoría II la clase de precisión de cada uno de los componentes deberá ser igual o mejor que las indicadas a continuación:

Componente	N°	Normas IEC	Normas ANSI/IEEE	
		Clase	NJ	Clase
		$W = 1 \text{ A:}$		
		0.5		
Transformadores de corriente	60044	$I_{sec} = 5 \text{ A:}$	0.5 S	C 12.11
Transformadores de voltaje	60186	0.5	C 12.11	0.6
Medidor(es) de energía	60687	0.5 S	C 12.16	

Artículo 301.- Las normas a que se hace referencia en los dos (2) Artículos anteriores podrán ser modificadas por el Consejo de Coordinación del OC, y ratificadas por la SIE, en caso de que surja una nueva norma o una actualización de las mismas.

Artículo 302.- Tanto los transformadores de medida como los medidores de energía deberán ser fabricados y ensayados por empresas o entidades que reúnan requisitos mínimos a establecer por el Consejo de Coordinación del OC. En tanto no se cuente con empresas que reúnan los requisitos mínimos y para los transformadores de medida instalados a la fecha de aprobación de la presente normativa y con el fin de realizar la habilitación comercial, el Agente Responsable deberá presentar los protocolos de ensayo entregados por la fábrica de los mismos.

Artículo 303.- En instalaciones de Categoría I existentes a la fecha de emisión del presente Reglamento podrá admitirse el uso de los transformadores de medida instalados actualmente, siempre que su clase sea igual o mejor que IEC 0.5 ó ANSI/IEEE 0.6. En esta situación, se da un plazo de cuatro (4) meses a partir de la fecha de emisión del presente Reglamento para instalar los equipos con la clase de precisión indicada en el mismo.

Artículo 304.- Toda vez que sea necesario el cambio de transformadores de medida existentes por deterioro o pérdida de clase se exigirá que los equipos de reemplazo reúnan los requisitos especificados para instalaciones nuevas.

Artículo 305.- Cada Punto de Conexión deberá contar con tres (3) transformadores de corriente y tres (3) transformadores de voltaje, con núcleos y arrollamientos para uso exclusivo del SMC y del sistema de operación en tiempo real. Los transformadores podrán tener otros núcleos o arrollamientos destinados a otros usos.

Artículo 306.- En instalaciones existentes podrá admitirse la utilización de núcleos y/o arrollamientos compartidos con otros sistemas de medición existentes, siempre que la carga total no supere la potencia de exactitud de aquellos. Esta situación sólo podrá subsistir mientras no sea necesario el reemplazo de los transformadores de medida actuales y hasta un plazo máximo de seis (6) meses a partir de la fecha de emisión del presente Reglamento.

Artículo 307.- En cada Punto de Conexión deberán instalarse dos (2) medidores de energía independientes: uno principal y otro de respaldo. Ambos deberán ser de la misma clase y podrán estar conectados al mismo juego de transformadores de medida.

Artículo 308.- En los Puntos de Conexión de Categoría II correspondientes a Usuarios No Regulados con transferencia media horaria inferior a diez (10) MW podrá omitirse el medidor de respaldo si algún Agente del MEM a cuya red está conectado, posee otro medidor de su propiedad con almacenamiento de registros horarios conectado al mismo cable de alimentación y de clase igual o mejor que uno (1.0). La posibilidad de utilizar este medidor como respaldo deberá acordarse mediante convenio firmado entre el Usuario No Regulado y el Agente del MEM.

Artículo 309.- Los medidores deberán ser de estado sólido, con tres (3) elementos de corriente y tres (3) de voltaje. Deberán disponer de facilidades para el registro interno de las magnitudes requeridas.

Artículo 310.- En Puntos de Conexión con flujo de energía en ambos sentidos deberán instalarse medidores bidireccionales. Los registros deberán ser independientes para cada sentido.

Artículo 311.- Los impulsos generados por los medidores de energía deberán ser almacenados en los mismos instrumentos.

Artículo 312.- Los impulsos deberán ser almacenados en canales independientes para cada magnitud a registrar, en períodos ajustables entre cinco (5) y sesenta (60) minutos. Durante la etapa de transición se adoptará el período de quince (15) minutos, pero éste podrá ser modificado en cualquier momento por el Consejo de Coordinación del OC.

Artículo 313.- Los medidores deberán contar con memoria no volátil que permita almacenar la información de los últimos cuarenta (40) días como mínimo, considerando la utilización de cinco (5) canales y registros cada quince (15) minutos. Deberán tener batería incorporada para mantener los datos almacenados en memoria por lo menos durante siete (7) días ante la falla de la alimentación auxiliar.

Artículo 314.- Los errores máximos admisibles en la medición de tiempo serán:

- a) Comienzo de cada período: $\pm$ sesenta (60) segundos respecto de la red unificada de telefonía celular de la República Dominicana.

- b) Duración de cada periodo: $\pm$ tres centésimas de por ciento (0.03%) respecto de la duración real del período.

Artículo 315.- Todos los instrumentos programables deberán contar con la posibilidad de inhibir su programación mediante una clave aplicada por “software”.

Artículo 316.- Cada Punto de Conexión deberá contar con un módem con un canal telefónico que permita efectuar la lectura de registros en cualquier momento, tanto del medidor principal como del de respaldo. Deberá tener también la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable y mediante lector óptico.

Artículo 317.- El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación de los medidores deberán ser compatibles con los que disponga el OC. De lo contrario el Agente Responsable deberá proveer al OC los equipos y la programación necesaria para viabilizar la comunicación.

Artículo 318.- Las instalaciones deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el Código de Conexión que a tales fines dicte la SIE mediante Resolución.

Artículo 319.- Él o los medidores correspondientes a cada Punto de Conexión deberán instalarse en armarios o compartimientos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.

Artículo 320.- Los gabinetes deberán tener grado de protección mecánica no inferior a IEC IP40 ó NEMA 12, para instalación interior, ó IEC IP54 ó NEMA 4, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una chapa de acrílico con la identificación del Punto de Conexión.

Artículo 321.- La construcción de los gabinetes deberá permitir la lectura del visor del o los medidores y el libre acceso a su puerta óptica.

Artículo 322.- Cada Punto de Conexión deberá poseer una bornera de contraste precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de voltaje y de corriente que permita la intercalación de un instrumento patrón.

Artículo 323.- Todos los componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta los medidores, deberán contar con borneras con tapas precintables de manera que pueda impedirse todo acceso a los bornes.

Artículo 324.- La alimentación eléctrica auxiliar a los medidores deberá asegurarse mediante alguno de los siguientes métodos:

- a) Doble fuente de alimentación con un dispositivo de supervisión permanente y conmutación;

- b) Inversor alimentado por batería;
- c) Sistema de alimentación ininterrumpible (UPS).

Artículo 325.- Para el caso de los Agentes del MEM cuyos Puntos de Conexión no cuentan con las facilidades para realizar la instalación de una doble fuente de alimentación eléctrica indicada en el punto anterior, tendrán un plazo de seis (6) meses a partir de la primera habilitación comercial, que será considerada habilitación comercial provisional, para que los Agentes del MEM regularicen esta situación. Estos puntos deberán ser informados justificadamente por los Agentes del MEM respectivos y serán aprobados por el Consejo de Coordinación del OC.

Artículo 326.- Cada Punto de Conexión deberá contar con un sistema supervisor de los voltajes de medición que origine una alarma cuando falte alguno de ellos.

Artículo 327.- La carga de los transformadores de medida deberá estar comprendida entre veinticinco y cien por ciento (25 y 100 %) de su potencia de exactitud. Si la impedancia de los medidores y cables no fuera suficiente deberán incorporarse resistores de compensación adecuados para obtener los valores de carga mencionados.

Artículo 328.- La sección mínima de cables a utilizar deberá ser de dos punto cinco (2.5) mm² ó AWG #14. Los cables correspondientes a los circuitos secundarios de transformadores de voltaje deberán ser seleccionados de manera que la caída de voltaje entre bornes de transformadores y medidor, con factor de potencia cero punto nueve (0.9) sea inferior a cero punto uno por ciento (0.1 %).

Artículo 329.- Los circuitos secundarios de voltaje deberán estar protegidos mediante fusibles. Los resistores de compensación de carga a conectar eventualmente en ellos no deberán contar con protección particular alguna.

Artículo 330.- El punto neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cables y toda parte metálica accesible de los gabinetes y equipos deberán ser vinculados rígidamente a tierra para poder evitar voltajes de contacto peligroso para el personal.

Artículo 331.- El Agente Responsable en cada Punto de Conexión debe informar al OC el esquema de medición de emergencia que utilizará en caso de indisponibilidad o error en las mediciones principales y de respaldo. Dicho esquema estará sujeto a aprobación de parte del Consejo de Coordinación del OC.

Artículo 332.- Los medidores serán interrogados en forma automática desde el OC en días preestablecidos de cada mes calendario, de manera de poder detectar cualquier anomalía antes de terminar el mes.

Artículo 333.- Si alguna de esas operaciones no fuera posible por fallas en el vínculo de comunicaciones o en el instrumento, el OC establecerá los mecanismos para que el Agente Responsable de los puntos de conexión que se encuentren en esta situación haga llegar a ese organismo las lecturas de dichos puntos. El plazo de entrega de dichas lecturas será el mismo que el establecido en el presente Reglamento, y deberán ser entregadas en el formato que establezca el OC.

Artículo 334.- Para el registro de transacciones se usará prioritariamente los datos almacenados en el registrador principal de cada Punto de Conexión. Si se observara alguna anomalía en esa lectura se usarán los datos registrados por el medidor de respaldo, cuando existiera. Las anomalías a que se hace referencia pueden ser, entre otras:

- a) Datos erróneos
- b) Falta de datos
- c) Falta de sincronismo
- d) Diferencias superiores al uno por ciento (1.0%) (medidores clase 0.2 S) o dos punto cinco por ciento (2.5%) (medidores clase 0.5 S) entre los registros de ambos medidores en uno o más períodos o en todo el mes.

Artículo 335.- Si no fuera posible distinguir cuál de los dos medidores arrojará resultados anómalos o si ambos lo hicieran, los datos a utilizar para las transacciones deberán ser determinados por el OC utilizando alguno de los siguientes métodos:

- a) Mediante el sistema de medición de emergencia.
- b) Por afinidad con las lecturas de los medidores correspondientes a equipos de potencia de características similares que operen en paralelo en un Punto de Conexión adyacente.
- c) Mediante la integración de la medición de potencia utilizada en el sistema de operación en tiempo real.
- d) Utilización de curvas típicas obtenidas de valores estadísticos de consumo.

Artículo 336.- Una vez terminada la instalación del SMC correspondiente a un Punto de Conexión, o cuando se efectúe el traslado o cambio de algunos de sus componentes. El Agente Responsable deberá solicitar su habilitación comercial al OC.

Artículo 337.- A tal fin deberá presentar la siguiente documentación del Punto de Conexión al OC, cumpliendo con las especificaciones de «software» y de formato que éste indicará oportunamente:

- a) Esquemas unifilar y trifilar conformes a obra.
- b) Protocolos de ensayos de rutina en fábrica de los transformadores de medida y del o los medidores, realizados por laboratorios autorizados.
- c) Cálculo de caída de voltaje en los circuitos secundarios de transformadores de voltaje.
- d) Cálculo de cargas en los circuitos secundarios de transformadores de voltaje y de corriente.
- e) Cálculo de la corriente primaria prevista para los transformadores de corriente, la cual no deberá ser inferior al cincuenta por ciento (50%) de su valor nominal.
- f) Esquema de medición de emergencia para usar en casos de indisponibilidad de los medidores principales y de respaldo y/o de sus transformadores de medida.
- g) "Diskette" con la programación del o de los medidores (si fuera de aplicación).

Artículo 338.- El OC verificará la documentación mencionada y, en un plazo inferior a treinta (30) días, programará una inspección "in situ" con la presencia del Agente Responsable con el objeto de controlar el cumplimiento del presente Reglamento y de las prácticas prudentes. A tal efecto realizará las siguientes operaciones:

- a) Verificación de la programación y ensayo del o de los medidores según norma IEC 60687 ó ANSI/IEEE C.12.16.
- b) Medición de carga en los circuitos primario y secundario de los transformadores de medida (de corriente y de tensión).
- c) Medición de caída de voltaje en los transformadores de voltaje.
- d) Verificación de la comunicación entre el OC y el medidor.
- e) Aplicación de precintos.
- f) Inhibición del medidor mediante palabra clave.

Artículo 339.- El costo de estas verificaciones será pagado por el Agente Responsable.

Artículo 340.- El OC podrá conceder habilitación comercial provisional en los casos previstos en el presente Reglamento.

Artículo 341.- En caso de haberse otorgado alguna habilitación comercial provisional en algún Punto de Conexión, el OC deberá otorgar la habilitación

comercial definitiva al finalizar el plazo otorgado al Agente del MEM. De no ser posible otorgar dicha habilitación comercial definitiva por incumplimiento del Agente Responsable, el OC deberá comunicar el hecho a la SIE.

Artículo 342.- El OC deberá contratar la contrastación y ensayo, con cargo a los Agentes Responsables, de los sistemas de medición, con la siguiente periodicidad:

- a) Transformadores de medida (ensayo): cada diez (10) años.
- b) Medidores (contrastación): cada dos (2) años.

Artículo 343.- La contrastación y/o ensayo deberán ser efectuados por entidades especializadas seleccionadas por el OC, debiendo el Agente Responsable coordinarse y prestar todas las facilidades al OC y a las empresas contratadas para realizar dichas labores.

Artículo 344.- El OC podrá disponer, por iniciativa propia o a solicitud escrita de cualquier Agente del MEM, el contraste del o de los medidores instalados en un Punto de Conexión, adjuntando un análisis detallado de las desviaciones observadas.

Artículo 345.- El contraste deberá ser efectuado por una empresa especializada contratada a tal efecto por el OC. Si el resultado no fuera satisfactorio, su ejecución y la correspondiente recalibración serán pagados por el Agente Responsable del equipo con resultados no satisfactorios. De lo contrario el contraste estará a cargo de la parte que lo haya solicitado.

Artículo 346.- Toda intervención del Agente Responsable sobre las instalaciones del SMC deberá ser plenamente justificada y contar con la previa autorización del OC.

Artículo 347.- Sólo ante situaciones que comprometan el servicio, el Agente Responsable podrá intervenir sobre las instalaciones del SMC sin cumplir con los requisitos mencionados en el Párrafo anterior. En tal caso deberá informar de inmediato al OC, explicando detalladamente las causas de la urgencia y los trabajos efectuados.

Artículo 348.- En los casos mencionados, el OC efectuará una nueva inspección y repondrá los precintos que hubieran sido retirados. Esta operación será hecha en presencia del Agente Responsable y dará origen a un acta que será firmada por los presentes. Su costo quedará a cargo del Agente Responsable.

CAPITULO VI

FACTURACION DE LAS TRANSACCIONES ECONOMICAS

Artículo 349.- El OC dentro de los primeros nueve (9) días laborables siguientes al mes para el cual se calculan las transacciones económicas, enviará a los Agentes del MEM y a la SIE el informe mensual de transacciones económicas.

En caso que en este plazo el OC no reciba toda la información o cuente con información errónea deberá emitir el informe mensual de las transacciones económicas informando de esta situación e indicando los supuestos que ha considerado para la emisión del informe.

El informe mensual de transacciones económicas deberá contener al menos la siguiente información:

- a) Costos Marginales de Corto Plazo de la energía para cada una de las horas del mes anterior.
- b) Informaciones de Costo Marginal de Potencia de Punta.
- c) Resumen de las mediciones de inyecciones y retiros horarios de energía.
- d) Transferencias de electricidad y sus correspondientes pagos entre Agentes del MEM ocurridos durante el mes anterior.
- e) Determinación del Derecho de Conexión y pagos entre Agentes del MEM.
- f) Otros pagos entre Agentes del MEM.

Artículo 350.- Cualquier información solicitada relativa al cálculo de las transacciones económicas que realice el OC deberá ser entregada por el Agente Responsable en un plazo máximo de veinticuatro (24) horas contadas a partir de recibida la solicitud.

Artículo 351.- Los Agentes del MEM podrán observar, fundadamente y por escrito el informe mensual de transacciones económicas emitido por el OC en un plazo de dos (2) días laborables después de recibido el informe.

Artículo 352.- Hasta el día diecisiete (17) de cada mes, o el día laborable siguiente si aquél no lo fuese, el OC podrá emitir un nuevo informe, conforme a las observaciones recibidas por los Agentes del MEM que considere pertinentes. En el caso que en este plazo no alcance a emitir el informe, deberá informar que en las transacciones del mes siguiente se deberán reliquidar por las observaciones que se acojan.

Artículo 353.- Hasta el día dieciocho (18) de cada mes, o el día laborable siguiente si aquél no lo fuese, el Consejo de Coordinación del OC deberá reunirse para tratar el tema único de la aprobación del informe mensual de transacciones económicas y reliquidaciones de meses anteriores. La reunión deberá ser notificada por lo menos veinticuatro (24) horas de antelación.

Artículo 354.- Conforme al informe de transacciones económicas emitido por el OC y aprobado por el Consejo de Coordinación del OC, cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a todos los Agentes del MEM acreedores, en la proporción en que cada uno de los acreedores participe del saldo positivo

total del mes. Este pago se realizará hasta el día veintiuno (21) o el día hábil anterior si ese día no lo fuera, del mes siguiente para el cual se calculan las transacciones económicas.

Artículo 355.- Para los casos de mora, el Agente del MEM acreedor tendrá derecho al cobro de intereses al Agente del MEM deudor en mora. Los intereses los facturará directamente el Agente del MEM acreedor al Agente del MEM deudor sobre los montos adeudados, calculados con la tasa de interés activa promedio ponderado semanal vigente en cada día de atraso, de los bancos comerciales y múltiples, o la que la reemplace, informada por el Banco Central de la República Dominicana más un recargo de dieciocho (18%) anual. Para aquellos días en que no se cuente con la información del Banco Central, se podrá utilizar la tasa de interés activa promedio ponderado semanal del último informe emitido por el Banco Central. Dicha tasa de interés se proyectará para un año de trescientos sesenta y cinco días (365) y se aplicará la proporción correspondiente al número real de días entre el día resultante del Artículo anterior y la fecha de pago real.

Artículo 356.- En las reliquidaciones de pagos efectuados por correcciones emitidas por informes del OC, los montos envueltos devengarán un interés a favor del Agente del MEM acreedor, calculado con la tasa de interés pasiva promedio ponderado semanal vigente en cada día de atraso, de los bancos comerciales y múltiples informada por el Banco Central de la República Dominicana. Para aquellos días en que no se cuente con la información del Banco Central, se utilizará la tasa de interés pasiva promedio ponderado semanal del último informe emitido por el Banco Central. Dicha tasa de interés se proyectará para un año de trescientos sesenta y cinco días (365) y se aplicará la proporción correspondiente al número real de días entre el día que fue establecido por el OC como fecha de pago de las transacciones sujetas a reliquidación y la fecha de pago que establezca el mismo organismo para el pago de la reliquidación.

CAPITULO VII PEAJES DE TRANSMISION

Artículo 357.- La SIE, de conformidad con el Artículo 85 de la Ley, definirá mediante Resolución las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión y además calculará y fijará el costo total de largo plazo para efecto del cálculo de Peaje de Transmisión.

Artículo 358.- Para determinar los valores nuevos de reemplazo a los que se refiere el Artículo 87 de la Ley la SIE tomará en cuenta los costos de mercado, para lo cual consultará, sobre los costos de suministro y construcción de líneas y subestaciones de transmisión, en procesos competitivos a nivel nacional e internacional.

Artículo 359.- Las instalaciones del Sistema de Transmisión, sus valores nuevos de reemplazo, la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de cada una de las instalaciones existentes y aquellas por

construir dentro de períodos de cuatro (4) años, serán definidos mediante Resolución de la SIE. El costo total anual de cada instalación del Sistema de Transmisión, correspondiente a la anualidad de la inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento, será utilizado como base para la determinación del Peaje de Transmisión.

Artículo 360.- La anualidad de la inversión de cada instalación del Sistema de Transmisión, 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 treinta (30) años y la tasa de costo de oportunidad del capital definida en la Ley. El monto de la inversión se calculará a partir del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de costo total mínimo.

Artículo 361.- El Peaje de Transmisión será recaudado a través de dos componentes: el Derecho de Uso y el Derecho de Conexión.

Artículo 362.- El Derecho de Uso de la Red Principal de Transmisión corresponderá en cada mes al valor determinado por el OC al realizar las transacciones económicas de energía y potencia, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. El Derecho de Uso se compone del Derecho de Uso de Energía y el Derecho de Uso de Potencia de Punta.

Artículo 363.- El OC calculará mensualmente el Derecho de Uso conforme lo establecido en el presente Reglamento.

Artículo 364.- El Derecho de Conexión mensual en la Red Principal de Transmisión lo calculará el OC, restando al costo total anual del Sistema de Transmisión mensualizado el Derecho de Uso. El Derecho de Conexión Unitario (DCU) se establecerá en pesos dominicanos por kilovatios por mes (RD\$/Kw-mes) correspondiente.

Artículo 365.- Los cargos de conexión y sus fórmulas de ajuste que sean establecidos por la SIE serán fijados mediante Resolución y publicados en periódicos de circulación nacional. Estos valores podrán ser aplicados a contar de los quince (15) días calendarios siguientes a dicha publicación.

Artículo 366.- Mensualmente, cada generador “i” del SENI deberá pagar al propietario del Sistema de Transmisión el Derecho de Conexión correspondiente al mes anterior “m” dado por:

$$DC_{im} = PFirmeGen_{im} * DCU_m$$

donde:

DC_{im} : es el pago por concepto de Derecho de Conexión del generador “i” correspondiente al mes “m”.

$PFirmeGen_{im}$: es la Potencia Firme del generador “i” correspondiente al mes “m”.

DCU_m: Derecho de Conexión Unitario correspondiente al mes “m” (RD\$/Kw-mes), actualizado con las fórmulas de indexación que la SIE establezca.

Artículo 367.- Las Empresas de Generación serán responsables de recaudar el Derecho de Conexión de sus clientes. Los Agentes del MEM deberán pagar y/o cobrar el Derecho de Conexión por sus compras y/o ventas en el Mercado Spot de acuerdo a lo indicado en el Artículo siguiente.

Artículo 368.- El OC deberá realizar mensualmente las transferencias por Derecho de Conexión entre Agentes del MEM utilizando el siguiente procedimiento:

- a) En las barras en las cuales se realicen transferencias, se determinarán las inyecciones de Potencia Firme, y los retiros de Demanda de Potencia de Punta;
- b) La Potencia Firme inyectada y Potencia de Punta retirada por cada Agente del MEM será valorada multiplicando por el Derecho de Conexión Unitario (DCU_m);
- c) Para cada Agente del MEM, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y retiros valorizados. 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 del MEM.
- d) La suma de todos los saldos netos a que se refiere el punto anterior, constituirá un saldo neto deudor de los propietarios del Sistema de Transmisión para efectos del pago entre Agentes del MEM.
- e) Cada Agente del MEM deudor pagará su saldo neto a los Agentes del MEM acreedores en la proporción en que cada uno de ellos participa en el saldo total acreedor.

Artículo 369.- Para efectos de lo dispuesto en los Artículos 82 y 83 de la Ley, en el caso que la SIE deba fijar los peajes por la servidumbre correspondiente, con motivo de discrepancias entre el interesado y el propietario de las líneas, ésta podrá aplicar un procedimiento similar al del Sistema de Transmisión 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.

Artículo 370.- De conformidad con el Artículo 89 de la Ley, en los Sistemas Aislados con una demanda inferior o igual a dos (2) megavatios (MW) y para los propietarios de líneas y subestaciones eléctricas de distribución, los Peajes serán acordados directamente entre el propietario de las instalaciones y el interesado en su uso. De no haber acuerdo, cualquiera de las partes podrá pedir la fijación del Peaje por la SIE, la que establecerá 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 distribuida o transmitida. Las pérdidas podrán ser valorizadas con Costos Marginales de largo plazo o de corto plazo.

CAPITULO VIII DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

SECCION VIII.I. VALORIZACION DE ENERGÍA REACTIVA

Artículo 371.- El Organismo Coordinador realizará mensualmente las Transacciones Económicas correspondientes a la Valorización de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión, entre Agentes del MEM, según el procedimiento que se describe a continuación.

Artículo 372.- Definiciones Generales.

Para los fines de la aplicación de las disposiciones contenidas en la presente Sección se entenderá por:

$CKVarh_{nt}$ = Costo del equipamiento de compensación reactiva estática en RD\$/KVarh, correspondiente al nivel de tensión (nt) del sistema eléctrico. Este valor será determinado cada cuatro (4) años por la Superintendencia de Electricidad sobre la base del procedimiento descrito más adelante en el presente Reglamento.

ERB_i = Energía Reactiva Base de la máquina "i", corresponde a la energía reactiva que obligatoriamente debe entregar una máquina termoeléctrica "i" o hidroeléctrica. Este valor se fija en el valor correspondiente a la Potencia Nominal de cada máquina y factor de potencia instantáneo de 0.85. Valor expresado en KVar.

CVP_i = Costo Variable de Producción de la máquina termoeléctrica "i". Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$)/KWh.

$QGen_{i,j}$ = Energía Reactiva Neta entregada por la máquina "i", en la hora "j", a solicitud del Centro de Control de Energía según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador. Valor expresado en KVarh.

$PGen_{i,j}$ = Energía Activa Neta entregada por una máquina "i", en la hora "j". Valor expresado en KWh.

$QEE_{i,j}$ = Energía Reactiva en Exceso Entregada por la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica "i", en la hora "j", en que el Centro de Control de Energía se lo solicita según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador. Valor expresado en KVarh.

$$QEE_{i,j} = QGen_{i,j} - ERB_i$$

$CMg_{b,i,j}$ = Costo Marginal de Corto Plazo utilizado en las Transacciones Económicas de Energía, en la barra b a la cual está conectada la máquina i, en la hora j. Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$)/KWh.

$Pot Rec_i$ = Potencia Reconocida de la máquina termoeléctrica i.

Esta potencia reconocida corresponderá a la potencia (media horaria) que la máquina estaba entregando al momento de requerirse el aporte de energía reactiva.

En caso que la máquina haya sido despachada a un nivel inferior para entrega de energía reactiva, pero económicamente se requiere a plena capacidad, la Potencia Reconocida corresponderá al valor promedio de la potencia entregada en forma continua durante cuatro horas, en la última oportunidad que fue requerida a potencia máxima por al menos cuatro horas. FPR= Factor de Potencia Requerido en las barras de consumo de empresas distribuidoras y UNR, establecido previamente en el presente Reglamento.

AEER= La anualidad de la inversión del Equipo de Energía Reactiva, determinada multiplicando el factor de recuperación del capital, calculado una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad, de conformidad con lo establecido en el Artículo 123 de la Ley, por el Valor Nuevo de Reemplazo del equipo.

Artículo 373.- Máquinas Termoeléctricas despachadas al mínimo Técnico por Regulación de Tensión y Aporte de Energía Reactiva.

En caso que una máquina termoeléctrica sea despachada a la Potencia Mínima Técnica por requerimientos de Regulación de Tensión, corresponde determinar a dicha máquina su participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PCTMT_{i,j} = \max[CKVarh_{nt} \times QEE_{i,j}; PGen_{i,j} \times (CVP_i - CMg_{b,i,j})]$$

Donde:

$PCTMT_{i,j}$ = Participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de la máquina termoeléctrica "i", en la hora "j" por despacho forzado a Potencia Mínima Técnica para Regulación de Tensión. Valor expresado en pesos dominicanos.

Párrafo.- Los Mínimos Técnicos de las centrales termoeléctricas serán fijados por la SIE y su cumplimiento será coordinado por el OC y ejecutado por el CCE.

Artículo 374.- Máquinas Termoeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso.

Cuando a una máquina termoeléctrica i despachada económicamente a máxima capacidad, se le solicita por parte del Centro de Control de

Energía, según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador, un aporte de energía reactiva superior a ERB_i , corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea superior a ERB_i , su participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PCTRE_{i,j} = \max[CKVARh_{nt} \times QEE_{i,j}; (Pot\ Rec_i - PGen_{i,j}) \times (CMg_{b,i,j} - CVP_i)]$$

Donde:

$PCTRE_{i,j}$ = Participación en el cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de la máquina termoeléctrica “i”, en la hora “j” por entrega de energía reactiva en exceso. Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$).

Artículo 375.- Máquinas Hidroeléctricas con aporte de energía reactiva en exceso.

Cuando a una máquina hidroeléctrica i, despachada, se le solicita por parte del Centro de Control de Energía, según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador, un aporte de energía reactiva superior a ERB_i , corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea superior a ERB_i , su participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PCHRE_{i,j} = CKVARh_{nt} \times QEE_{i,j}$$

$PCHRE_{i,j}$ = Participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de la máquina hidroeléctrica “i”, en la hora “j” por entrega de energía reactiva en exceso. Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$).

Artículo 376.- Máquinas Hidroeléctricas operando como compensadores sincrónicos.

Cuando una máquina hidroeléctrica i, es despachada como compensador sincrónico por parte del Centro de Control de Energía, según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el OC, corresponde determinar a dicha máquina su Participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PCHCS_{i,j} = \max[CKVARh_{nt} \times QGen_{i,j}; EAC_{i,j} \times CMg_{b,i,j}]$$

$PCHCS_{i,j}$ = Participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de la máquina hidroeléctrica “i”, en la hora “j” por entrega de energía reactiva operando como compensador sincrónico, Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$).

$EAC_{i,j}$ = Energía Activa consumida por la máquina hidroeléctrica “i”, al operar como compensador sincrónico en la hora “j”.

Artículo 377.- Máquinas termoeléctricas o hidroeléctricas con entrega de energía reactiva inferior a la energía reactiva base.

Cuando a una máquina termoeléctrica o hidroeléctrica i , se le solicita por parte del Centro de Control de Energía, según los Programas de Operación Semanal y Diario emitidos por el Organismo Coordinador, un aporte de energía reactiva superior o igual a ERB_i corresponde determinar a dicha máquina, en caso que su aporte de energía reactiva sea inferior a ERB_i , el Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PERNE_{i,j} = CKVarh_{nt} \times QNE_{i,j}$$

$PERNE_{i,j}$ = Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de la máquina termoeléctrica o hidroeléctrica “ i ” en la hora “ j ” por no entregar la energía reactiva solicitada. Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$).

$QNE_{i,j}$ =Energía Reactiva no entregada por la máquina “ i ”, en la hora “ j ”, expresado en (KVarh).

$$QNE_{i,j} = ERB_i - QGen_{i,j}$$

Artículo 378.- Consumos de Empresas de Distribución, Generación o UNR.

En aquellas barras en que las Empresas de Distribución, los generadores o los UNR, tengan consumos con un factor de potencia inferior al FPR, se deberá determinar para cada consumo el Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión de acuerdo a la siguiente formulación:

$$PMFP_i = PropPago \times DesvFp_i \times ValCompra_i$$

$PMFP_i$ = Pago por Energía Reactiva y Regulación de Tensión del consumo de una Empresa de

Distribución, UNR o generador en la barra “ i ”, por concepto de mal Factor de Potencia. Valor expresado en pesos dominicanos (RD\$).

En caso de existir más de un consumo en la barra i , se deberá realizar este cálculo para cada consumo.

$PropPago$ = Proporción de pago = 0.01.

$DesvFp$ = Desviación del factor de potencia con relación a FPR.

$DesvFp_i = 0$ si $Fpreal$ es mayor o igual a FPR.

$DesvFp_i = 100 \times valorAbsoluto(FPR - Fpreal_i)$ si $Fpreal$ es menor a FPR.

$ValCompra_i$ = Es el consumo de energía activa valorizado al costo marginal promedio mensual (promedio de los costos marginales utilizados en las

Transacciones Económicas de Energía) de la barra a la cual está conectado el consumo.

F_{preal} = Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra "i".

Artículo 379.- Equipamiento para control de tensión de la Empresa de Transmisión.

La Empresa de Transmisión deberá mantener operativo todo el equipamiento para control de tensión que se remunera a través del peaje. En caso que un equipamiento no se encuentre disponible, ya sea por una salida forzada o por una salida programada, la Empresa de Transmisión deberá participar en el pago a los Agentes del MEM acreedores.

Los montos de participación estarán dados por:

a) Salida Forzada

Por cada salida forzada de más de diez minutos y menor de una hora, se deberá computar un monto equivalente a:

$$MSF1H = 3 * (AEER (RD\$) / 8760)$$

Para aquellas salidas de servicio forzadas mayores a una hora y menores a cinco horas se deberá computar un monto adicional equivalente a:

$$MSFM1H = TM1H * 2 * (AEER (RD\$) / 8760)$$

Siendo TM1H el tiempo, descontada una hora, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.

Para aquellas salidas de servicio forzadas mayores a cinco horas, se deberá computar un monto adicional equivalente a:

$$MSFM5H = TM5H * AEER (RD\$) / 8760$$

Siendo TM5H el tiempo, descontadas cinco horas, en que el equipamiento de control de tensión no estuvo disponible.

b) Salida Programada

Para salidas de servicio programadas, se deberá computar un monto equivalente a:

$$MSP = TSP * AEER (RD\$) / 8760$$

Siendo TSP el tiempo en horas de la salida programada.

Si el mantenimiento programado es solicitado al OC en horas en que el equipamiento no sería requerido, el monto MSP será nulo. En cada oportunidad en que la empresa de transmisión solicite un mantenimiento, el OC deberá determinar si el equipamiento objeto del mantenimiento está sujeto a pagos por falta de aporte de energía reactiva.

El monto total a pagar por la empresa de transmisión será:

$$PERTX = MSF1H + MSFM1H + MSFM5H + MSP$$

Artículo 380.- Equipamiento para control de tensión de otras empresas.

Aquellas empresas autorizadas por la SIE a instalar equipos de compensación de energía reactiva, sobre la base de un informe del OC que establece la conveniencia de instalación de dicho equipo de compensación, se les deberá considerar una participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión por cada equipamiento dada por la siguiente formulación:

$$PCEOE = CapKVAR \times HD \times CKVARh_{nt}$$

Siendo:

PCEOE: La participación en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación del equipo con capacidad CapKVAR.

HD: Horas del mes en que estuvo disponible el equipo.

Artículo 381.- Determinación de los pagos mensuales entre Agentes del MEM:

a) Agentes del MEM Deudores.

Para cada máquina "i", se sumarán los pagos horarios por Compensación de Energía Reactiva y Regulación de Tensión del mes resultante, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento

$$PERNE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PERNE_{i,j}$$

$PERNE_i$ = Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa propietaria de cada máquina "i", a los Agentes del MEM que resulten acreedores en las Transacciones Económicas de Energía Reactiva y Regulación de Tensión, excepto que resulte ajustado este valor según lo antes descrito.

$PMFP_i$ = Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa propietaria de cada consumo "i", a los Agentes del MEM que resulten acreedores en las Transacciones Económicas de Energía Reactiva y Regulación de Tensión.

PERTX = Pago mensual (saldo deudor) que deberá realizar la empresa de transmisión a los Agentes del MEM que resulten acreedores en las Transacciones Económicas de Energía Reactiva y Regulación de Tensión.

b) Agentes del MEM Acreedores.

Para cada máquina termoeléctrica e hidroeléctrica, se sumarán todas las participaciones horarias del mes. Es importante destacar que podría ocurrir que una misma máquina pueda tener participación por más de un concepto. La participación mensual de cada Agente del MEM será:

$$PCTMT_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTMT_{i,j}$$

$$PCTRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTRE_{i,j}$$

$$PCHRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHRE_{i,j}$$

$$PCHCS_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHCS_{i,j}$$

Los saldos deudores y acreedores totales, se determinarán de la siguiente forma:

$$SDT = \sum_{i=1}^{NM} PERNE_i + \sum_{i=1}^{NC} PMFP_i + PERTX$$

Donde:

SDT: Saldo Deudor Total por Energía Reactiva y Regulación de Tensión.

NM el número de máquinas con pagos por energía reactiva no entregada y NC el número de consumos con mal Factor de Potencia.

$$PT = \sum_{i=1}^{NMT} PCTMT_i + \sum_{i=1}^{N TRE} PCTRE_i + \sum_{i=1}^{N HRE} PCHRE_i + \sum_{i=1}^{N HCS} PCHCS_i + \sum_{i=1}^{N TE} PCEOE_i$$

Donde:

PT: Participación Total en el Cobro por Energía Reactiva y Regulación de Tensión.

NMT el número de máquinas termoeléctricas con participación en el cobro por despacho forzado a mínimo técnico, NTRE el número de máquinas termoeléctricas con participación en el cobro por aportes en exceso, NHRE el número de máquinas hidroeléctricas con participación en el cobro por aportes en exceso, NHSC el número de máquinas hidroeléctricas con participación en el cobro por operación como compensador sincrónico y NTE es el número total de empresas con participación en el cobro por la instalación de equipos de compensación.

Si $SDT > PT$ se deberá ajustar el pago de cada Agente del MEM deudor, en forma proporcional, de modo que SDT sea igual a PT . Cada Agente del MEM acreedor deberá percibir el monto de participación mensual indicada anteriormente. Los Agentes del MEM deudores deberán pagar, a los Agentes del MEM acreedores, sus saldos deudores en forma proporcional a los saldos acreedores.

Si $SDT < PT$ se debe proceder de la siguiente manera:

Determinación del monto acreedor cuando $SDT < PT$

$$SATMT_i = PCTMT_i x \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SATMT_i$ = Saldo Acreedor de la máquina termoeléctrica "i" por despacho forzado a mínimo técnico,

$$SATRE_i = PCTRE_i x \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SATRE_i$ = Saldo Acreedor de la máquina termoeléctrica "i" por aporte en exceso de energía reactiva.

$$SAHRE_i = PCHRE_i x \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SAHRE_i$ = Saldo Acreedor de la máquina hidroeléctrica "i" por aporte en exceso de energía reactiva,

$$SAHCS_i = PCHCS_i x \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SAHCS_i$ = Saldo Acreedor de la máquina hidroeléctrica "i", por operación como compensador sincrónico.

Los Agentes del MEM deudores deberán pagar, a los Agentes del MEM acreedores, sus saldos deudores en forma proporcional a los saldos acreedores.

Artículo 382.- Determinación del costo unitario del equipamiento de compensación reactiva estática.

El costo unitario del equipamiento de energía reactiva se determinará por nivel de tensión de acuerdo con la siguiente formulación:

$$CKVARh_{nt} = (Inv_{nt} \times FRC + O\&M_{nt}) / ERA_{nt} \quad \text{expresado en RD\$/KVArh.}$$

Donde:

Inv_{nt} : Es la inversión en equipos de compensación estática en el nivel de tensión "nt" , corresponde al valor CIF mas los costos de instalación y conexión a la red e impuestos.

FRC: Factor de recuperación del capital. Se debe calcular considerando una vida útil de 20 años y una tasa de costo de oportunidad de acuerdo al Artículo 123 de la Ley.

O & M_{nt} : Costo anual fijo de operación y mantenimiento del equipo.

ERA_{nt} : Energía reactiva media anual.

ERA_{nt} : $KVA_Inst \times Horas_anuales$

KVA Inst: Es la capacidad en KVAr del equipo.

A los efectos de determinar el equipamiento típico a utilizar, se deberán considerar las siguientes capacidades por nivel de tensión:

69 KV: RD\$ KVAr

138 KV:RD\$ KVAr.

La SIE deberá definir por Resolución el Costo Unitario de los equipamientos de energía reactiva anualmente según lo especificado en este procedimiento.

SECCION VIII.II

PROCEDIMIENTO PARA REGULACION DE FRECUENCIA

Artículo 383.- Objetivo.

Establecer las condiciones para la Regulación de la Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), así como el cálculo de la remuneración por este concepto entre los Agentes del MEM con unidades designadas para este servicio.

Artículo 384.- Definiciones de la Sección.

Para los fines de la aplicación de las disposiciones contenidas en la presente Sección se entenderá por:

Banda muerta del regulador: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

Capacidad de regulación primaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia] dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación secundaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia].

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El OC establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de demanda de modo de mantener el equilibrio generación-demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda serán absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia habilitadas para participar en la RPF.

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito

y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual.

Reserva rotante (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. Usualmente se la clasifica en dos tipos:

- a) Reserva de Regulación Primaria.
- b) Reserva de Regulación Secundaria.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda una máquina en modificar su potencia desde un valor permanente hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia.

Artículo 385.- Responsabilidades del OC.

- a) Mantener actualizados los requisitos técnicos que se contemplan en el presente procedimiento, para calificar las unidades de generación que proporcionarán la Reserva Rotante del SENI.
- b) Verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la calificación como máquina de regulación.
- c) Programar la Reserva Rotante en los Programas de Operación Semanal y Diario.
- d) Programar la Reserva Rotante distribuida en áreas preservando la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico. Asimismo, de acuerdo al orden de despacho, deberá programar las unidades encargadas de regular la frecuencia en los sistemas temporalmente aislados.
- e) Disponer en cualquier momento y sin previo aviso, la verificación en el campo de los parámetros de calibración de los reguladores de velocidad de las unidades de generación. De ser necesario podrá instalar registradores y/o equipos de medición que se requieran para verificar las características técnicas.
- f) Establecer la lista de méritos de unidades calificadas para efectuar RPF y RSF.
- g) Establecer la lista de méritos de unidades asignadas para efectuar RPF y RSF. Cuando estas unidades se le asigne efectuar la RPF y RSF serán compensadas según lo establecido en el presente procedimiento.

- h) Establecer la forma y plazos en que los Agentes del MEM deben presentar la información técnica en tiempo diferido para actualizar los datos técnicos requeridos.
- i) Elaborar los estudios de rechazo de carga por variaciones de la frecuencia del SENI.

Artículo 386.- Responsabilidades del Centro de Control de Energía (CCE).

- a) Hacer cumplir la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y la Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) del SENI.
- b) Despachar la Reserva Rotante asignada para RSF de modo de restablecer los niveles de despacho en las unidades asignadas para la Regulación Primaria de Frecuencia.
- c) Despachar económicamente las unidades de acuerdo a los programas y políticas de operación de modo de recuperar la Reserva Rotante para Regulación Secundaria.
- d) De formarse sistemas temporalmente aislados por mantenimiento o contingencia en el SENI, disponer, de ser el caso, las acciones necesarias para que la Regulación de Frecuencia sea ejecutada con las unidades de generación calificadas según el orden de mérito elaborado por el OC, para cumplir con esta tarea en sus respectivas áreas.
- e) Supervisar la frecuencia y reserva de las principales áreas en tiempo real, para lograr un nivel suficiente de calidad de frecuencia.
- f) Informar el detalle de la operación diaria incluyendo lo relativo a la frecuencia y al movimiento de Reserva Rotante del Sistema.

Artículo 387.- Responsabilidades de los Agentes del MEM.

- a) Mantener actualizados los datos técnicos de las unidades de generación del SENI, requeridos en el presente procedimiento.
- b) Mantener la calidad del producto, en el aspecto de frecuencia, con reserva propia en sus máquinas o a través del pago que realicen a otro generador o generadores por la reserva que aportan en su reemplazo.
- c) El Agente del MEM generador del SENI que realice la Regulación de Frecuencia, debe mantener el estatismo asignado y otros parámetros que afecten la respuesta del regulador de velocidad, no modificándolos sin la coordinación y aprobación del OC.

- d) Realizar la Regulación de Frecuencia del Sistema bajo la directiva del CCE para la operación en tiempo real y comunicar toda acción correctiva al CCE, con copia al OC.
- e) Verificar que la programación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del CCE no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones. En caso contrario comunicarlo al CCE de inmediato para la corrección respectiva con copia al OC.
- f) Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación en tiempo real en caso que así lo disponga el CCE, asumiendo las responsabilidades derivadas del encargo. Esta delegación quedara claramente registrada por el emisor y el receptor.
- g) Informar, a través de su Centro de Control, el detalle de la operación diaria de su área de control incluyendo entre otros el despacho de la reserva rotante y aspectos relevantes.
- h) Operar las unidades generadoras designadas para efectuar Regulación de Frecuencia, manteniendo la reserva programada por el OC.
- i) Comunicar inmediatamente al CCE con copia al OC sobre la indisponibilidad parcial o total de las unidades autorizadas para aportar Reserva Rotante.

Artículo 388.- Selección de las Máquinas Regulantes.

La Empresa de Generación que considere proponer algunas de sus unidades para Regulación Primaria de Frecuencia presentará una solicitud al OC a fin de ser evaluadas como máquinas de regulación, indicando la capacidad máxima de regulación como porcentaje de la potencia efectiva de sus unidades generadoras, acompañando la información técnica básica establecida en el presente procedimiento.

Artículo 389.- Proceso de Calificación.

El OC deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la calificación de una unidad generadora como máquina de regulación.

Artículo 390.- Requisitos Técnicos para RPF.

Documentación técnica que demuestre los siguientes requisitos mínimos:

- a) Estatismo permanente entre el 0 y 6 %.
- b) Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz).
- c) Capacidad de regulación mínima del de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) dentro de todo su rango de generación.

- d) Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.
- e) La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- f) Contar con un enlace en tiempo real con el CCE.
- g) Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la Regulación Primaria de Frecuencia.

Artículo 391.- Información a suministrar para RPF.

Con la solicitud de calificación, cada generador debe adjuntar la siguiente información:

- a) Identificación de la máquina.
- b) Información del fabricante incluyendo especificaciones técnicas y planos.
- c) Características del regulador (marca y tipo, año de fabricación sistema de control, mando, etc.)
- d) Banda Muerta (rango de ajuste, calibración actual).
- e) Estatismo Permanente (rango de ajuste, valor usual).
- f) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) del valor final).
- g) Máxima Capacidad de Regulación.
- h) Gradiente de toma de carga.
- i) Estatismo Transitorio (Rango de ajuste, valor usual).
- j) Diagrama de bloques de controladores (Proporcional, Integrador, Derivador).

Artículo 392.- Requisitos Técnicos para RSF.

Los requisitos técnicos para realizar RSF son todos los solicitados para RPF más aquellos requisitos adicionales que especifique el OC.

Artículo 393.- Información a suministrar para RSF.

La información técnica solicitada para RPF y aquella información adicional que solicite el OC.

Artículo 394.- Habilitación de unidades generadoras para RPF.

- a) Para la habilitación de una o más unidades, a fin de participar en la RPF del sistema, el OC deberá verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos e información establecidos para realizar la RPF, establecida en el presente procedimiento.
- b) De cumplir todos los requisitos técnicos y haber suministrado la información, el OC deberá notificar al Agente del MEM solicitante que su máquina se encuentra habilitada para participar en la RPF.
- c) La habilitación de una maquina entra en vigencia a partir de la siguiente programación semanal.
- d) De no existir solicitudes para realizar la RPF, el OC calificará a las centrales para realizar esta función sobre la base de la información técnica disponible.
- e) El Agente del MEM deberá notificar al OC cualquier cambio que desee realizar en sus equipos destinados a la regulación de frecuencia.

Artículo 395.- La habilitación de una máquina o conjunto de máquinas para participar en la RPF significa un compromiso del Agente del MEM de aportar la reserva cada vez que el OC la considere en la programación semanal o diaria y en tiempo real le sea solicitado por el CCE.

Artículo 396.- Habilitación de unidades generadoras para RSF.

- a) Para la habilitación de una o más unidades, a fin de participar en la RSF del Sistema, el Organismo Coordinador deberá verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos para realizar la RPF, establecida en el presente procedimiento.
- b) De cumplir todos los requisitos, el OC deberá notificar al Agente del MEM solicitante que su máquina se encuentra habilitada para participar en la RSF.
- c) La habilitación de una maquina entra en vigencia a partir de la siguiente programación semanal.
- d) De no existir solicitudes para realizar la RSF, el OC calificará a las centrales para realizar esta función sobre la base de la información técnica disponible.

- e) El Agente del MEM deberá notificar al OC cualquier cambio que desee realizar en sus equipos destinados a la regulación de frecuencia.

Artículo 397.- La habilitación de una máquina o conjunto de máquinas para participar en la RSF significa un compromiso del Agente del MEM de aportar la reserva cada vez que el OC la considere en la programación semanal o diaria y en tiempo real le sea solicitado por el CCE.

Artículo 398.- Pruebas.

- a) Cuando el OC lo disponga, a fin de determinar el comportamiento y la respuesta ante variaciones bruscas de frecuencia de las unidades de generación cuya calificación como maquina de regulación se haya solicitado, se realizaran pruebas de campo con un consultor especializado y en calidad de observador, personal del OC.
- b) Asimismo se efectuarán pruebas si a juicio del OC existen razones para considerar que la Empresa de Regulación de Frecuencia ha experimentado alguna modificación importante.
- c) Las pruebas se pondrán en conocimiento de la SIE.
- d) Para la selección del consultor el OC dispondrá de una relación de consultores calificados.
- e) El costo del consultor será asumido por el Agente del MEM que solicitó que su unidad sea evaluada como de regulación o el Agente del MEM con unidades de regulación habilitadas.
- f) Concluida la prueba, el consultor debe determinar, mediante los cálculos respectivos el comportamiento y la respuesta ante variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de cero (0) a diez (10) segundos de la unidad de generación y comprobar que la variación de carga de la unidad debe ser sostenible durante los siguientes treinta (30) segundos en base a la capacidad de generación.
- g) El informe final de una prueba será suscrito por el consultor y será presentado al OC para su análisis y aprobación. En caso de presentarse observaciones las mismas deberán ser resueltas por el consultor. El consultor tiene un plazo máximo de quince (15) días calendario después de la prueba para presentar en forma oficial al OC el informe final. El OC tiene un plazo de siete (7) días calendario para observaciones y el consultor cinco (5) días calendario para levantarlas. El informe final así como todos los cálculos sustentatorios de detalle serán presentados por el consultor en forma escrita y en medio magnético, lo cual estará a disposición de cualquier Agente del MEM.
- h) El OC hará conocer a los Agentes del MEM el resultado final de las pruebas.

Artículo 399.- Determinación de la Reserva Rotante.

El OC deberá elaborar la programación del despacho de la Reserva Rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considerará una Reserva Rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. Asimismo, se deberá contemplar una Reserva Rotante para RSF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5 %) de la demanda estimada en el programa de operación. La Reserva Rotante establecida para RPF y RSF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW.

El porcentaje de reserva para RPF y RSF en los programas de operación en ningún caso podrá superar un cinco por ciento (5%) para RPF y un cinco por ciento (5%) para RSF.

En caso de haber separación del Sistema en sub-sistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante deberá calcularse y programarse separadamente para cada subsistema aislado.

En caso de haberse agotado la Reserva Rotante disponible de la lista de méritos, el OC o el CCE, según corresponda, podrá asignar Reserva Rotante a otros generadores no previstos inicialmente en la programación.

Artículo 400.- Selección de las Unidades Para Reserva Rotante.

Generalmente todas las unidades pueden regular la frecuencia sea primaria o secundaria del Sistema, sin embargo, no todas ellas pueden mantener la frecuencia en los rangos requeridos por las normas. Solamente algunas máquinas pueden aportar reserva para regular la frecuencia del sistema, en consecuencia es necesario elaborar una lista de méritos y establecer la forma de asignación con las unidades que reúnan las condiciones descritas en el presente procedimiento y con cargo a ser verificadas mediante pruebas coordinadas por el OC.

Artículo 401.- Lista de Méritos de las Unidades de Generación.

El OC contará con una lista de méritos incluyendo a las centrales hidroeléctricas y térmicas con las características de los reguladores de velocidad, así como el gradiente de toma de carga, los costos variables totales, etc.

El OC seleccionará y tomará decisiones para la asignación de la Reserva Rotante total del Sistema; proceso que se hará en función a los datos, según lo indicado en el presente procedimiento.

El OC ordenará una lista de Méritos para RPF de las centrales calificadas para participar en la Regulación de Frecuencia.

El orden de mérito se constituirá en función del indicador:

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente de toma de carga}}{\text{Estatismo}} \quad ^{16}$$

El rango de potencia para regulación asignado a las máquinas será como máximo igual al solicitado por el Agente del MEM generador. La asignación de las máquinas para la RSF será realizada por el OC en función de los costos variables de operación de las unidades y los parámetros de regulación de frecuencia, de modo de minimizar el costo de la RSF.

En caso de no contar con suficientes unidades despachadas para regular frecuencia, el OC podrá disponer la entrada en operación de unidades más caras para realizar la regulación de frecuencia. Los propietarios de estas unidades deberán ser compensados en sus costos operativos de acuerdo con la diferencia entre su costo variable de producción y el costo marginal de energía en la barra de inyección de la unidad.

Artículo 402.- Lista de Méritos de las Unidades para la Operación en Áreas Aisladas.

Con la finalidad de seleccionar las centrales de regulación para sistemas temporalmente aislados, el SENI será subdividido en áreas, con su(s) probable(s) central(es) de regulación. Estas posibilidades no son excluyentes, podrían aislarse en otros subsistemas diferentes en función a la indisponibilidad de las líneas.

El OC seleccionará y tomará decisiones para la asignación de la reserva rotante total del sistema; proceso que se hará en función a los datos, según lo indicado en el presente procedimiento.

El OC ordenará una lista de méritos para RPF de las centrales calificadas como de regulación, en el subsistema temporalmente aislado, similarmente a lo establecido en el presente procedimiento.

Artículo 403.- Programación de las Máquinas en la Reserva Rotante.

En la Programación Semanal y Diaria, el OC deberá asignar a las máquinas despachadas la reserva para RPF según la lista de méritos indicada precedentemente, hasta agotar el margen de reserva total. Las máquinas despachadas habilitadas para RPF que no fueron designadas quedarán de respaldo para reasignar la reserva en caso de falla de alguna de las unidades participantes en la RPF.

Asimismo, el OC deberá asignar la reserva para RSF en la Programación Semanal y Diaria conforme a lo indicado en el presente procedimiento hasta agotar el total de reserva destinada a RSF.

¹⁶ La lectura correcta de esta fórmula es

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente de toma de carga}}{\text{Estatismo}}$$

a) Criterios Generales:

- 1) El OC deberá realizar la programación de la reserva rotante considerando las máquinas de regulación despachadas y habilitadas para la regulación de frecuencia.
- 2) Las unidades o centrales que son designadas para la Reserva Rotante deben de aportar la reserva necesaria para RPF o RSF, por la cual las unidades o centrales se verán obligadas a operar en niveles de potencia diferente a su óptimo en el SENI. Esta divergencia tiene relación con pérdidas de producción, pérdidas de oportunidad, vertimientos, bajos rendimientos, etc.
- 3) Las unidades o centrales designadas para dar Reserva Rotante al Sistema serán despachadas con las restricciones necesarias para mantener la Reserva Rotante.
- 4) La RPF y la RSF son compromisos de calidad de servicio eléctrico que asumen los generadores, de acuerdo con las normas legales vigentes y conforme a las condiciones establecidas en los programas de despacho.
- 5) Las Empresas de Distribución deberán coordinar con el CCE los cortes programados y la reposición de los mismos.
- 6) Las Empresas de Distribución están obligadas a informar al OC los cortes programados en la Programación Semanal y Diaria. Esta información debe contener al menos los siguientes datos:
 - i. Identificación del circuito.
 - ii. Potencia máxima y mínima del circuito.
 - iii. Hora de corte.
 - iv. Hora de reposición.
 - v. Estimación de potencia a cortar.
 - vi. Operador que realizará el corte.

b) Criterios adicionales para la designación de unidades:

- 1) En primer lugar serán designadas las unidades para la Regulación Primaria de Frecuencia y en segundo lugar se designarán unidades para la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 2) La misma metodología de cálculo y asignación de la Reserva Rotante se realizará cuando el sistema, bajo ciertas circunstancias, se divida en subsistemas; debiendo tener cuidado únicamente en el

nivel de potencia y la Reserva Rotante respectiva de los subsistemas temporalmente aislados.

- 3) En caso de que en una central hidroeléctrica el mantener la Reserva Rotante significara vertimiento, es decir, que la central se viera forzada a verter para mantener la reserva, el CCE deberá limitar el despacho de la Reserva Rotante en dicha central, fijando la máxima generación posible para evitar el vertimiento.
- 4) Si en la operación en tiempo real, una unidad quedara imposibilitada de seguir participando en la Reserva Rotante, el Agente del MEM informara dicha indisponibilidad al CCE con copia al OC, los cuales decidirán las asignaciones de la reserva de otras unidades de la listas de méritos de las unidades de generación aprobada por el OC. Dicho evento deberá ser informado a la SIE.

Artículo 404.- Compensacion Por Ejercer La RPF y La RSF.

La responsabilidad de pago de la RPF, RSF y la compensación por generación forzada para Regulación de Frecuencia recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora, con discriminación de Sistemas Aislados. Es decir la compensación por Regulación de Frecuencia se realizará en forma independiente por cada Sistema Aislado durante las horas que se mantenga esta situación.

Artículo 405.- Calidad de la Regulación de Frecuencia.

La calidad de la regulación de frecuencia se determinará en base al factor de eficiencia dado por:

$$IndEficiencia = \sum_i |FrecNom - FrecReal_i| * 10$$

Se definen los siguientes valores para el Factor de Eficiencia:

Factor_Eficiencia = 0.0 si IndEficiencia > IE1

Factor_Eficiencia = 0.5 si IE2 < IndEficiencia < IE1

Factor_Eficiencia = 1.0 si IndEficiencia < IE2

El OC en un período de seis (6) meses determinará los parámetros IE1 e IE2 en base a los resultados de la operación real. En tanto se adopta un Factor de Eficiencia igual a uno (1)

FrecNom: 60 Hz.

FrecReal: Lectura de la frecuencia cada 10 seg. el OC podrá filtrar este valor al momento de calcular el factor de eficiencia y definir los valores de IE1 e IE2.

Artículo 406.- Compensación por RPF.

Cada unidad generadora que participa en la RPF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RPF, recibirá como compensación un monto dado por:

$$CompRPF_{hi} = (CMGCP_{energía_{hi}} - CVP_i + IR) \times MRAsignadoRPF_{hi}$$

Donde:

$CompRPF_{hi}$: Es la compensación por RPF al generador que inyecta en la barra i, en la hora h.

$CMGCP_{energía_{hi}}$: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la barra i, que inyecta el generador en la hora h.

CVP_i : Costo Variable de Producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.

IR: Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE.

$MRAsignadoRPF_{hi}$: Es el Margen de Reserva Asignado para RPF al generador que inyecta en la barra i, en la hora h.

Cuando la generación de la unidad no fue restringida en el programa de despacho o por indicación del CCE a un valor determinado por necesidad de RPF, se considerará que no existe energía de regulación compensable.

Artículo 407.- Compensación por RSF.

Cada unidad generadora que participa en la RSF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RPF, recibirá como compensación un monto dado por:

$$CompRSF_{hi} = (CMGCP_{energía_{hi}} - CVP_i + IR \times Factor_Eficiencia_{hi}) \times MRAsignadoRSF_{hi}$$

Donde:

$CompRSF_{hi}$: Es la compensación por RSF al generador que inyecta en la barra i, en la hora h.

$CMGCP_{energía_{hi}}$: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra i, que inyecta el generador en la hora h.

CVP_i : Costo Variable de Producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.

IR: Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE.

$MR_{\text{AsignadoRSF}_{hi}}$: Es el Margen de Reserva Asignado para RSF al generador que inyecta en la barra i, en la hora h.

Cuando la generación de la unidad no fuera restringida en el programa de despacho o por indicación del CCE a un valor determinado por necesidad de RSF, se considerará que no existe energía de regulación compensable.

Artículo 408.- Compensación por Generación Forzada para RPF y RSF.

Aquellas unidades generadoras que no hayan sido despachadas según lista de méritos por costo variable de producción, pero sean despachadas para regular frecuencia, serán compensadas en sus costos variables de producción de acuerdo a la siguiente metodología:

$$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCP_{\text{energía}_{hi}}) \times \text{EnergíaGenerada}_{hi} + IR \times \text{Factor_Eficiencia}_{hi} \times MR_{\text{AsignadoRSF}_{ih}}$$

Donde:

$CompCVP_{hi}$: Compensación por generación forzada para RPF o RSF.

CVP_i : Costo Variable de Producción de la unidad generadora que inyecta en la barra i.

$CMGCP_{\text{energía}_{hi}}$: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la barra i, en la hora h.

$\text{EnergíaGenerada}_{hi}$: Energía generada por la unidad en la hora h, inyectada en la barra i.

$MR_{\text{AsignadoRSF}_{hi}}$: Es el Margen de Reserva Asignado para RSF al generador que inyecta en la barra i, en la hora h.

IR: Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE.

Artículo 409.- Asignación de la compensación por Regulación de Frecuencia.

El siguiente mecanismo de compensaciones se aplicará para cada hora, y será de aplicación tanto para el Sistema Integrado como para subsistemas temporalmente aislados. El OC deberá sumar los montos deudores y acreedores de cada hora para obtener el total en el mes e informarlos en las Transacciones Económicas mensuales con vencimiento en las mismas fechas de pago de las transacciones económicas de energía y potencia.

Se determina el monto total horario M_h correspondiente a la suma de compensación por RPF, RSF y compensación por generación forzada para

regulación de frecuencia en cada hora en el sistema y en cada uno de los subsistemas temporalmente aislados.

$$M_h = \sum_{h,i} CompRPF_{hi} + \sum_{h,i} CompRSF_{hi} + \sum_{h,i} CompCVP_{hi}$$

La compensación se hará a todos los integrantes que realizaron la RPF y RSF con sus unidades o centrales y que han sido evaluados por el OC como tal.

El pago por RPF y RSF de cada generador será en proporción a la energía generada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_j = \sum_h M_h * \left(\frac{G_{jh}}{\sum_{k=1}^n G_{kh}} \right)$$

Donde:

P_j : Monto de la compensación a ser pagada por el propietario de la unidad generadora j , en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda.

M_h : Monto total horario a ser compensado a los propietarios de las unidades que realizaron RPF, RSF y Compensación por generación forzada para regulación de frecuencia, en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda.

G_{jh} : Energía horaria neta generada por la unidad j , en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda. Esta energía corresponderá a la informada para las Transacciones Económicas o la correspondiente a la energía neta horaria informada por el CCE en los informes de post-despacho.

$\sum_k G_{kh}$: Energía horaria neta generada por todas las unidades en la hora h , esta energía corresponderá a la informada para las Transacciones Económicas o la correspondiente a la energía neta horaria informada por el CCE en los informes de post-despacho.

CAPITULO IX PROCEDIMIENTO PARA EL PRONOSTICO DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL

Artículo 410.- En el procedimiento para el Pronóstico de la Demanda Máxima Anual de Potencia coincidente que establece que cada Empresa de Distribución y Usuario No Regulado deberá enviar un informe al OC, antes del treinta (30) de septiembre de cada año, un estimado del consumo de energía mensual para cada uno de los meses del año siguiente, junto con un estimado de la

forma de sus consumos por día típico de cada mes, con detalle horario en Barra única. Tales estimados deberán estar justificados con las suposiciones asumidas y las fórmulas y datos utilizados en el cálculo, que deberán ser incluidos en el informe.

Párrafo.- El OC preparará las proyecciones de la demanda, en base a la información que le será suministrada de conformidad con lo establecido precedentemente, las cuales deberán ser remitidas a la CNE para que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 14 de la Ley, la demanda pueda ser satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos más un estimado de la demanda máxima correspondiente a la Energía No Servida que se determinará en función de los objetivos de eficiencia establecidos por la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 411.- Los días típicos a considerar serán los siguientes:

Día típico #1: Los días lunes no feriados y los días laborables siguientes a días feriados;

Día típico #2: Los días laborables de martes a viernes;

Día típico #3: Los días sábados no feriados;

Día típico #4: Los días feriados y los domingos.

Artículo 412.- Con las demandas de cada Empresa de Distribución y de cada UNR, en Barra única por día típico, el OC determinará la curva de demanda del SENI en Barra única, agregando la demanda de todas las Empresas de Distribución y Usuarios No Regulados por día típico de cada mes, con detalle horario.

La demanda máxima a utilizar en el cálculo provisional de Potencia Firme corresponderá al máximo valor de demanda horaria del sistema del día típico laborable. Para la hora de demanda máxima anual coincidente así determinada, el OC asignará a cada Agente del MEM el compromiso correspondiente en los contratos de suministro de electricidad.

CAPITULO X INDISPONIBILIDAD EN HORAS DE PUNTA

Artículo 413.- La base de datos de indisponibilidad en horas de punta de cálculo de la Potencia Firme será utilizada por el OC para el cálculo de la Potencia Firme de las unidades generadoras.

La base de datos de indisponibilidad en dichas horas de punta contendrá, para cada máquina termoeléctrica, las informaciones de potencia efectiva neta de la máquina, fecha inicio potencia efectiva neta, potencia disponible medida, disponibilidad referencial y disponibilidad media medida. Estas informaciones serán registradas mensualmente por el OC según los registros de operación

real, informes de indisponibilidad por mantenimientos mayores y menores e informes de indisponibilidad forzada.

Potencia Efectiva Neta de la Máquina:

Es la potencia neta máxima que efectivamente puede entregar una máquina termoeléctrica por un período prolongado, cuando es solicitada por despacho económico para operar a la máxima potencia. Este valor deberá ser informado por cada Empresa de Generación y podrá ser aumentado en aquellos casos en que por trabajos de envergadura, debidamente justificados y comunicados con anticipación, la unidad pueda entregar una potencia superior.

Fecha Inicio Potencia Efectiva Neta:

Cada valor declarado de Potencia Efectiva Neta de una máquina tendrá una fecha de inicio a partir de la cual las indisponibilidades se calcularán con respecto a ese valor.

Potencia Disponible Medida:

Es la potencia media horaria neta que aporta al sistema una máquina, en aquellas horas de punta de cálculo de la Potencia Firme en que por despacho económico es convocada a operar a plena capacidad. En aquellos casos en que una máquina sea declarada indisponible (fuera de servicio) por mantenimiento programado, la Potencia Disponible Medida será nula, sin necesidad de chequear si por despacho hubiese sido convocada a operar. Se entenderá que una unidad termoeléctrica es convocada a operar a plena capacidad, cuando el Costo Marginal de Corto Plazo de Energía en la Barra en que inyecta su energía es superior a su Costo Variable de Producción. Todos los valores de potencia media horaria neta que aporta una unidad cuando es solicitada a operar a plena capacidad deben ser registrados, sin importar el tipo de indisponibilidad que pudo haber llevado a la unidad a operar a una potencia inferior a su plena capacidad. Solamente deben ser excluidos, aquellos valores de potencia media horaria neta que hayan sido solicitados por despacho. Cuando una máquina sea declarada en repotenciación, su Potencia Efectiva Neta será nula durante el período que duren los trabajos de repotenciación. Esta indisponibilidad no será registrada en las estadísticas.

En aquellos casos en que una unidad deja un margen de potencia para Regulación Primaria o Secundaria de Frecuencia, a la Potencia Medida se le deberá adicionar dicho margen.

Registros de Potencia Efectiva Medida:

Son registros que contienen, la hora en que se verificó la Potencia Disponible Medida de una máquina, la Potencia Efectiva Neta y la Potencia Disponible Medida. Se denominará PEM_{it} a la Potencia Efectiva Neta de la Máquina "t", en la hora "i", PDM_t a la Potencia Disponible Medida de la Máquina "t", en la hora "i".

En el cálculo de la Potencia Firme, el OC deberá utilizar la estadística histórica de indisponibilidad de los últimos diez (10) años, calculada con la información detallada de las salidas forzadas y programadas. En caso de no contar con las estadísticas de fallas y salidas programadas de los últimos diez (10) años, se deberá utilizar para los años faltantes, un valor de tasa de falla y salidas programadas referencial establecido de estadísticas nacionales o internacionales de unidades del mismo tipo.

Mensualmente el OC determinará la Disponibilidad Media Medida en horas de Punta de Cálculo de la Potencia Firme (DMM), de cada una de las máquinas termoeléctricas, mediante la siguiente fórmula:

$$DMM_{t,m} = \frac{\sum_i PDM_{i,t}}{\sum_i PEM_{i,t}}.$$

Donde:

“t”, Unidad termoeléctrica.

“i”, Representa las Horas en que se mide la PDM, desde la primera hora de la estadística hasta la última hora registrada en el mes “m”.

“DM”, Disponibilidad de máquina

La Indisponibilidad de la máquina “t”, correspondiente al mes “m”, será:

$$Indisp_{t,m} = 1 - DM_{t,m}$$

Siendo:

$$DM_{t,m} = (0.6 + 0.04 \times NM_t / 12) \times DMM_{t,m} + (0.4 - 0.04 \times NM_t / 12) \times DR_t$$

NM_t : El número de meses en que se ha estado llevando la estadística de la máquina “t”, con un máximo de 120.

DR_t : Disponibilidad Referencial de la máquina “t”, obtenida de estadísticas nacionales internacionales de máquinas del mismo tipo.

Artículo 414.- La Potencia Efectiva Neta a utilizar en el cálculo de la Potencia Firme de la máquina “t”, corresponderá al último valor de Potencia Efectiva Neta. En caso que en un mes se disponga de más de un valor de potencia efectiva neta, se deberá utilizar en el cálculo de Potencia Firme de la unidad la Potencia Efectiva Neta promedio ponderada por el número de días.

Artículo 415.- Para aquellas unidades que ingresen al SENI se deberá considerar como estadística inicial de indisponibilidad una estadística nacional o internacional, definida por el OC, del tipo que se trate, agregando, por cada

año operando antes de entrar al sistema de República Dominicana en exceso de diez (10), dos puntos porcentuales (2%) a la indisponibilidad.

Artículo 416.- El OC podrá realizar pruebas de disponibilidad, sin previo aviso, a todas aquellas máquinas que en los últimos seis (6) meses no hayan sido convocadas a generar a potencia máxima por más de cien (100) horas. La indisponibilidad de potencia entregada, respecto de la Potencia Efectiva Neta, medida a partir del momento en que se inicia la solicitud para entrar en operación, por las vías normales de comunicación hasta el momento en que se solicita salir de servicio, será considerada equivalente a las horas que le faltan a la unidad para completar cien (100) horas en los últimos seis (6) meses.

La duración de la prueba deberá ser tal que permita a la unidad mantenerse en servicio por lo menos cuatro (4) horas a potencia máxima. Durante la prueba los costos operativos de estas máquinas serán de cargo de la empresa propietaria y no tendrá derecho a compensación por la diferencia entre el Costo Variable de Producción y el Costo Marginal. Durante la realización de las pruebas las máquinas no fijarán el Costo Marginal del SENI. Cuando una unidad resulte con una indisponibilidad superior a cincuenta por ciento (50%) durante la realización de una prueba, la Potencia Firme Preliminar será multiplicada por cero punto ocho (0.8) durante el siguiente semestre por cada resultado de prueba con indisponibilidad superior a cincuenta por ciento (50%). En caso que una unidad registre indisponibilidad superior a cincuenta por ciento (50%) en tres (3) pruebas consecutivas, dicha unidad tendrá durante el siguiente semestre Potencia Firme Preliminar y Potencia Firme Nula.

TITULO X

REGLAMENTO DE LAS RELACIONES ENTRE EMPRESAS DE DISTRIBUCION Y USUARIOS DE SERVICIO PUBLICO

CAPITULO I

DEFINICIONES GENERALES PARA EL SUMINISTRO

Artículo 417.- (Modificado por el Artículo 38 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cliente o Usuario Titular.

El formato para cada tipo de contrato de suministro hacer suscrito por los Usuarios Regulados con las Empresas de Distribución deberá ser aprobado por la SIE y sus disposiciones deberán redactarse de conformidad con lo establecido en la Ley y el presente Reglamento. A partir de la entrada en vigencia del presente Reglamento las Empresas Distribuidoras tendrán un plazo de sesenta (60) días para someter a la SIE los formatos de contratos de suministro a ser suscritos entre éstas y los Usuarios Regulados a los fines de aprobación. La SIE dispondrá de un plazo de noventa (90) días para aprobar dichos contratos.

Se requerirá a todo interesado en suscribir un contrato de suministro de energía eléctrica que le acredite la condición de Cliente o Usuario Titular: 1) presentar a la Empresa de Distribución la documentación que le otorgue la titularidad legal del inmueble o de la instalación para la cual se solicita el

suministro y 2) presentar a la Empresa de Distribución un contrato de alquiler o la documentación que le acredite la posesión o tenencia del inmueble, debiendo presentar la certificación correspondiente de la Dirección General de Catastro o una autorización otorgada por el propietario del inmueble así como una copia de la cédula de identidad y electoral, o en caso de ser extranjero una copia del pasaporte o residencia legal.

En caso de personas jurídicas, se requerirá: 1) Copia certificada de los documentos constitutivos de la empresa, 2) Acta del Consejo que avale al representante legal y 3) Copia del Registro Nacional de Contribuyente (RNC).

Artículo 418.- Suministros Provisionales.

Se consideran suministros provisionales aquellos que se solicitan por períodos definidos de tiempo y con un plazo máximo de duración inferior a un (1) año. Estos suministros de acuerdo al Artículo 109 de la Ley, no estarán sujetos a regulación de precios. El servicio incluye el montaje y desmontaje de las instalaciones de extensión o de refuerzo y el corte del suministro en la fecha acordada de finalización. Es también potestad de la Empresa de Distribución y en función de sus propios criterios, el colocar medida en este tipo de suministros.

Párrafo.- Dentro de este caso especial, pueden estar contemplados los suministros a establecimientos que por la naturaleza y periodicidad de sus actividades, su demanda de potencia aumenta o disminuye según la época del año, tales como escuelas, factorías, etc., así como a los que se instalan periódicamente en sitios ya establecidos como ferias, puestos de agrupaciones políticas, los suministros de obras de construcción, así como aquellos que se instalan de modo ocasional y de duración mínima (24 horas) tales como recitales, actos políticos, etc.

Artículo 419.- (Modificado por el Artículo 39 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Los derechos y obligaciones derivados del contrato de servicio de energía eléctrica recaen, conforme al Artículo 96 de la Ley, en las personas físicas o jurídicas contratantes sin perjuicio a lo establecido en el presente Reglamento. Dichos derechos y obligaciones no podrán ser cedidos a terceros sin la autorización escrita de la Empresa de Distribución. De conformidad con lo establecido en el Artículo 93 de la Ley, las Empresas de Distribución deberán suministrar el servicio de energía eléctrica, a los solicitantes del mismo, dentro de los tres (3) días laborables a partir de la solicitud.

Párrafo: Para fines de aplicación de lo establecido en el Párrafo II del Título 96 de la Ley, se entenderá como ocupante toda persona que se encuentre en el inmueble a título de propietario, inquilino, en calidad de préstamo o cualquier otra condición que implique el usufructo del inmueble, por el período que dure su estadía.

Artículo 420.- (Modificado por el Artículo 40 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Condiciones de Habilitación.

En adición a lo estipulado en el presente Reglamento, para poder formalizar un contrato con la Empresa de Distribución, la persona física o jurídica solicitante deberá:

- a) No tener deudas pendientes con ninguna de las Empresas de Distribución, por concepto de suministro de energía eléctrica u otro concepto resultante de este Reglamento, y en su caso proceder a su saldo.
- b) Dar cumplimiento al depósito de fianza, establecido en el contrato con la Empresa de Distribución, cuando esta así lo requiera de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.
- c) Firmar el correspondiente contrato de suministro de acuerdo al tipo de tarifa elegida atendiendo al esquema tarifario vigente, establecido por la SIE.

Párrafo: Las Empresas de Distribución podrán requerir un fiador o garante solidario en los casos de contrataciones con personas físicas o jurídicas, cuando el solicitante presente un historial de pago irregular.

Artículo 421.- (Modificado por el Artículo 41 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Usuario Irregular del Suministro de Energía Eléctrica.

Son Usuarios Irregulares del Suministro de Energía Eléctrica todas aquellas personas físicas o jurídicas, que acreditando titularidad o no del inmueble o instalación, no han celebrado contrato con la Empresa de Distribución o con la anterior prestataria, la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) y usufructúan, a sabiendas de lo anterior, el servicio en forma gratuita. La Empresa de Distribución podrá suspender el suministro en el momento que lo detecte no haciéndose responsable de los daños y/o perjuicios que ello conlleve siendo de plena aplicación el presente Reglamento y los Artículos 124 y 125 de la Ley.

Artículo 422.- Punto de Suministro.

La Empresa de Distribución hará entrega del suministro en un solo punto y únicamente por razones técnicas aprobadas por la misma, podrá habilitar más de un punto de suministro, que serán medidos, contratados y facturados de forma independiente.

Con la firma del contrato del suministro el Cliente o Usuario Titular acepta que el punto de suministro se ubicará en el límite de la línea de edificación establecido por el organismo municipal competente y autoriza a la colocación de la o las cajas de los equipos de medición y todo instrumental necesario para el registro de los consumos sobre pared o muro de su propiedad.

En los suministros existentes, en caso de imposibilidad física del traslado de la medición a la línea de edificación, el representante técnico de la Empresa de Distribución y de común acuerdo con el Cliente o Usuario Titular establecerá

el mejor sitio para la ubicación física de la medición, atendiendo a las normas de seguridad. Del mismo modo en los nuevos suministros el Cliente o Usuario Titular deberá realizar las obras necesarias a fin de facilitar la colocación de la medición en la línea de edificación.

CAPITULO II OBLIGACIONES DEL CLIENTE O USUARIO TITULAR

Artículo 423.- (Modificado por el Artículo 42 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Declaración Jurada de Datos.

El Cliente o Usuario Titular es responsable por la veracidad de los datos suministrados a la Empresa de Distribución, requeridos para la contratación del servicio en las condiciones pactadas. La Empresa de Distribución podrá requerir toda la documentación que estime pertinente para la confirmación de la información aportada por el Cliente o Usuario Titular y su calidad para solicitar el servicio.

Cualquier documentación solicitada por las Empresas de Distribución deberá ser provista por el Cliente o Usuario Titular en un plazo no mayor de treinta (30) días contados a partir de su solicitud. El incumplimiento del Cliente o Usuario Titular con esta obligación, o la comprobación de que la información suministrada por el Cliente o Usuario Titular es falsa, incorrecta o no veraz: previa autorización de la SIE, la Empresa de Distribución podrá suspender el suministro de energía eléctrica y terminar el contrato.

Asimismo, deberá actualizar dicha información cuando se produzcan cambios en los datos iniciales o cuando así lo requiera la Empresa de Distribución por detectarse inconsistencia en los mismos, para lo cual dispondrá de un plazo no mayor de treinta (30) días contados a partir de la solicitud de los mismos. En ambos casos, el asunto deberá ser sometido previamente a la SIE, para fines de investigación y citación del Cliente o Usuario Titular quien elaborará sus medios de defensa, en un plazo no mayor de quince (15) días. Vencido dicho plazo, la SIE, decidirá si procede o no suspender el suministro de energía eléctrico y rescindir el contrato, dentro de un plazo no mayor de quince (15) días.

Artículo 424.- (Modificado por el Artículo 43 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Pago de Facturas.

El Cliente o Usuario Titular se compromete a pagar mensualmente la facturación emitida por la Empresa de Distribución, mediante el sistema de pago elegido, a más tardar en la fecha de vencimiento indicada en la misma.

En caso de que el Cliente o Usuario Titular no reciba su factura, deberá contactar la oficina comercial de la Empresa de Distribución de su conveniencia para informarse de los montos adeudados, obligándose esta a entregar al Cliente o Usuario Titular, a título gratuito, un duplicado de la misma. Del mismo modo el hecho de no haber recibido la factura, no exime al Cliente o Usuario Titular del pago a tiempo de la misma.

En caso de que el Cliente o Usuario Titular, no reciba la factura correspondiente durante dos (2) meses consecutivos, y comunica por escrito tal situación a la Empresa de Distribución, si la Empresa de Distribución no procede a remitir al Cliente o Usuario Titular las correspondientes facturas, este podrá reclamar ante la Oficina de Protección al Consumidor (PROTECOM), la cual notificará por escrito a la Empresa de Distribución para que repare su falta. Si al mes siguiente persiste tal situación sin justificación válida o si se repite tal circunstancia en el mismo año, la Empresa de Distribución deberá exonerar al Cliente o Usuario Titular del pago de la mora por retraso del pago de la factura no entregada, en los casos anteriormente indicados.

La factura o el duplicado de la misma actúan a todos los efectos como notificación fehaciente de deuda, así como aviso de corte al vencimiento del plazo indicado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 95 de la Ley y el presente Reglamento.

Por pagos posteriores al vencimiento, el Cliente o Usuario Titular deberá abonar los recargos por costo financiero del dinero a la tasa de interés activa del mercado, conforme al promedio de dicha tasa publicado mensualmente por el Banco Central de la República Dominicana, sobre dichos importes, de conformidad con lo establecido en el Artículo 97 de la Ley. Durante el período en que el servicio este suspendido por falta de pago, el Cliente o Usuario Titular deberá seguir pagando los cargos fijos y los cargos correspondientes a la potencia contratada o demanda máxima leída. Pasados tres (3) meses sin que la Empresa de Distribución restablezca el suministro, como consecuencia de la falta de pago del Cliente o Usuario Titular, se considerará automáticamente suspendido el contrato, manteniendo la deuda acumulada hasta esa fecha y los cargos por mora hasta su saldo total.

Si el Cliente o Usuario Titular faltara a su obligación de pago, la Empresa de Distribución podrá transferir la deuda a otro de los suministros del Cliente o Usuario Titular o al de su esposa (o) común en bienes y utilizar la fianza o garantía por consumo para el pago de los balances adeudados por este, solamente cuando se cumplan estas dos condiciones:

- a) El contrato que originó el suministro en deuda haya quedado rescindido conforme a lo estipulado en el Párrafo anterior.
- b) Que la Empresa de Distribución haya notificado fehacientemente con al menos veinte (20) días de antelación al Cliente o Usuario Titular la transferencia de la deuda al otro suministro.

En los casos en que el servicio estuviere suspendido y el Cliente o Usuario Titular solicite su reconexión, deberá pagar las facturas pendientes, los recargos por mora, los cargos fijos y los cargos por potencia contratada o demandada si aplicaren, además del cargo por reconexión establecidos por la SIE mediante Resolución, sin perjuicio de lo establecido en este Reglamento relativo a la rescisión automática del contrato y a los acuerdos de pago.

Los montos adeudados por el Cliente o Usuario Titular del suministro eléctrico, a partir de la firma del contrato, son exigibles en su totalidad por parte de

la Empresa de Distribución y darán lugar a las acciones legales pertinentes que garanticen el pago de los mismos, incluyendo los embargos y demás vías conservatorias y ejecutorias, independientemente de cualquier acción penal que pueda ser atribuible a la persona natural o jurídica que figura en el contrato, sin perjuicio de lo establecido en este Reglamento relativo a los acuerdos de pago.

Artículo 425.- Conexión de Instalaciones y Custodia de Equipos de Medición y Control.

El Cliente o Usuario Titular reconoce que el punto de entrega de la energía eléctrica es posterior al equipo de medición y está identificado en los bornes de salida de la caja portadora del equipo de medición en el caso de suministros en Baja Tensión (BT) y por la salida de los transformadores medición (de corriente, CTs, y de voltaje, PTs) en el caso de los suministros de Media Tensión (MT), por lo cual los equipos de medición y control son propiedad de la Empresa de Distribución la que tiene el derecho exclusivo para efectuar la instalación, lectura, operación, mantenimiento, reemplazo, reposición, desconexión o retiro de la conexión de las instalaciones del Cliente o Usuario Titular y de los equipos de medición y control.

Artículo 426.- Se reconoce como responsabilidad del Cliente o Usuario Titular el mantener las instalaciones propias en buen estado de conservación y libres de obstáculos que dificulten la lectura o inspección de los equipos de medición.

Artículo 427.- (Modificado por el Artículo 44 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La Empresa de Distribución se reserva el derecho de suspender el servicio si comprueba daños en los equipos de medición como consecuencia de irregularidad intencional y manifiesta atribuible al Cliente o Usuario Titular, para lo cual deberá levantar la correspondiente acta de comprobación y proceder conforme lo establecido en el Artículo 125 de la Ley y el presente Reglamento. El Cliente o Usuario Titular responderá con las penalidades aplicables y los cargos establecidos por los daños incurridos conforme a lo establecido en los Artículos 124 y 125 de la Ley.

Artículo 428.- Se entenderá por daño intencional, aquel daño ocasionado a los equipos de medición o a sus instalaciones con el objeto de incurrir en una irregularidad intencional y manifiesta en contra de la Empresa de Distribución.

Artículo 429.- Mantenimiento de las Instalaciones Propias.

El Cliente o Usuario Titular es responsable del mantenimiento de las instalaciones interiores o particulares de cada suministro, que comienzan en el punto de entrega de la electricidad por la Empresa de Distribución. Del mismo modo, El Cliente o Usuario Titular se compromete a notificar a la Empresa de Distribución toda modificación realizada en su instalación que, en forma visible, afecte las condiciones en que se presta el servicio establecidas en su contrato.

La Empresa de Distribución no se responsabiliza por los daños en las instalaciones del Cliente o Usuario Titular o en las de terceros que puedan

derivarse en incumplimiento de la disposición contenida en el Artículo anterior. Asimismo el Cliente o Usuario Titular es responsable de los daños en las instalaciones afectadas que sean propiedad de la Empresa de Distribución.

La Empresa de Distribución es responsable de los daños ocasionados a las instalaciones propias y artefactos eléctricos de los clientes y usuarios que se originen por causas atribuibles a las Empresas de Distribución.

Artículo 430.- (Modificado por el Artículo 45 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). La Empresa de Distribución se reserva el derecho de suspender el servicio si determina que las condiciones técnicas de las instalaciones interiores del Cliente o Usuario Titular, significan un riesgo para sí mismo o terceros, comunicando al Cliente o Usuario Titular dicha situación mediante acta levantada al efecto, conforme a lo establecido en el Párrafo III del Artículo 93 de la Ley.

Artículo 431.- (Modificado por el Artículo 46 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Comunicación de Irregularidades a la Empresa de Distribución.

Cuando el beneficiario del servicio de energía eléctrica advierta que las instalaciones de la Empresa de Distribución (incluyendo el equipo de medición, estado de los precintos), no presentan el estado habitual, y/o normal deberá comunicarlo por escrito a la Empresa de Distribución en el más breve plazo posible y exigir de esta la constancia de la recepción de la comunicación (en caso de que la comunicación se efectué por teléfono, el número de registro de la comunicación y así como el nombre de la persona que la recibió), no pudiendo manipular, reparar, remover ni modificar las mismas por sí o por intermedio de terceros.

La comunicación de irregularidades por parte del Cliente o Usuario Titular conforme lo establecido en este Artículo, exonera a este de cualquier reclamación en su contra realizada por la Empresa de Distribución, siempre y cuando no se compruebe un daño intencional imputable al mismo, de conformidad con lo establecido en el Artículo 124 de la Ley. Si la Empresa de Distribución no obtempera en un plazo no mayor de cuarenta y ocho (48) horas, a partir del momento en que se efectuó la comunicación de irregularidades, cualquier daño ocurrido a las instalaciones y artefactos eléctricos del Cliente o Usuario Titular, comprometerá la responsabilidad de la Empresa de Distribución.

En casos de daños producidos a las instalaciones y artefactos eléctricos del Cliente o Usuario Titular, la SIE expedirá certificación contentiva de responsabilidad de los mismos, previa evaluación de las causas y en caso de imposibilidad de determinar su responsabilidad, se auxiliará de peritos en la materia cuya remuneración será pagada por el perjudicado pudiendo transferir los mismos a cargo del responsable de los daños causados. En todo caso, la SIE podrá reservarse el derecho a acogerse o no a la opinión del perito y declararse incompetente. La evaluación de las indemnizaciones por daños y perjuicios será competencia de los tribunales ordinarios.

Artículo 432.- (Modificado por el Artículo 47 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). En el caso de sustracción del equipo de medición o control instalado en el inmueble en el que se efectúa el suministro al Cliente o Usuario Titular, éste deberá inmediatamente conocido el hecho, realizar la denuncia policial correspondiente y comunicar la misma por cualquier medio comprobable a la Empresa de Distribución en un plazo no mayor de veinticuatro (24) horas a partir de su denuncia. Notificada la denuncia a la Empresa de Distribución, ésta procederá a la regularización del servicio eléctrico en los plazos establecidos en el presente Reglamento.

Artículo 433.- (Modificado por el Artículo 48 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Acceso a los Equipos de Medición.

El Cliente o Usuario Titular debe permitir y hacer posible al personal de la Empresa de Distribución o al personal autorizado por ésta y/o de la autoridad competente, que acrediten debidamente su identificación como tales, el libre acceso durante horario diurno al punto de suministro y al inmueble en que se presta el servicio, para fines de lectura, instalación, levantamiento de potencia de las instalaciones, mantenimiento, reemplazo, reposición, desconexión o retiro de conexiones de las instalaciones del Cliente o Usuario Titular y de los equipos de medición y control.

Para el acceso al punto de suministro y/o equipos de medición el horario será de ocho de la mañana (8:00 a.m.) a seis de la tarde (6:00 p.m.) y será ininterrumpido durante las veinticuatro (24) horas para fines de reparación de averías.

Artículo 434.- (Modificado por el Artículo 49 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Únicamente en los casos de suministros individuales cuyos Clientes o Usuarios Titulares no permitan el acceso a los puntos de suministros y/o equipos de medición al personal debidamente autorizado de la Empresa de Distribución, para los fines propios de sus funciones, ésta podrá suspender los mismos desde las acometidas individuales, notificándole por escrito a la SIE con veinticuatro (24) horas de antelación. Asimismo deberá dejar copia de dicha notificación, al Cliente o Usuario Titular.

Párrafo.- En el caso de edificios y condominios las Empresas de Distribución deberán notificar a la SIE cuando los Clientes o Usuarios Titulares no le permitan el acceso a los módulos de los equipos de medición para fines de verificación de su estado o cualquier otro fin dentro de las facultades de éstas, con el objeto de que esta institución, previa investigación, les autorice dentro de tres (3) días laborables a partir de su notificación, a realizar la suspensión temporal del suministro desde la acometida del edificio. La antes dicha actuación deberá realizarse en presencia de un representante de la SIE y un notario público. En caso de transcurridos tres (3) días laborables a partir de la notificación, sin que la Superintendencia de Electricidad autorice la suspensión temporal del suministro, la Empresa de Distribución podrá efectuar la suspensión temporal del edificio o condominio en cuestión, debidamente acompañado de un notario público, quien deberá levantar el acta de comprobación correspondiente. El suministro de electricidad se restablecerá inmediatamente después que se

permita el acceso a los funcionarios y representantes de las Empresas de Distribución a los módulos de equipos de medición y concluya la verificación.

Artículo 435.- (Modificado por el Artículo 50 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto del 2007). Contratación y Uso de Potencia.

La solicitud de la potencia a contratar se calculará en función de las necesidades especificadas por el Cliente o Usuario Titular, teniendo la Empresa de Distribución derecho a controlar que la potencia demandada no exceda la contratada, lo que podrá hacer por cualquier medio aprobado por la SIE. La potencia contratada tendrá una validez mínima de un (1) año.

Artículo 436.- Si el Cliente o Usuario Titular necesita hacer uso de una potencia mayor a la contratada, deberá solicitar este aumento a la Empresa de Distribución. La nueva potencia contratada tendrá una validez mínima de un (1) año, durante el cual el Cliente o Usuario Titular no podrá modificar su potencia sin la autorización expresa de la Empresa de Distribución.

Artículo 437.- Si el Cliente o Usuario Titular necesita hacer una reducción de la potencia contratada, deberá solicitar esta disminución a la Empresa de Distribución. La nueva potencia contratada tendrá una validez mínima de un (1) año, durante el cual el Cliente o Usuario Titular no podrá modificar su potencia sin la autorización expresa de la Empresa de Distribución.

Artículo 438.- Exclusividad del Suministro.

- a) El Cliente o Usuario Titular reconoce que la Empresa de Distribución, como Concesionaria de los derechos de explotación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, tiene el derecho de ser distribuidor exclusivo del servicio a favor de los clientes reconocidos como regulados por las disposiciones legales vigentes y dentro de su zona actual de concesión de acuerdo con sus contratos de concesión y de las que pudiera ser beneficiaria de concesión en el futuro. Quedando, por tanto, expresamente prohibida la distribución y/o comercialización a terceros, tanto de la energía suministrada por la Empresa de Distribución, como de la generada por medios propios. De verificarse el incumplimiento de cualquiera de estas disposiciones, la Empresa de Distribución tendrá derecho a suspender el servicio y a rescindir el contrato.
- b) En caso de comprobarse que la cesión de energía fue utilizada para eludir, distorsionar o entorpecer los cálculos de tasaciones de la energía suministrada por la Empresa de Distribución y no facturada, se aplicarán las disposiciones indicadas en el presente Reglamento, en relación al Cliente o Usuario Titular del contrato del suministro que cedió la energía.

Artículo 439.- (Modificado por el Artículo 51 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cancelación de la Titularidad.

El Cliente o Usuario Titular solicitará a la Empresa de Distribución la terminación del contrato, cuando por cualquier circunstancia desee prescindir del servicio de energía eléctrica contratado.

Artículo 440.- La titularidad podrá ser cancelada o cambiada a instancias del Cliente o Usuario Titular o de la Empresa de Distribución y todos los trámites relacionados con dicha cancelación o cambio de titularidad serán sin cargo alguno para el primer o último Cliente o Usuario Titular.

Artículo 441.- (Modificado por el Artículo 52 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cancelación de la Titularidad.

En caso de terminación del contrato por parte del Cliente o Usuario Titular o por decisión de la Empresa de Distribución, el Cliente o Usuario Titular deberá saldar toda suma o valor generado por consumos hasta el momento mismo en que la Empresa de Distribución acepte su descargo, lo cual deberá producirse en un máximo de tres (3) días laborables a partir de la recepción de la solicitud por parte de la Empresa Distribuidora, si la decisión de terminación es a instancia del Cliente o Usuario Titular. La simple notificación de intención de terminación del contrato por cualquiera de las partes, no libera al Cliente o Usuario Titular de su responsabilidad de cubrir todos los valores pendientes a la fecha de terminación y se podrá perseguir su pago frente a este por todas las vías legales pertinentes si fuere necesario, de conformidad con lo establecido en el Artículo 96 de la Ley. De igual manera, la Empresa de Distribución está obligada a devolver al Cliente o Usuario Titular, los valores por concepto de depósito de fianza actualizada, energía facturada de más, intereses y cargos por mora en exceso y otros derechos.

Artículo 442.- (Modificado por el Artículo 53 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Utilización de la Energía sin Perturbaciones.

El Cliente o Usuario Titular se obliga a utilizar la energía suministrada por la Empresa de Distribución cumpliendo con los estándares de calidad de servicios establecidos en la norma técnica que para tales fines dicte la Superintendencia de Electricidad.

CAPITULO III

DERECHOS DEL CLIENTE O USUARIO TÍTULAR

Artículo 443.- Nivel de Calidad de Servicio.

El Cliente o Usuario Titular tiene derecho a que la Empresa de Distribución le suministre el servicio de energía eléctrica medido en la ubicación especificada, conforme a las condiciones de potencia, tensión y frecuencia nominal, con diferencias que no excedan el margen de tolerancia admitido en la reglamentación sobre normas de calidad que a tales fines dicte la SIE.

Artículo 444.- (Modificado por el Artículo 54 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Funcionamiento del Equipo de Medición.

- a) El Cliente o Usuario Titular tendrá derecho a instalar a sus expensas un equipo de medición de respaldo (testigo) con el instalado por la Empresa de Distribución, con la finalidad de contrastar el funcionamiento del mismo, de conformidad con el Párrafo del Artículo 94 de la Ley. En caso de discordancia en la lectura registrada de ambos equipos de medición, el Cliente o Usuario Titular podrá seguir el procedimiento descrito más adelante en este mismo Artículo.
- b) El Cliente o Usuario Titular tendrá derecho a solicitar a la Empresa de Distribución su intervención en el caso de supuesta anormalidad en el funcionamiento del equipo de medición instalado por ésta.
- c) En caso de requerir el Cliente o Usuario Titular un control de su equipo de medición, la Empresa de Distribución podrá optar en primer término por realizar una verificación del funcionamiento del mismo en el suministro, en presencia del Cliente o Usuario Titular. Esta intervención será sin cargo para el Cliente o Usuario Titular si ha transcurrido más de seis (6) meses desde la última revisión del equipo de medición. De existir dudas o no estar de acuerdo con el resultado de la verificación, el Cliente o Usuario Titular podrá solicitar a la Empresa de Distribución una nueva verificación en el punto de suministro, la cual deberá ser efectuada en su presencia y en la de un representante de la SIE, levantándose un acta a tales fines contentiva de todo lo actuado y firmada por todas las partes presentes. En caso de que tampoco esté satisfecho con dicha verificación, el Cliente o Usuario Titular podrá solicitar el contraste del equipo de medición “in situ” o en un laboratorio de DIGENOR, de conformidad con lo establecido en el Artículo 2 de la Ley. En dicho caso también se levantará la correspondiente acta, además se le exigirá al Cliente o Usuario Titular previamente el pago de un depósito equivalente al cálculo del importe en moneda nacional, correspondiente al consumo de trescientos cincuenta (350) KWh, según la tarifa vigente de aplicación al suministro en casos residenciales y comerciales y de quinientos (500) KWh en casos industriales, por concepto de gastos administrativos y operativos, entendiéndose que en ningún caso los gastos por tales conceptos excederán de la suma exigida en depósito.

Párrafo I: Si el contraste “in situ” o en el laboratorio demostrara que el equipo de medición funciona dentro de la tolerancia admitida, los gastos que originará el contraste “in situ” y el rencontraste en laboratorio serán a cargo del Cliente o Usuario Titular, o sea, que se aplicará el depósito efectuado para el pago de dicho contraste o rencontraste. Sin embargo, en todos los casos en que se verifique que el funcionamiento del equipo de medición difiere de los valores admitidos conforme a lo establecido en la normativa vigente, así como lo estipulado en el contrato de suministro, se ajustarán las facturaciones según lo establecido en el presente Reglamento y los gastos de contraste y rencontraste serán a cargo de la Empresa de Distribución, que procederá a devolver al Cliente o Usuario Titular el importe del depósito efectuado, más las sumas cobradas indebidamente y sobre esto se contabilizarán los intereses que deban ser aplicados a favor del Cliente o Usuario Titular según lo establecido

en el Artículo 97 de la Ley. A tales fines, las Empresas de Distribución se obligan a presentar a la SIE un reporte mensual, de todos los casos en que los contrastes in situ o en los laboratorios de DIGENOR, donde se determine que los Clientes o Usuarios Titulares tienen razón, so pena de considerar su incumplimiento como falta de suministro de información económica, y pasible de ser sancionada conforme a las previsiones contenidas en el presente Reglamento.

Párrafo II: (transitorio) Hasta tanto DIGENOR instale sus propios laboratorios, de conformidad con lo establecido en la Ley, podrá hacer uso de laboratorios existentes para estos fines, pudiendo subcontratar los servicios de compañías nacionales o extranjeras especializadas en la verificación, calibración y certificación de los equipos de medición.

Artículo 445.- (Modificado por el Artículo 55 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Reclamos o Quejas.

Solo el Cliente o Usuario Titular tendrá derecho a exigir a la Empresa de Distribución la debida atención y procesamiento de los reclamos o quejas que considere pertinente efectuar. La Empresa de Distribución deberá cumplimentar estrictamente el análisis y contestación de los reclamos realizados por el Cliente o Usuario Titular del suministro según la reglamentación vigente. La Empresa de Distribución estará obligada a dar respuesta por escrito a todos los reclamos o quejas y a comunicarlos mensualmente a la Oficina de Protección al Consumidor.

Párrafo: Se fija en seis (6) meses el plazo de prescripción para la interposición ante la Empresa de Distribución de cualquier acción en reclamación de carácter administrativo por parte del Cliente o Usuario Titular. El plazo de prescripción señalado empezará a correr a partir de la fecha de la ocurrencia del hecho que origina la reclamación.

Artículo 446.- (Modificado por el Artículo 56 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Para fines de evitar suspensión del servicio eléctrico en caso de reclamaciones que involucren facturaciones corrientes, el Cliente o Usuario Titular deberá abonar como pago del mes el equivalente al promedio de las últimas tres (3) facturas pagadas por el cliente, sin incluir la (s) factura (s) objeto de reclamación.

Párrafo I: Para el caso de clientes sin histórico de consumo, el mismo pagará el equivalente al 33% de la factura objeto de reclamación.

Párrafo II: Determinada la reclamación por la instancia correspondiente, si la misma es favorable para el Cliente o Usuario Titular, la Empresa de Distribución deberá acreditar en la facturación siguiente, el monto que resulte en exceso con relación a lo facturado incluyendo los costos financieros correspondientes conforme a lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

Párrafo III: En caso de que no sea procedente a favor del cliente, éste deberá pagar a la Empresa de Distribución la diferencia resultante de lo facturado en

defecto más los costos financieros correspondientes conforme a lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.

Artículo 447.- (Modificado por el Artículo 57 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). El proceso a seguir en caso de reclamaciones será el siguiente:

En primera instancia el Cliente o Usuario Titular deberá efectuar su reclamación ante la Empresa de Distribución en persona, por carta, a través de un apoderado legal, teléfono o internet. La Empresa de Distribución se encuentra obligada a entregar al Cliente o Usuario Titular el comprobante de la reclamación lo solicite o no. El cliente o usuario titular requerirá a la Empresa de Distribución el comprobante físico de la reclamación si la realizara en persona. Si fuere por carta se exigirá la constancia de recepción o acuse. Si fuere efectuada vía telefónica requerirá el número de la reclamación, la fecha y el nombre del operador. Si fuera vía internet las empresas distribuidoras establecerán los mecanismos de generación del respectivo comprobante de la reclamación.

La Empresa de Distribución está obligada a responder dicha reclamación al Cliente o Usuario Titular por escrito en los plazos siguientes:

A. Reclamaciones Comerciales, o sea las que se refieren a problemas de facturación;

- i. A-1: Cuya solución no requiera una visita a las instalaciones del Consumidor: Oficinas Automatizadas: Las reclamaciones serán resueltas en un plazo no mayor a veinticuatro 24 horas. Oficinas no Automatizadas: serán resueltas en un plazo no mayor a cinco (5) días laborables a partir de la recepción de la reclamación.
- ii. A-2: Cuya solución requiera una o varias visitas a las instalaciones del consumidor:

Serán resueltas en un período no mayor de diez (10) días laborales, contados a partir de la recepción de la reclamación.

- iii. A-3: Plazos para la habilitación del servicio a consumidores con contratos nuevos:

Clientes sin red dentro de zonas efectivamente servidas: Recibirán el servicio en un período no mayor de diez (10) días laborables, después de haber efectuado la solicitud y suscrito el contrato.

Clientes con red: Recibirán el servicio en un período no mayor de tres (3) días laborables, después de haber efectuado la solicitud y suscrito el contrato.

B. Reclamaciones Técnicas:

- i. B-1: Reparaciones a clientes individuales, que no requieran cambios o suministros de equipos y accesorios, usando los existentes: En un plazo máximo de diez (10) horas para zonas urbanas y de dieciséis (16) horas para zonas rurales, después de haberse realizado el reporte.
- ii. B-2: Reparaciones que involucren a más de un cliente, que no requieran cambios ni consumos de equipos y accesorios: En un plazo máximo de ocho (8) horas para zonas urbanas y de dieciséis (16) horas para zonas rurales, después de realizado el reporte.
- iii. B-3: Reparaciones a clientes individuales, que requieran cambio o suministro de equipos y accesorios: En un plazo máximo de dos (2) días, a partir de la recepción de la reclamación.
- iv. B-4: Reparaciones que involucren a más de un cliente donde se requiera cambio o suministro de equipos o accesorios: En un plazo no superior a dos (2) días a partir de la recepción de la reclamación.
- v. B-5: Calibración de equipos de medición: En un plazo máximo de tres (3) días calendarios, sin suspender el servicio. De ser necesario, la Empresa de Distribución instalará un nuevo medidor durante el tiempo que demore la calibración.

Párrafo.- En caso de que la Empresa de Distribución no cumpliera con esta obligación, el Cliente o Usuario Titular podrá recurrir a la Oficina de PROTECOM de la SIE.

Artículo 448.- (Modificado por el Artículo 58 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Si el Cliente o Usuario Titular no estuviere satisfecho con los resultados de la Empresa de Distribución debe reclamar en segunda instancia ante la Oficina de PROTECOM de la SIE, presentando la documentación que acredite haber realizado la instancia anterior. No será recibida por la Oficina de PROTECOM reclamación alguna, en la que el Cliente o Usuario Titular no presente la documentación que compruebe haber realizado su reclamación en primera instancia ante las Empresas de Distribución, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

Párrafo I: En esta instancia la Empresa de Distribución deberá cumplir con los siguientes plazos para dar respuesta a PROTECOM. Las reclamaciones se diferencian en las de tipo comercial o técnico y estas a su vez, conforme a los criterios que se indican a continuación:

Reclamaciones Comerciales:

- 1) Cuya solución no requiera una visita a las instalaciones del Consumidor:
 - i. Oficinas automatizadas: Los informes deberán ser presentados al PROTECOM en un plazo no mayor a cuatro (4) días laborables a partir de la presentación de la solicitud por parte del PROTECOM.

- ii. Oficinas no automatizadas: Los informes deberán ser presentados al PROTECOM en un plazo no mayor a cinco (5) días laborables a partir de la presentación de la solicitud por parte del PROTECOM.
- 2) Cuya solución requiera una o varias visitas a las instalaciones del Consumidor:
- i. Los informes deberán ser presentados en un período no mayor de quince (15) días laborables, contados a partir de la solicitud por parte del PROTECOM.

Reclamaciones Técnicas:

En el caso de Reclamaciones Técnicas las Empresas de Distribución deberán presentar un informe en un plazo no mayor de siete (7) días laborables, a partir de la fecha en que PROTECOM le efectuó la solicitud.

Párrafo II: En esta instancia el PROTECOM, deberá dictar decisión en el plazo establecido conforme a los criterios que se indican a continuación:

Reclamaciones Comerciales;

- 1) Cuya solución no requiera una visita a las instalaciones del Consumidor, deberá dictar su decisión en un plazo no mayor de diez (10) días laborables.
- 2) Cuya solución requiera una o varias visitas a las instalaciones del Consumidor, deberá dictar su decisión en un plazo no mayor de veinte (20) días laborables.

Reclamaciones Técnicas; en este tipo de reclamación el PROTECOM deberá dictar su decisión en un plazo no mayor de treinta (30) días laborables.

Artículo 449.- Vigencia de los Plazos.

Los plazos otorgados por el presente Reglamento para atender las reclamaciones de los usuarios y dar respuesta a PROTECOM en las reclamaciones en segunda instancia, podrán ser modificados por la SIE mediante Resolución.

Artículo 450.- (Modificado por el Artículo 59 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007). Prepago de Consumo de Energía Eléctrica:

De conformidad con lo dispuesto en el Párrafo I, del Artículo 93 de la Ley, las Empresas de Distribución podrán ofrecer a los Clientes o Usuarios de Servicio Público de Electricidad la modalidad del servicio de prepago de su consumo de energía eléctrica. La Superintendencia de Electricidad establecerá mediante Resolución los procedimientos y mecanismos para la implementación de esta modalidad.

Párrafo: El Cliente o Usuario Titular tendrá derecho a efectuar pagos anticipados a cuenta de futuros consumos en los casos en que las circunstancias lo justifiquen y siguiendo, llegado el caso, lo procedimientos que establezca la Empresa de Distribución tomándose, al efecto, como base el promedio de los tres (3) últimos consumos reales. La Empresa de Distribución tendrá derecho a exigir el pago anticipado en el caso de procesos de declaratorias de quiebra.

CAPITULO IV

OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION

Artículo 451.- (Modificado por el Artículo 18 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002). Las Empresas de Distribución están obligadas a instalar un medidor de energía eléctrica en cada punto de suministro del Cliente o Usuario Titular.

Párrafo.- Esta obligación podrá ser exonerada sólo en los casos de imposibilidad técnica o financiera y que de manera expresa y por escrito autorice la SIE.

Artículo 452.- (Modificado por el Artículo 19 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002). Los medidores deberán tener la clase de precisión igual o mejor que 0.5 para los clientes industriales, e igual o de mejor clase que 2.0 para los clientes residenciales y comerciales, de acuerdo con las normas IEC # 60687 o ANSI/IEEE C12.16 y C12.10.

Párrafo I.- La SIE podrá modificar mediante Resolución, lo establecido en la parte principal de este Artículo.

Párrafo II.- (Modificado por el Artículo 60 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁷. Las Empresas de Distribución deberán contar con un patrón verificador de medición debidamente certificado por DIGENOR, con un rango de precisión en la medición igual o mejor que 0.15 para realizar pruebas a los medidores de los clientes que lo soliciten.

Párrafo III.- (Modificado por el Artículo 60 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁸. La Superintendencia de Electricidad determinará mediante Resolución el plazo máximo y las etapas de implementación, para que las Empresas de Distribución den cumplimiento en su totalidad a las disposiciones establecidas en los Artículos 451 y 452.

Artículo 453.- Los medidores testigos que instalen los usuarios, de conformidad con las disposiciones del Párrafo del Artículo 94 de la Ley, deberán cumplir con las especificaciones técnicas indicadas en el Artículo precedente.

Artículo 454.- Nivel de Calidad de Servicio.

La Empresa de Distribución está obligada a suministrar el servicio a quien se lo solicite, dentro de su Zona de Concesión, de conformidad con el Artículo 93 de la Ley.

¹⁷ Modificado anteriormente por el Artículo 19 del Decreto No.749-02 del 19 de septiembre de 2002.

¹⁸ Modificado anteriormente por el Artículo 19 del Decreto No.749-02 del 19 de septiembre de 2002.

Asimismo, la Empresa de Distribución deberá suministrar el servicio en la ubicación especificada en el contrato suscrito con el Cliente o Usuario Titular, conforme a las condiciones de potencia, tensión y frecuencia nominal establecidas, con diferencias que no excedan el margen de tolerancia admitido en la reglamentación vigente que a tales fines dicte la SIE. Asimismo la Empresa de Distribución se obliga a presentar a la persona natural o jurídica solicitante del servicio, las diferentes tarifas aplicables a su caso, de modo que éste pueda elegir la de su mayor conveniencia.

Artículo 455.- (Modificado por el Artículo 61 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). De conformidad con lo establecido en el Artículo 100 de la Ley, los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor o hecho fortuito, con la obligación de explicar tal variación a ocurrencia del evento.

Párrafo I: Una vez superadas las causas de Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor que provocaron la interrupción, las Empresas de Distribución están obligadas al restablecimiento del servicio en las mismas condiciones contratadas.

Párrafo II: Dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de acaecidos los hechos calificables como Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor, las Empresas de Distribución procederán a evaluar los daños causados y producir un informe a la SIE dando detalles de las acciones que se ejecutarán para restablecer el servicio y del tiempo estimado de normalización. La SIE deberá pronunciarse respecto del informe presentado en un plazo no mayor de setenta y dos (72) horas.

Párrafo III: A los fines de aplicación del presente Artículo, la SIE deberá realizar las investigaciones de lugar para certificar que los hechos acaecidos pueden calificarse de Fortuitos o de Fuerza Mayor.

Artículo 456.- El Cliente o Usuario Titular reconoce que la Empresa de Distribución podrá efectuar cortes programados para las tareas intrínsecas al mantenimiento, reparación y crecimiento de su Red de Distribución, pero ésta deberá comunicarlo al Cliente o Usuario Titular de manera directa o por los medios de comunicación, por lo menos con tres (3) días calendarios de antelación.

Artículo 457.- La Empresa de Distribución se compromete a indemnizar a sus Clientes o Usuarios Titulares por la mala calidad de servicio suministrado, de acuerdo con las disposiciones y montos establecidos en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos que dicte la SIE.

Artículo 458.- Aplicación de la Tarifa.

La Empresa de Distribución está obligada a facturar el servicio en base a la lectura de los equipos de medición, por períodos mensuales vencidos y de acuerdo a los criterios establecidos en las tarifas fijadas por la SIE. Se entiende por período mensual de lectura de medidores y de facturación de consumos aquel que, entre dos (2) lecturas y facturaciones sucesivas comprende un lapso no inferior a veintisiete (27) ni superior a treinta y un (31) días, sin que

pueda sobrepasar los 365 (trescientos sesenta y cinco) o 366 (trescientos sesenta y seis) días al año. Excepcionalmente, en los suministros sin equipos de medición a los que se factura consumo fijo que hayan sido expresamente autorizados por la SIE, éste será de treinta (30) días.

Artículo 459.- Si por causa de Fuerza Mayor el período excediera los treinta y un (31) días, la Empresa de Distribución deberá conceder a solicitud del Cliente o Usuario Titular, un acuerdo de pago para la cancelación de esta factura, sin efectuar ningún tipo de cargo por mora o financiamiento, que tenga su origen en dicha causa.

Artículo 460.- (Modificado por el Artículo 62 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Es obligación de las Empresas de Distribución, emitir las facturas en base a la lectura de los equipos de medición. Excepcionalmente, en los casos de imposibilidad de lectura de los equipos de medición, originada exclusivamente en los hechos de que: (i) el mismo no se encuentre al alcance de la vista del lector de la Empresa de Distribución, o (ii) el equipo de medición se encuentre dañado, se permitirá a la Empresa de Distribución facturar aplicando la tarifa vigente para el mes en cuestión, sobre la base del promedio de los tres (03) últimos consumos reales. La factura deberá llevar impresa la leyenda "Consumo Estimado", debiéndose emitir la siguiente factura en base a la lectura real del equipo de medición incluyéndose los cargos o reintegros correspondientes. La Empresa de Distribución no podrá promediar por más de un mes aduciendo las causas que se indican en el presente Artículo, so pena de incurrir en las violaciones establecidas en el Artículo 125-2, Párrafo IV.

Párrafo I: Si las Empresas de Distribución como consecuencia de la falta de facturación en base a la lectura de los equipos de medición, hubieren cobrado en exceso a los Clientes o Usuarios Titulares, deberán reembolsar a dichos usuarios la totalidad de las sumas cobradas en exceso más los intereses generados por las mismas a la tasa activa promedio de la banca comercial, publicada por el Banco Central.

Párrafo II: La Empresa Distribuidora estará obligada a entregar, a solicitud del Cliente o Usuario Titular, copia de la data del histórico de consumo del medidor instalado por la Empresa de Distribución para medir su consumo, en un plazo no mayor de tres (3) días laborables a partir de la recepción de la solicitud del cliente.

Artículo 461.- De existir dentro del período a facturar diferentes condiciones de facturación, originadas tanto por el Cliente o Usuario Titular, como por la Empresa de Distribución o la SIE, el período será subdividido y cada parte será facturada de acuerdo a las condiciones vigentes en cada uno de ellos.

Artículo 462.- Igualmente sólo en casos excepcionales debidamente autorizados por la SIE (difícil acceso al punto de suministro, malas condiciones de la red), en los cuales no se registre el consumo por equipos de medición (conexiones directas) la Empresa de Distribución facturará sobre la base de un consumo fijo mensual establecido en función de la potencia y horas de uso del equipamiento eléctrico, de acuerdo a tabla homologada de consumo avalada

por la SIE, la cual será empleada para los cálculos del “Consumo Fijo Mensual”, las “Fianzas” y las “Tasaciones por Irregularidades”. Asimismo en estos casos, la Empresa de Distribución tendrá el derecho a verificar las condiciones de permanencia del consumo previsto y ajustarlo en caso de modificaciones, así como a instalar equipos de medición correspondiente cuando las condiciones técnicas o la disponibilidad de equipos así lo permitan.

Artículo 463.- (Modificado por el Artículo 63 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Una vez la Empresa de Distribución y el Cliente o Usuario Titular estipulen una tarifa fijada en base al punto de interconexión y a la potencia demandada por el Cliente o Usuario Titular conforme a lo establecido en el presente Reglamento y las Resoluciones que emita la Superintendencia de Electricidad, la Empresa de Distribución, podrá cambiar la tarifa previa notificación al cliente, si determina que las condiciones del suministro han variado con relación a la contratación original del servicio.

Párrafo: La SIE establecerá mediante Resolución los procedimientos que deberán cumplir las Empresas Distribuidoras para proceder a realizar el cambio de tarifa; asimismo, aplicará las sanciones de carácter administrativo que corresponda en caso de violación de lo establecido en dichos procedimientos.

Artículo 464.- (Modificado por el Artículo 64 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Instalación y precintado de equipos de medición y control.

La Empresa de Distribución deberá instalar a su costo equipos de medición en:

- i. los nuevos suministros,
- ii. las conexiones directas que son facturadas en base a un consumo fijo mensual y,
- iii. en caso de remover los equipos de medición actualmente existentes. Excepcionalmente, en caso de daño de los equipos de medición debido a irregularidades intencionales y manifiestas comprobadas de conformidad con lo dispuesto en la Ley y el presente Reglamento, o por solicitud de cambio del equipo de medición por parte del Cliente o Usuario Titular sin que ésta haya sufrido daño alguno, el costo de la instalación del equipo de medición será a expensa del Cliente o Usuario Titular.

Párrafo: Estos equipos serán obligatoriamente precintados por la Empresa de Distribución, de tal forma que solo se pueda acceder a los elementos en tensión que garantizan la medida mediante la rotura de los correspondientes precintos.

Artículo 465.- (Modificado por el Artículo 65 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). La Empresa de Distribución deberá avisar a la SIE, mediante comunicación y al Cliente o Usuario Titular mediante carta circular o en un periódico de circulación nacional con al menos una semana de anticipación, el cambio del equipo de medición, cuando se trate de cambios de equipos de

medición por zona o barrios. Asimismo, deberá comunicar, en todos los casos, al Cliente o Usuario Titular en el momento de realizar la acción, mediante acta levantada al efecto, el cambio del equipo de medición y todo lo actuado al respecto. En caso de que el Cliente o Usuario Titular o su representante se rehúsen a estar presentes en dicho momento o a recibir y/o firmar el acta, la Empresa de Distribución deberá reportar dicha situación a la SIE a más tardar cuarenta y ocho (48) horas luego de la ocurrencia del hecho. El incumplimiento por parte de las Empresas Distribuidoras de las disposiciones establecidas en el presente Artículo se considerará una falta de envío de información a la SIE y será sancionada con la pena establecida en el Artículo 126 de la Ley.

Dicha acta deberá contener los siguientes datos:

- a) Motivo del retiro.
- b) Estado o condiciones del equipo de medición.
- c) La fecha de remoción.
- d) El número del equipo de medición removido.
- e) La lectura acumulada del equipo de medición al momento de ser retirado.
- f) Voltaje de servicio.
- g) El número del equipo de medición nuevo.
- h) Lectura del nuevo equipo de medición al momento de la instalación.
- i) Indicación expresa de la existencia del precinto.
- j) Indicación expresa y firma del responsable actuante.
- k) Firma del Cliente o Usuario Titular o su representante, o el señalamiento de la negativa de firma si fuera el caso. Si el Cliente o Usuario Titular o su representante, no estuvieran presentes se notificará el acta haciendo constar dicha situación a la SIE.

La inobservancia de cualquiera de estas formalidades por parte de la Empresa de Distribución al efectuar el retiro del equipo de medición, eximirá al Cliente o Usuario Titular de todo cargo o responsabilidad por cualquier anomalía que pudiere ser detectada en el equipo de medición retirado.

Artículo 466.- (Modificado por el Artículo 66 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). La facturación deberá realizarse conforme a lo establecido en el régimen tarifario vigente emitido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad.

Artículo 467.- (Modificado por el Artículo 67 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). La Empresa de Distribución deberá entregar la factura mensual por consumo de energía eléctrica al Cliente o Usuario Titular como máximo diez (10) días calendarios con posterioridad a su emisión, en la dirección del punto de suministro de energía o en la dirección que indique el Cliente o Usuario Titular; el vencimiento de dicha factura será a los treinta (30) días a partir de su fecha de emisión. La suspensión del servicio se efectuará treinta (30) días después de su fecha de emisión, según lo establecido en el Artículo 95 de la Ley.

Párrafo: Los cargos por mora e intereses comenzarán a regir a partir de los treinta (30) días después de la emisión.

Artículo 468.- (Modificado por el Artículo 68 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Además de los datos regularmente consignados y/o exigidos por las normas legales, en las facturas deberá al menos incluirse:

- a) Dirección de las oficinas comerciales de la Empresa de Distribución.
- b) Identificación de la categoría tarifaria del suministro, valores de los parámetros tarifarios (cargos fijos y variables).
- c) Unidades consumidas y/o facturadas.
- d) Detalle de los descuentos y créditos correspondientes y de las tasas, fondos, y/o gravámenes que se contemplen en el cuadro tarifario y en el marco regulatorio vigente.
- e) Notificación de la deuda vencida pendiente.
- f) Especificación del plazo de vencimiento y suspensión de servicio. En el caso de que la factura presente una deuda atrasada por concepto de una facturación vencida con anterioridad, la Empresa de Distribución deberá consignar la fecha a partir de la cual ésta tendrá derecho a la suspensión del suministro, de conformidad con el Artículo 95 de la Ley.
- g) Lugares y/o números de teléfonos donde el Cliente o Usuario Titular pueda recurrir en caso de falta o inconvenientes en el suministro.
- h) Recuadro con la leyenda "Notificaciones".
- i) Información relativa al cargo por costo financiero.
- j) Número de días facturados.
- k) Voltaje de servicio.
- l) Lectura actual y lectura anterior y fechas de las mismas.

- m) Indicar si la facturación es promediada o por lectura.
- n) Monto de la Fianza actualizado semestralmente.
- o) Cuadro contentivo de histórico de consumo (energía y potencia).
- p) Cualquier otra información que consigne la SIE por Resolución.

Párrafo: A partir de la entrada en vigencia de la tarifa técnica, deberá incluirse en las facturas el desglose total de los costos de la electricidad por KWh: Costos de Generación, Costo de Transmisión, Valor Agregado de Distribución (VAD) y subsidio gubernamental, si lo hubiere.

Artículo 469.- (Modificado por el Artículo 69 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)¹⁹. Reintegro de Importes.

En los casos en que la Empresa de Distribución aplicara tarifas superiores o diferentes a las correspondientes, y/o facturase sumas mayores a las que correspondiere por causas imputables a la misma, deberá pagar al Cliente o Usuario Titular una compensación equivalente a diez (10) veces el monto de los importes percibidos de más cuando incurra en cobros excesivos, sin perjuicio de las multas que la SIE podrá fijarle conforme a lo establecido en la Ley.

Párrafo I: Para los fines de aplicación del presente Artículo el cliente deberá agotar el procedimiento en primera instancia por ante la Empresa Distribuidora. En caso de que la Empresa Distribuidora se niegue a la corrección del error o no produzca ninguna respuesta dentro de los plazos establecidos para ello, el cliente continuará con el procedimiento ante PROTECOM, quien aplicará en todo su rigor el presente Artículo en caso de que la reclamación sea procedente.

Párrafo II: Para los fines de aplicación de lo establecido en el Párrafo V del Artículo 125-2 de la Ley, la SIE definirá mediante Resolución lo que debe entenderse por “Número Considerable de Clientes”.

Artículo 470.- Identificación y Equipamiento del Personal.

La Empresa de Distribución deberá implementar una tarjeta identificatoria o carnet (con nombre, apellido y número de agente, foto y departamento para el que trabaja) para todo el personal que tenga relación con la atención al público, tanto dentro de establecimientos de la Empresa de Distribución como en la vía pública. Asimismo deberán estar identificados con tarjetas identificatorias, con los mismos datos y añadiendo para cuál Empresa de Distribución se encuentran realizando los trabajos, todo el personal perteneciente a empresas colaboradoras (contratistas y subcontratistas) que realicen trabajos a cuenta de la Empresa de Distribución. Esta tarjeta o carnet deberá exhibirse en forma bien visible sobre la vestimenta o uniforme de trabajo.

Artículo 471.- Asimismo, el personal de las brigadas de las Empresas de Distribución y de sus contratistas y subcontratistas que realizan los trabajos de campo, debe estar uniformado y con los correspondientes equipos de

¹⁹ Modificado anteriormente por el Artículo 20 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

protección, tales como: cascos, lentes, botas, guantes para alta tensión, equipos de comunicación, cinturones de seguridad, correas porta-herramientas así como cualquier otro equipo de protección requerido por las leyes laborales vigentes.

Artículo 472.- De igual forma los vehículos tanto de las Empresas de Distribución como de sus contratistas y subcontratistas deberán estar debidamente rotulados.

Artículo 473.- (Modificado por el Artículo 70 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Información en Oficinas de Atención al Cliente.

Sin perjuicio de otras medidas de difusión que se consideren adecuadas, las Empresas de Distribución deberán fijar en un cartel o vitrina, en cada una de sus instalaciones de atención al público, el cuadro tarifario vigente y un anuncio comunicando que se encuentra a disposición de los Clientes o Usuarios Titulares copias del presente Título del Reglamento de la Ley. Asimismo deberán informar al público de los procedimientos sobre las solicitudes de nuevos servicios, contrataciones, titularidad, cambio de titularidad, reclamos, retiros del servicio, condiciones de habilitación u otro procedimiento que no haya sido expresamente indicado en el presente Reglamento. Asimismo, las informaciones anteriores estarán disponibles a través de los medios electrónicos de que dispongan las Empresas Distribuidoras.

Párrafo: Las Empresas de Distribución pondrán a disposición de los Clientes o Usuarios Titulares en todas las instalaciones de atención al público buzones de sugerencias para expresar la calidad y conformidad de los servicios prestados. También emitirán de manera periódica notas y volantes informativos de temas educativos del sector eléctrico como de interés general.

Artículo 474.- La Empresa de Distribución se obliga a designar, en cada una de sus oficinas de atención al cliente, un personal fijo para atender los inspectores de la SIE, en el desempeño de sus funciones, sin que los mismos tengan que tomar turnos para ser atendidos. La Empresa de Distribución debe así mismo dar a la SIE acceso a su sistema informático a fines de fiscalización y supervisión, para fines de consulta solamente, conforme al Artículo 24 de la Ley.

Artículo 475.- Las Empresas de Distribución deberán aprobar los planos de diseño de las instalaciones eléctricas en media y baja tensión a las cuales se solicita el servicio de conexión a sus líneas, de conformidad con las normas, en los plazos y con el procedimiento dictado por la SIE mediante Resolución.

Párrafo.- Las tarifas a ser cobradas por las Empresas de Distribución por aprobación de planos y servicio de interconexión serán fijadas por la SIE mediante Resolución.

Artículo 476.- Las Empresas de Distribución elaborarán el presupuesto de interconexión basado exclusivamente en los materiales y en la labor (mano de obra) que la interconexión requiera para realizarla.

CAPITULO V

DERECHOS DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION

Artículo 477.- (Modificado por el Artículo 71 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Recuperación de Montos por Facturación de Consumos Inferiores en Suministros sin Equipos de Medición.

En suministros con contrato celebrado con la Empresa de Distribución o con la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), en fecha anterior a la fecha de la publicación de este Reglamento, en caso de comprobarse inexactitud de los datos suministrados por el Cliente o Usuario Titular, que originen la aplicación de un consumo fijo estimado inferior al que realmente corresponde, la Empresa de Distribución podrá proceder a actualizar los datos de carga, y las facturaciones sucesivas incluirán los nuevos datos registrados, conforme a lo establecido en el presente Reglamento.

Artículo 478.- (Modificado por el Artículo 72 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cobro de Facturas Vencidas.

En caso de no pagarse la factura a la fecha de su vencimiento, la Empresa de Distribución aplicará automáticamente, conforme a lo prescrito en el Artículo 97 de la Ley, la tasa de interés activa del mercado a partir del vencimiento de la factura que genera dicho interés, de acuerdo con las previsiones establecidas en el presente Reglamento.

Artículo 479.- (Modificado por el Artículo 73 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Durante el período en que el servicio esté suspendido por falta de pago, el Cliente o Usuario Titular deberá seguir pagando los cargos fijos y/o los cargos correspondientes a la potencia contratada o demanda máxima leída, hasta un máximo de tres (3) meses posteriores a la suspensión. Si vencido el plazo el Cliente o Usuario Titular no ha solventado la deuda, las obligaciones contractuales serán suspendidas hasta tanto el cliente normalice su situación de no pago.

Párrafo I.- Los costos financieros y recargos por mora en el pago de las facturaciones serán calculados hasta su pago definitivo, aún se encuentre suspendido el contrato de suministro de energía eléctrica de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 97 de la Ley.

Párrafo II.- Si la Empresa de Distribución detectara un cliente, usuario titular contratante o usuario ocupante del inmueble usufructuando ilegalmente el servicio de energía eléctrica durante el período en que se encuentre suspendido el contrato de energía eléctrica, se procederá conforme a lo dispuesto en el Artículo 125 de la Ley General de Electricidad.

Artículo 480.- La Empresa de Distribución podrá conceder a su criterio y a solicitud del Cliente o Usuario Titular, un acuerdo de pago para la cancelación total de los valores adeudados.

Artículo 481.- (Modificado por el Artículo 74 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Cobro de Fianzas.

La Empresa de Distribución podrá requerir del Cliente o Usuario Titular la constitución de una fianza como garantía del cumplimiento de todas las obligaciones económicas que surjan de la firma del contrato del suministro, la cual generará intereses a favor del Cliente o Usuario Titular calculados de acuerdo a la tasa pasiva promedio de la banca comercial para depósitos a plazo, publicada mensualmente por el Banco Central de la República Dominicana. Dichos intereses serán capitalizados semestralmente o por fracción de mes. Dicha fianza conjuntamente con los intereses capitalizados deberá ser entregada según lo dispone el Artículo 484 del presente Reglamento.

Párrafo I.- La Empresa de Distribución podrá requerir del Cliente o Usuario Titular la actualización cada dos (2) años de la fianza constituida de acuerdo con el procedimiento que para tales fines elabore la SIE. Para la actualización bianual de la fianza, se tomará como valor el monto promedio de la facturación mensual del Cliente o Usuario Titular del último año de servicio prestado multiplicado por dos. Si con motivo de la actualización de la fianza conforme a lo establecido en este Párrafo, la fianza constituida originalmente resultare superior o inferior a la que por actualización sea determinada, las Empresas de Distribución deberán acreditar o debitar al Cliente o Usuario Titular, el monto que resulte en exceso o en defecto en la siguiente facturación.

Párrafo II.- La capitalización de los intereses será aplicable a las fianzas constituidas con motivo de los contratos de suministro suscritos con posterioridad a la capitalización de la CDE.

Párrafo III.- Al cumplimiento del plazo semestral la Empresa de Distribución hará reflejar, en la factura correspondiente, el incremento del monto de la fianza a razón de la capitalización de dichos intereses, mostrándose la tasa aplicada en cada caso.

Artículo 482.- La fianza quedará determinada por el valor resultante del cálculo de la estimación de dos (2) meses de consumo en función de la potencia, las horas de utilización y la tarifa contratada, de acuerdo a la tabla homologada de consumos avalada por la SIE, que será empleada para los cálculos del “Consumo Fijo Mensual”, las “Fianzas” y las “Tasaciones por Irregularidades”.

Párrafo.- En el caso de usuarios fraudulentos, las Empresas de Distribución podrán exigir un mes adicional de fianza. En caso de reincidencia en fraude, la fianza a cobrar será la siguiente: en la primera reincidencia, las Empresas de Distribución podrán exigirle una fianza adicional equivalente a cuatro (4) meses de consumo en función de la potencia, las horas de utilización y la tarifa contratada, de acuerdo a la tabla homologada de consumos avalada por la SIE, que será empleada para los cálculos del “Consumo Fijo Mensual”, las “Fianzas” y las “Tasaciones por Irregularidades”; y en el caso de segunda reincidencia en adelante, una fianza adicional equivalente a seis (6) meses de consumo, sobre la base anteriormente indicada.

Artículo 483.- En el caso de suministro provisional, la fianza quedará determinada por la estimación del valor resultante del cálculo del período de tiempo en que dure el evento por la potencia instalada por las horas de utilización de las instalaciones, el cual será considerado como consumo probable de energía.

Artículo 484.- (Modificado por el Artículo 75 del Decreto 494-07 del 30 de agosto del 2007). La Empresa de Distribución devolverá la fianza actualizada o la parte de la misma que no hubiera sido imputada a la cancelación de las deudas al momento de la terminación del contrato. Dicha devolución deberá efectuarse en un plazo máximo de diez (10) días laborables a partir de la fecha de terminación del contrato.

Artículo 485.- La Empresa de Distribución podrá, de común acuerdo con el Cliente o Usuario Titular y en casos comerciales e industriales, aceptar la constitución de la citada fianza mediante una fianza bancaria o una póliza de seguros expedida por una compañía de seguros de reconocida solvencia.

Artículo 486.- En caso de cambio de titularidad aceptada por todas las partes (el Cliente o Usuario Titular, el nuevo Cliente o Usuario Titular y la Empresa de Distribución), éstas podrán consentir que tanto la fianza, así como la deuda pendiente, sean transferidas al nuevo Cliente o Usuario Titular.

Artículo 487.- En caso de cambio de contrato en ausencia del Cliente o Usuario Titular anterior, se dará de baja al anterior contrato y la fianza corresponderá al anterior Cliente o Usuario Titular. El nuevo Cliente o Usuario Titular deberá constituir nueva fianza que garantice su contrato de suministro.

Artículo 488.- Los derechos adquiridos por el Cliente o Usuario Titular en su contrato con respecto a la fianza caducarán a los seis (6) meses de realizado el cambio de titular o dado de baja el contrato de suministro, quedando la Empresa de Distribución exenta a partir de ese momento, de toda responsabilidad frente al Cliente o Usuario Titular. Al vencimiento del indicado plazo, la fianza consignada no devengará interés alguno. Dichos recursos (la fianza más los intereses generados hasta el vencimiento del plazo) deberán ser entregados a PROTECOM y deberán ser destinados a educación del consumidor de energía eléctrica.

Artículo 489.- Inspección y Verificación de Equipos de Medición.

Por propia iniciativa y en cualquier momento dentro del horario diurno (8:00 a.m. a 6:00 p.m.), exceptuando establecimientos comerciales cuyas actividades sean básicamente nocturnas, la Empresa de Distribución podrá inspeccionar las conexiones del suministro, las instalaciones internas hasta la caja o módulo de los equipos de medición, asimismo como revisar, contrastar o cambiar los existentes. En cada visita, el personal de las Empresas de Distribución deberá dejar una notificación al Cliente o Usuario Titular donde resalte todas las observaciones encontradas y si está correcto o no el conjunto de equipos indicados.

Artículo 490.- (Modificado por el Artículo 76 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). En caso de detectar problemas atribuibles a fallas del equipo de medición y a errores imputables a las Empresas de Distribución en el registro de la energía consumida y/o en el cálculo del monto a facturar, la Empresa de Distribución estará facultada a actuar en cada caso como se indica a continuación:

- a) Cuando por problemas atribuibles a fallas propias del equipo de medición en el registro o ausencia de registro de la energía consumida, los valores de energía que hubieran sido facturados en exceso o en defecto, la Empresa de Distribución deberá emitir la nota de debito o crédito correspondiente y reflejar el debito o crédito en la primera factura que emita con posterioridad a la ocurrencia de dicha situación. Para realizar el cálculo de los valores de energía que hubieran sido consumidos las Empresas de Distribución utilizarán la tabla homologada de consumos aprobada por la SIE. Cuando los valores sean facturados en exceso en perjuicio del Cliente o Usuario Titular, las Empresas de Distribución procederán conforme a lo establecido en el Artículo 125 de la Ley.
- b) En el caso de equipos no incluidos en la tabla homologada de consumos, ésta podrá ser sustituida por el valor consignado en la placa del fabricante del equipo; el cálculo del consumo de energía se realizará considerando el levantamiento de potencia de las instalaciones del Cliente o Usuario Titular del suministro, por el factor de utilización de cada uno de los equipos descritos en el levantamiento de potencia, por el período de tiempo establecido en el presente Artículo. De existir dudas con relación a la placa del fabricante del equipo, podrían determinarse los valores reales de consumo, sometiendo a prueba él o los equipos.
- c) Para realizar el cálculo de los valores de energía que hubieran sido consumidos por el Cliente o Usuario Titular se podrá utilizar como mecanismo de cálculo la potencia máxima que es capaz de demandar dicho Cliente o Usuario Titular, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.
- d) Los ajustes de la energía facturada en exceso o en defecto no podrán retrotraerse en el tiempo más allá de tres (3) meses.

Artículo 491.- (Modificado por el Artículo 77 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). De conformidad con lo establecido en el Párrafo I del Artículo 125-2 de la Ley, cuando el usuario se haya beneficiado del uso del servicio eléctrico en condiciones fraudulentas, realizado por terceras personas y desconocido por el Cliente o Usuario Titular, la sanción administrativa aplicable consistirá únicamente en la restitución de los valores dejados de pagar equivalentes a los últimos tres (3) meses. En ningún caso la falta de las Empresas Distribuidoras podrá ocasionar pagos adicionales o sanciones a los usuarios del servicio eléctrico.

- a) Levantada el acta correspondiente, la Empresa de Distribución efectuará el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar, de acuerdo a la tabla homologada avalada por la SIE.
- b) En el caso de equipos no incluidos en la tabla homologada de consumos, ésta podrá ser sustituida por el valor consignado en la placa del fabricante del equipo; el cálculo del consumo de energía se realizará considerando el levantamiento de potencia de las instalaciones del Cliente o Usuario Titular del suministro, por el factor de utilización de cada uno de los equipos descritos en el levantamiento de potencia, por el período de tiempo establecido en el presente Artículo. De existir dudas con relación a la placa del fabricante del equipo, podrían determinarse los valores reales de consumo, sometiendo a prueba él o los equipos.
- c) Para realizar el cálculo de los valores de energía que hubieran sido consumidos por el Cliente o Usuario Titular se podrá utilizar como mecanismo de cálculo la potencia máxima que es capaz de demandar dicho Cliente o Usuario Titular, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.
- d) El consumo no registrado a recuperar por la Empresa de Distribución no podrá retrotraerse en el tiempo más allá de tres (3) meses, salvo prueba en contrario. Se establecerá su monto a la tarifa vigente en el momento de la detección de la irregularidad (Tasación por Irregularidad) y se emitirá por ese concepto una factura complementaria. En este caso, la Empresa de Distribución deberá, a solicitud del Cliente o Usuario Titular otorgar acuerdo de pago para la cancelación total de los valores adeudados, sin perjuicio del pago de intereses por costos financieros a la tasa activa del mercado sobre saldos insolutos generados desde la fecha de su facturación complementaria hasta su completo pago.

Artículo 492.- (Modificado por el Artículo 78 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)²⁰. Para fines de aplicación de las sanciones contempladas en el Artículo 125 de la Ley, la cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente será calculada por la Empresa de Distribución, o por la SIE cuando el Fraude Eléctrico sea en perjuicio de personas naturales o jurídicas, mediante la tabla homologada avalada por la SIE.

Párrafo I: En el caso de equipos no incluidos en la tabla homologada de consumos, ésta podrá ser sustituida por el valor consignado en la placa del fabricante del equipo; el cálculo del consumo de energía se realizará considerando el levantamiento de potencia de las instalaciones del Usuario fraudulento, por el factor de utilización de cada uno de los equipos descritos en el levantamiento de potencia, por el período de tiempo de cinco (5) meses o los que resultaren salvo prueba en contrario. De existir dudas con relación a la placa del fabricante del equipo, podrían determinarse los valores reales de consumo, sometiendo a prueba él o los equipos.

²⁰ Modificado anteriormente por el Artículo 21 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

Párrafo II : Para realizar el cálculo de los valores de energía que hubieran sido sustraído por el Cliente o Usuario Titular se podrá utilizar como mecanismo de cálculo la potencia máxima que es capaz de demandar dicho Cliente o Usuario Titular, dada la capacidad de la conexión y de sus instalaciones.

Párrafo III: La cantidad de energía eléctrica sustraída fraudulentamente calculada no podrá retrotraerse en el tiempo más allá de cinco (5) meses, salvo prueba en contrario, debiendo establecer su monto a la tarifa vigente en el momento de la detección del Fraude Eléctrico.

Artículo 493.- (Modificado por el Artículo 79 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Desmontaje de instalaciones clandestinas a fin de evitar riesgos en la vía pública.

En el caso de detección de instalaciones clandestinas, como conexiones directas ilegales y todo otro tipo de instalación para usufructo o no de energía eléctrica, no autorizada por la Empresa de Distribución, que utilice y/o se sustente de las instalaciones propias de la Empresa de Distribución, ésta procederá a su desinstalación e incautación o inutilización a fin de evitar riesgos en la vía pública.

Artículo 494.- (Modificado por el Artículo 81 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Suspensión del Suministro de Energía Eléctrica.

Las Empresas de Distribución podrán suspender el suministro de energía eléctrica en días laborables (lunes-viernes) hasta las seis de la tarde (6:00 p.m.). La suspensión podrá ser efectuada en los siguientes casos:

Si el Cliente o Usuario Titular solicita una terminación de contrato. Por detectarse alguna de las siguientes causas:

- a) Falta de pago del Cliente o Usuario Titular de una (1) factura mensual, treinta (30) días a partir de su fecha de emisión.
- b) Cuando se compruebe que el Cliente o Usuario Titular ha solicitado el servicio a nombre de una persona vinculada a ésta, con la intención de evadir su responsabilidad ante la deuda contraída, previa aprobación de la SIE.
- c) Por malas condiciones técnicas de sus instalaciones interiores, que signifiquen un riesgo para sí mismo o terceros, en cuyo caso deberá levantarse acta de tales condiciones, conforme lo prescrito en el presente Reglamento.
- d) Por comercialización a terceros, de la energía eléctrica suministrada por la Empresa de Distribución, conforme lo establecido en la Ley y el presente Reglamento.
- e) Al levantar el Acta de Fraude, previa orden judicial o por decisión de la SIE.

- f) Por maltrato intencional de los equipos de medición o impedir su mantenimiento o reposición, conforme lo establecido en el presente Reglamento.

Párrafo I: Durante el período en que el servicio este suspendido por falta de pago, el Cliente o Usuario Titular deberá seguir pagando los cargos fijos y los cargos correspondientes a la potencia contratada o demanda máxima leída hasta un máximo de tres (3) meses, a cuyo vencimiento el contrato de suministro quedará suspendido.

Párrafo II: En caso de que el Cliente o Usuario Titular no permita la entrada del personal debidamente identificado y autorizado por la Empresa de Distribución a los fines propios de sus funciones, ésta podrá suspender el suministro desde la acometida, en los casos de suministros individuales. En el caso de edificios y condominios las Empresas de Distribución deberán notificar a la SIE cuando los usuarios no le permitan el acceso a los paneles para fines de verificación de su estado o cualquier otro fin dentro de las facultades de éstas, con objeto de que esta institución les autorice dentro de las setenta y dos (72) horas a partir de su notificación, a realizar la suspensión temporal del suministro desde la acometida del edificio. La antes dicha actuación deberá realizarse en presencia de un representante de la SIE y un notario público. En caso de transcurrir las setenta y dos (72) horas a partir de la notificación, sin que la Superintendencia de Electricidad autorice la suspensión temporal del suministro, la Empresa de Distribución podrá efectuar la suspensión temporal del edificio o condominio en cuestión, debidamente acompañado de un notario público, quien deberá levantar el acta correspondiente. El suministro de electricidad se restablecerá inmediatamente después que se permita el acceso a los funcionarios y representantes de las Empresas de Distribución actuantes a los módulos de equipos de medición y se proceda a la verificación de los mismos.

PÁRRAFO III: En caso de que en el punto donde se pretende realizar la desconexión existan Clientes o Usuarios Titulares en condiciones de salud que amerite la permanencia del suministro de energía eléctrica para sobrevivir, la Empresa Distribuidora deberá proveerle de la fuente de energía necesaria, previo la SIE proceder a otorgar la autorización para la desconexión establecida en el presente Artículo.

Párrafo IV: (Modificado por el Artículo 81 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)²¹. Una vez solucionadas las razones que originaron la suspensión, la Empresa de Distribución deberá restablecer el servicio en un plazo máximo de doce (12) horas para zonas urbanas y veinticuatro (24) horas para zonas rurales, en casos excepcionales que excedan estos plazos la SIE podrá ampliarlos. En caso de que la suspensión del suministro se efectuó el día viernes, la Empresa de Distribución estará obligada a restablecer o reconectar el servicio al usuario a más tardar el día sábado siguiente, siempre y cuando hayan sido solucionadas las razones que originaron la suspensión.

Artículo 495.- Cargos por Concepto de Cortes y Reconexión.

²¹ Modificado anteriormente por el Artículo 22 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

Los cargos por concepto de corte y reconexión de servicio serán fijados por la SIE mediante Resolución. Las Empresas de Distribución están obligadas a tener en un lugar visible a los usuarios de sus oficinas comerciales la Resolución de la SIE vigente que fije dichos cargos.

CAPITULO VI INTERESES POR COSTO FINANCIERO

Artículo 496.- Intereses Aplicables con Posterioridad al Vencimiento de las Facturas.

El Cliente o Usuario Titular y/o cliente o usuario de un suministro, incurrirá en mora por el sólo vencimiento de los plazos establecidos para el pago de las respectivas facturas, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial.

Vencido el plazo establecido en la factura para efectuar el pago, al incumplimiento del mismo, los valores que corresponden a dicha factura generarán intereses por los costos financieros incurridos por la Empresa de Distribución a partir del día siguiente a la fecha límite prevista para el pago. Estos intereses son los establecidos en el Artículo 97 de la Ley.

Este sistema será aplicable a los clientes o usuarios privados y también a los clientes o usuarios de carácter público del Estado Nacional o Provincial y Municipios, sea cual fuere su naturaleza jurídica, tales como la administración centralizada, organismos descentralizados, empresas del Estado, sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria, sociedades del Estado, Municipalidades, etc.

CAPITULO VII AUTORIDAD DE APLICACION

Artículo 497.- Autoridad de Aplicación.

La Autoridad de Aplicación será la SIE. El Cliente o Usuario Titular y/o cliente o usuario tendrá derecho a dirigirse en todo momento directamente a la autoridad de aplicación, a fin de recibir información o en caso de reclamación que estén relacionadas con la seguridad de las personas y en segunda instancia en caso de inconformidad con la respuesta dada por la Empresa de Distribución en ocasión de reclamaciones.

TITULO XI²²
INFRACCIONES, SANCIONES Y PENALIDADES

CAPITULO I²³
DE LAS INFRACCIONES Y SANCIONES

Artículos 498 al 502 (Eliminados conforme al Artículo 82 del Decreto Núm. 494-07 del 30 de agosto del 2007).

CAPITULO II²⁴
PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACION DE LAS SANCIONES
CONTENIDAS EN EL ARTICULO 7 DE LA LEY 186-07

Artículo 503.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). La SIE podrá ordenar en adición a las faltas previstas por el Artículo 126 de la Ley, la suspensión, desconexión y retiro de las obras eléctricas, en cualesquier casos de violación de las normas de instalación y puesta en servicio.

Artículo 504.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). En casos de faltas o incumplimientos a la Ley y al presente Reglamento, por parte de los agentes del MEM y las Empresas Eléctricas, la SIE iniciará la investigación de las faltas detectadas, de la denuncia o reclamación de terceros.

Artículo 505.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Una vez recibida la denuncia o sea detectada de oficio la falta, la SIE determinará la necesidad de efectuar una inspección. Ordenada ésta, se deberá emitir un informe, si corresponde, sobre los hechos de que se trate, el cual se adicionará a la denuncia o servirá de auto de encabezamiento de proceso, según sea el caso.

Artículo 506.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)²⁵. La denuncia y el informe aludido se comunicarán al imputado por escrito con la formulación de cargos, la cual deberá contener necesariamente:

- a) La individualización completa del o de las personas físicas o jurídicas a quienes se formulan cargos.
- b) La enunciación precisa y clara de los hechos constitutivos de infracciones y de las normas legales, reglamentarias, técnicas o administrativas infringidas; y,

22 Por error material, en la Gaceta Oficial No. 10148, que contiene la publicación del Decreto No. 555-02 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, se hace referencia a este Título como "IX", cuando debe decir "XI", conforme a la numeración continúa del mismo.

23 El Artículo 82 del Decreto No. 494-07 de fecha 30 de agosto de 2007, hace referencia a la eliminación del Capítulo I, del Título XI del Reglamento.

24 De conformidad con las disposiciones del Artículo 83 del Decreto No. 494-07, del 30 de agosto del año 2007, el Capítulo II del Título XI fue modificado, por lo que en cada Artículo aparece el texto modificado.

25 Modificado anteriormente por el Artículo 26 de Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

- c) La formulación precisa de los cargos, con expresión del plazo que tiene el inculcado para formular sus descargos, que será de quince (15) días laborables, a contar de la fecha de la notificación, prorrogables por una sola vez en caso de ser conveniente o necesario para la investigación. En el escrito de descargos se acompañarán, ofrecerán o solicitarán las pruebas o diligencias probatorias que se consideren procedentes.

Párrafo: La facultad de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contados a partir del hecho; y la acción para hacer cumplir la sanción prescribe a los cinco (5) años, a partir de la Resolución, conforme lo establece el Artículo 126 de la Ley General de Electricidad.

Artículo 507.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Las notificaciones que deban practicarse durante la tramitación se harán por carta circular con acuse de recibo o mediante acto de alguacil, conforme lo decida la SIE. Los plazos consignados en la misma comenzarán a correr a partir de su fecha de recepción.

Párrafo: La facultad de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contados a partir del hecho y la acción para hacer cumplir la sanción prescribe a los cinco (5) años, a partir de la sentencia o Resolución, conforme lo establece el Artículo 126 de la Ley General de Electricidad.

Artículo 508.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Contestados los cargos o vencido el término fijado para ello, o el probatorio en su caso, que será hasta de quince (15) días laborables, se pasarán los informes al Superintendente para los fines de que el Consejo dictamine al respecto.

Artículo 509.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Nadie podrá ser sancionado por hechos que no hayan sido motivo de cargos debidamente notificados, sin otorgársele el plazo para la presentación de sus alegatos de descargo y sin haber sido evaluados dichos alegatos.

Artículo 510.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)²⁶. El monto de las multas impuestas por la SIE deberá ser pagado dentro del plazo de treinta (30) días laborables, contados desde la fecha de notificación de la resolución de que se trate.

Artículo 511.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). El retardo en el pago de toda multa que aplique la SIE devengará intereses legales mensuales calculados a la tasa activa del mercado, conforme al promedio mensual publicado mensualmente por el Banco Central de la República Dominicana, sobre el monto de la multa.

Artículo 512.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007)²⁷. Sin perjuicio del derecho de recurrir directamente ante el

²⁶ Modificado anteriormente por el Artículo 27 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

²⁷ Modificado anteriormente por el Artículo 28 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

Tribunal Contencioso Administrativo²⁸ las Resoluciones emitidas por la SIE en primer grado relativo a las concesiones definitivas, permisos, autorizaciones; así como las que conciernan al establecimiento de sanciones de conformidad con el Artículo 126 de la Ley, serán susceptibles de la interposición de recurso administrativo correspondiente ante la CNE, en un plazo franco de diez (10) días a partir de la notificación de dicha Resolución, excepto las resoluciones relativas a la materia tarifaria, calidad de servicio y otras resoluciones de carácter administrativo para la operación del mercado eléctrico, que no son susceptibles de dicho recurso.

Párrafo I: Tanto la interposición del recurso jerárquico como el plazo para el ejercicio del mismo, suspende la ejecución de las resoluciones precedentemente indicadas, hasta tanto intervenga la decisión de la CNE.

Párrafo II: La CNE dispondrá de un plazo de veinticinco (25) días laborables para pronunciarse sobre el indicado recurso administrativo, contados a partir de la fecha contenida en el acto de notificación. Una vez transcurrido este plazo sin que la CNE se haya pronunciado al respecto, la resolución objeto del recurso adquiere la autoridad de cosa juzgada.

Artículo 513.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto No. 494-07 del 30 de agosto de 2007²⁹). Si tras el ejercicio del recurso ante el Tribunal Contencioso Administrativo la sanción de multa fuere declarada improcedente, el Tribunal Contencioso Administrativo deberá ordenar en la decisión que falle el recurso la restitución al Agente del MEM que la haya pagado, lo que deberá realizarse en un plazo no mayor de diez (10) días laborables contados a partir de la fecha de notificación de dicha decisión a la SIE o por la SIE.

Artículo 514.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). En los casos en que se obstaculizare o impidiere el pleno ejercicio de las atribuciones de la SIE, principalmente en el cumplimiento de las sanciones de desconexión o intervención, ésta podrá solicitar directamente de la autoridad que corresponda, el auxilio de la fuerza pública.

Artículo 515.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). Lo dispuesto en este Título es sin perjuicio de las sanciones establecidas en otras leyes o Reglamentos, cuya aplicación corresponda a otras entidades o a los Tribunales de Justicia.

Artículo 516.- (Modificado por el Artículo 83 del Decreto 494-07 del 30 de agosto de 2007). En caso de que la falta se refiera al incumplimiento de ofrecer información a la SIE y a la CNE dentro de los plazos otorgados, o de asimetría de información, por parte de los Agentes del MEM y las Empresas Eléctricas, la SIE actuará de la siguiente manera:

- a) En caso de falta de suministro de información dentro del plazo otorgado, procederá a aplicar la sanción de manera inmediata y lo

²⁸ La Constitución de la República votada y proclamada por la Asamblea Nacional en fecha 26 de enero de 2010, en su Capítulo IV, Sección I, Artículo 164, creó dentro de las jurisdicciones especializadas, la Jurisdicción Contenciosa Administrativa integrada por Tribunales Superiores Administrativos y Tribunales Contenciosos Administrativos de primera instancia.

²⁹ Modificado anteriormente por el Artículo 29 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002.

comunicará a la Empresa Eléctrica infractora, otorgándole un plazo de diez (10) días laborables para el pago de la misma.

- b) En caso de sospecha de que la información que le fuera suministrada no sea veraz, ordenará la investigación que fuere de lugar, pudiendo recurrir a cualquier medio de prueba, para efectuar la verificación correspondiente. Una vez constatado el hecho, remitirá toda la documentación que la avale a la Empresa Eléctrica, otorgándole un plazo de diez (10) días laborables para presentar su escrito de defensa y documentos que refuten las conclusiones preliminares de la SIE. Una vez recibido los antes mencionados documentos, la SIE los evaluará y procederá a dar su dictamen definitivo en un plazo no mayor de quince (15) días laborables a partir de la recepción de los documentos de la Empresa Eléctrica infractora, o en su defecto, del vencimiento del plazo de diez (10) días laborables anteriormente indicado.

TITULO XII SOBRE LAS MODIFICACIONES A ESTE REGLAMENTO Y A LAS TARIFAS

CAPITULO I DE LAS MODIFICACIONES AL REGLAMENTO

Artículo 517.- La CNE, la SIE, el OC y cualquier Agente del MEM, pueden presentar propuestas de modificación al presente Reglamento relacionadas con el OC y las normas de operación del SENI, para lo cual se seguirá el siguiente procedimiento:

- a) La propuesta de modificación será presentada ante el OC con su correspondiente justificación.
- b) El OC hará conocer la propuesta a todos los Agentes del MEM para que realicen las observaciones que consideren convenientes, otorgando un plazo según el caso.
- c) El OC estudiará la propuesta tomando en cuenta las observaciones de los Agentes del MEM y emitirá un concepto sustentado al respecto, incluyendo las modificaciones a la propuesta, si es el caso.
- d) El OC enviará a la SIE la propuesta de modificación si la encuentra procedente, con los respectivos soportes que la sustenten.
- e) La SIE estudiará la propuesta, la someterá a vista pública y emitirá su concepto al respecto. De encontrar la propuesta de modificación procedente, la someterá a la CNE junto con los resultados de la vista pública, para que ésta la proponga al Poder Ejecutivo para su aprobación y expedición del correspondiente Decreto.

- f) Copia de las solicitudes de modificación y de los conceptos que se vayan produciendo, deberán estar disponibles al público en general en el portal de Internet de la CNE, de la SIE y del OC.

CAPITULO II

DE LAS MODIFICACIONES A LOS PEAJES Y TARIFAS

Artículo 518.- Para efectos de la fijación de la anualidad y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión, así como de las fórmulas de reajustes correspondientes que debe desarrollar la SIE cada cuatro (4) años según lo previsto en el Artículo 87 de la Ley, se establece el siguiente procedimiento:

- a) Con tres (3) meses de anticipación al vencimiento de la vigencia de los Peajes de Transmisión, la SIE dará a conocer al OC, a los Agentes del MEM y al público en general, el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones del Sistema de Transmisión con el respectivo soporte, el cálculo de las anualidades, los costos de operación y mantenimiento y las fórmulas de reajuste.
- b) La SIE dará un plazo de quince (15) días calendario, luego de la celebración de la vista pública, para que todos los interesados manifiesten sus opiniones sobre los valores informados.
- c) Una vez estudiadas las observaciones, la SIE se pronunciará fijando mediante Resolución motivada, los nuevos valores y fórmulas.
- d) La información relativa a este proceso deberá estar disponible a cualquier interesado en el portal de Internet de la SIE.

Artículo 519.- Para efecto de lo establecido en los Artículos 111, 115, 116, 117, 118, 119 de la Ley, relativos a los principios y determinación cada cuatro (4) años del Valor Agregado de Distribución, se establece el siguiente procedimiento:

- a) Con la debida anticipación a la culminación de la vigencia de las tarifas aplicadas, la SIE adelantará los estudios especiales que se requieran para calcular la estructura y nivel de las tarifas y fórmulas de indexación, de acuerdo con los criterios y principios establecidos en la Ley.
- b) Dichos estudios, sus resultados y la propuesta específica que acoja la SIE, serán dados a conocer por la SIE a los Agentes del MEM y a los usuarios en general, con tres (3) meses de anticipación a la culminación del período tarifario en vigencia.
- c) La SIE deberá otorgar un plazo mínimo de treinta (30) días a todos los Agentes e interesados, para que envíen formalmente sus observaciones a la propuesta de estructura y niveles tarifarios y fórmulas tarifarias indexadas.

- d) Recibidas las observaciones, la SIE deberá realizar una o más audiencias públicas con representantes de la comunidad y de las Empresas Eléctricas, en las cuales se debata sobre la propuesta y sus fundamentos. La SIE reglamentará, mediante Resolución, dichas audiencias.
- e) En caso de producirse controversias entre las Empresas Eléctricas y la SIE respecto de las bases de los estudios, de su detalle y de sus resultados, se seguirá el procedimiento de un tribunal arbitral, según lo dispuesto por el Párrafo del Artículo 119 de la Ley y el presente Reglamento.
- f) Con todos los elementos anteriores, la SIE procederá a fijar las tarifas mediante resolución motivada.
- g) La información relativa a este proceso deberá estar disponible a cualquier interesado en el portal de internet de la SIE.
- h) Este procedimiento se aplicará también para el caso en que se constituya una concesión en una nueva Zona de Distribución, de acuerdo con lo previsto en el Artículo 122 de la Ley.

CAPITULO III TRIBUNAL ARBITRAL

Artículo 520.- De conformidad con lo establecido en el Párrafo del Artículo 119 de la Ley, en caso de producirse controversias entre las Empresas Eléctricas y la SIE respecto de las bases de los estudios, de su detalle o de sus resultados, éstas serán sometidas al conocimiento y decisión de un tribunal arbitral, el cual estará compuesto por tres árbitros: uno designado por la o las empresas, otro por La SIE y el tercero de común acuerdo.

Artículo 521.- En lo posible, la conformación del tribunal será multidisciplinaria y los árbitros deberán contar con vasta experiencia en el tema tarifario, elegidos de las respectivas nóminas de profesionales registrados en la SIE, según el orden de inscripción en la misma.

Artículo 522.- Dicho tribunal arbitral, podrá consultar sobre temas específicos a otros profesionales de áreas distintas a las ya mencionadas, a los fines de edificación, previo a la toma de decisiones.

Artículo 523.- El integrante que se declare implicado por tener interés personal en el asunto, o vínculos de parentesco con las partes, será reemplazado por el que sigue en el orden de inscripción. Tratándose de tachas formuladas por los afectados, resolverá el Superintendente.

Artículo 524.- Los honorarios de dicho tribunal arbitral serán fijados por el Superintendente y estarán a cargo de las Empresas Eléctricas.

Artículo 525.- El procedimiento de actuación de dicho tribunal arbitral será establecido por la CNE.

TITULO XIII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 526.- Se establece que, durante el año 2002, para clasificar como Usuario No Regulado, el promedio de las tres más altas demandas mensuales en los últimos doce (12) meses del usuario, deberá ser superior a dos (2) MW.

Artículo 527.- La CNE diseñará y pondrá en funcionamiento un sistema de información energética, en un plazo no mayor de diez (10) meses después de aprobado el presente Reglamento. El sistema de información energética debe configurar la base de datos que permita el diseño de la estrategia del sector y la toma de decisiones por parte de los inversionistas privados.

Artículo 528.- La CNE deberá, en un plazo no mayor de seis (6) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Reglamento, presentar al Poder Ejecutivo un proyecto de Reglamento donde se establezca la canalización y destino de los recursos provenientes de la Ley 112-00 y de la Ley No. 125-01, asignados al incentivo de la energía producida a través de medios no convencionales o recursos renovables.

Artículo 529.- Hasta tanto se constituya el OC como asociación sin fines de lucro y se constituyan EGEHID y ETED, el Consejo de Coordinación lo integrarán: El actual representante del bloque de Empresas de Generación, el actual representante del bloque de Empresas de Distribución y las personas que el Administrador General de la CDE³⁰ designe para representar a las Empresas de Generación Hidráulica y de Transmisión, respectivamente y el Superintendente de Electricidad en calidad de presidente del mismo, con los derechos y facultades consignados en la Ley.

Párrafo.- Asimismo si EGEHID y ETED quedan legalmente constituidas con anterioridad a la incorporación del OC, éstas designarán de inmediato sus representantes ante el Consejo de Coordinación y sustituirán a los representantes de CDE.

Artículo 530.- Se concede un plazo máximo de sesenta (60) días calendarios para la constitución del OC bajo la forma y condiciones establecidas en este Reglamento. La no-constitución dentro del plazo indicado constituirá una falta muy grave imputable a todas las Empresas Eléctricas que se encuentren en operación al momento de vencer el plazo y la sanción por este concepto se distribuirá entre las Empresas Eléctricas en función de la proporción en que éstas participan en el financiamiento del OC³¹.

30 De acuerdo al Artículo 3 del Decreto No. 648-02 del 21 de agosto de 2002, que aprueba el Reglamento para el funcionamiento de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), se crea la figura del Vicepresidente Ejecutivo, el cual sustituye las funciones de Administrador General.

31 El Artículo 30 del Decreto No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002, dispone que: "Otorga un plazo de sesenta (60) días adicionales a lo establecido por el Artículo 530, a los Agentes del MEM para constituir el OC".

Artículo 531.- Los Agentes del MEM dispondrán de un plazo no mayor de doce (12) meses, contados a partir de la fecha de promulgación del presente Reglamento, para adaptar sus sistemas de manera tal que cumplan con lo estipulado en los Artículos 149 y 150 del presente Reglamento.

Artículo 532.- Los factores de nodo de la energía indicados en este Reglamento, serán calculados por el OC a partir de la fecha que establezca el Consejo de Coordinación. Antes de ese plazo, estarán vigentes los factores de nodo que viene utilizando el OC, según las disposiciones anteriores a la Ley.

Artículo 533.- La responsabilidad de contar con un Sistema de Medición Comercial (SMC), establecido en el presente Reglamento será exigible en un plazo de seis (6) meses contado a partir de la publicación del mismo.

Artículo 534.- Mientras el OC no cuente con el Sistema de Recolección Centralizado del Sistema de Medición Comercial se establece un plazo máximo para la entrega de las lecturas por parte de los Agentes del MEM al OC hasta las 18:00 horas del tercer día laborable siguiente al mes en que se calculan las transacciones económicas.

Artículo 535.- Mientras no se cuente con las mediciones horarias de los Productores Independientes de Electricidad (IPP's) y de las inyecciones de las centrales generadoras hidroeléctricas, para la valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre Agentes del MEM representados en el OC, establecidos en este Reglamento, el balance de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)-Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)-Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), se determinará por diferencia entre los saldos deudores y acreedores de los Agentes del MEM. El valor resultante constituirá el saldo acreedor o deudor de la CDEEE-EGEHID-ETED.

Párrafo.- Los Productores Independientes de Electricidad (IPP's) y las centrales hidroeléctricas que tengan instalados sus mediciones horarias, serán debidamente incorporadas para la valoración mensual de la transferencia de energía y potencia.

Artículo 536.- Mientras no sea exigible la normativa del SMC, según lo dispone el presente Reglamento:

- a) Las empresas que cuenten con medidores en operación a la fecha de la promulgación del presente Reglamento, así como de medidores que se vayan poniendo en operación para dar cumplimiento con la normativa del SMC, están obligadas a entregar las lecturas del mes anterior al OC hasta las 18:00 horas del tercer día hábil laborable siguiente al mes en que se calculan las transacciones económicas.
- b) Para los medidores con lectura horaria en el nivel de tensión y subestación correspondientes, se utilizarán los valores directamente obtenidos de las lecturas horarias del medidor.

- c) Para los medidores con lectura horaria en la subestación correspondiente, pero en un nivel de tensión inferior, los valores de energía horaria y potencia media horaria deberán ser corregidos de la siguiente manera:
- 1) Corrección por pérdidas de magnetización: valor fijo horario de pérdidas obtenido del ensayo de fabricación en vacío del transformador.
 - 2) Corrección por pérdidas en el cobre = $K_j \cdot (\text{valor horario})^2$, donde K_j es el coeficiente de pérdidas en el cobre obtenido del ensayo de fabricación del transformador. De no contar con la información de los ensayos, se deberá corregir la medida aplicando un por ciento por las pérdidas entre el nivel de tensión en que se realiza la medición y el nivel de tensión correspondiente. Este por ciento de pérdidas deberá estar justificado en base a un valor de pérdidas de magnetización y un coeficiente de pérdidas en el cobre, de transformadores similares en: capacidad (MVA), razón de transformación, niveles de tensión y tipo de conexión.
- d) Para los medidores con lectura horaria en el nivel de tensión adecuado pero instalado en otra subestación, se deberá corregir la medida aplicando un por ciento por las pérdidas de transmisión entre el punto correcto y el punto en que se realiza la medición. Este por ciento de pérdidas deberá estar justificado en base a los parámetros de la línea o, en su defecto, en base a parámetros de líneas similares en cuanto a: tipo de conductor, sección, capacidad y nivel de tensión.
- e) Para medidores con lectura acumulativa, en el nivel de tensión y subestación correspondientes:
- 1) En el caso de los generadores, deberán presentar la energía horaria y potencia media horaria obtenida de la lectura horaria realizada por un operador.
 - 2) En el caso de las Empresas de Distribución, éstas deberán presentar el valor de energía correspondiente al período considerado (diario, semanal o mensual), y hacer una distribución de dicha energía en cada una de las horas del periodo, basada en los siguientes factores:
 - i. Las características del consumo (industrial, comercial, residencial y/o una combinación de ellos).
 - ii. Información de la forma de los consumos por día típico (lunes o día siguiente a día feriado; día laborable de martes a viernes; sábado, domingo o día feriado).
 - iii. Información histórica obtenida con medidores horarios en zonas similares.

- f) Para medidores con lectura acumulativa en subestación correspondiente, pero en un nivel de tensión inferior, primero se aplicará exactamente el mismo procedimiento descrito para el caso e), para determinar los valores de energía horaria y de potencia media horaria. A los valores así obtenidos de energía horaria y de potencia media horaria serán corregidos en base al mismo procedimiento descrito en el punto c), para determinar los factores de corrección por pérdidas de transformación.
- g) Para medidores con lectura acumulativa en el nivel de tensión adecuado pero en otra subestación, primero se determinarán los valores de energía horaria y de potencia media horaria siguiendo el mismo procedimiento descrito para el caso f) (caso básico de medidor con lectura acumulativa). A los valores antes obtenidos de energía horaria y de potencia media horaria, se les aplicará un porcentaje de pérdidas de transmisión, aplicando el mismo procedimiento descrito en el punto e) (caso básico de medidor instalado en otra subestación).

Artículo 537.- En tanto el OC no pueda determinar el derecho de uso de energía, debido a que no se cuenta con mediciones horarias de todos los Agentes del MEM, según las especificaciones del SMC, el mismo, a los efectos del cálculo de los derechos de conexión unitario, deberá ser estimado por el OC en forma previa al mes en que será utilizado, con la misma información y simplificaciones adoptadas para determinar los factores de nodo de energía.

Artículo 538.- El OC elaborará en un plazo de seis (6) meses a partir de la puesta en vigencia del presente Reglamento una propuesta para reglamentar y precisar la participación en el MEM de los autogeneradores, cogeneradores y plantas de generación eléctrica a partir de medios no convencionales que sean renovables. La SIE estudiará la propuesta y la someterá a consideración de la CNE, previo el trámite previsto sobre las modificaciones al Reglamento para su expedición por parte del Poder Ejecutivo.

Artículo 539.- El OC contará con un plazo de cuatro (4) meses a partir de la puesta en vigencia del presente Reglamento, para la implementación y aplicación del procedimiento para la Regulación de Frecuencia.

Artículo 540.- La implementación y aplicación del procedimiento para la Valorización de la Energía Reactiva estará sujeta a la implementación del Sistema de Medición Comercial (SMC).

Artículo 541.- La Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana deberá entregar a la SIE y al OC, dentro de los diez (10) meses de publicado este Reglamento, las estadísticas de caudales y/o energía generable de sus unidades hidroeléctricas de los últimos veinte (20) años.

Artículo 542.- Los integrantes del SENI adecuarán sus sistemas de comunicación y control a lo establecido por este Reglamento, en un plazo de doce (12) meses a partir de su publicación. Durante este plazo, aquella información requerida por el CCE deberá ser reportada por vía electrónica o teléfono.

Artículo 543.- Los integrantes del sistema nombrarán a los jefes de sus respectivos Centros de Control, ante el CCE y el OC, en un plazo máximo de treinta (30) días de publicado el presente Reglamento.

Artículo 544.- En todas las materias o aspectos regulados en este Reglamento por disposiciones cuya vigencia haya sido diferida en los Artículos anteriores, continuarán rigiendo las normas o procedimientos en actual aplicación hasta la entrada en vigor de aquéllas, salvo los casos en que se haya previsto una norma transitoria específica que regule de modo particular, para el tiempo intermedio, una determinada situación jurídica.

Artículo 545.- Los Sistemas Aislados con capacidad instalada inferior a dos (2) MW existentes a la fecha de publicación del presente Reglamento deberán, dentro de un plazo de noventa (90) días a partir de la misma, depositar en la SIE toda la documentación que avale sus operaciones, sin perjuicio de la documentación adicional que pueda solicitarle la SIE a fin de obtener la debida información sobre los mismos y adecuarlos a lo establecido en la Ley, el presente Reglamento y las normas de calidad, técnicas y de operación que dicte la SIE por Resolución.

Artículo 546.- Los Sistemas Aislados con una capacidad instalada superior a dos (2) MW, que se encuentren instalados y en operación a la fecha de la publicación del presente Reglamento, tendrán un plazo de seis (6) meses contados a partir de la misma, para solicitar la correspondiente concesión.

Artículo 547.- Las Empresas de Generación que a la fecha de publicación del presente Reglamento, mantengan en vigencia contratos de venta de energía con la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), deberán en un plazo no mayor de seis (6) meses proveerse de la correspondiente Concesión Definitiva para la explotación de obras eléctricas que estén ejecutando.

Artículo 548.- La SIE expedirá mediante Resolución, en un plazo no mayor a seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación del presente Reglamento, el procedimiento que regirá las licitaciones a que se refieren los Artículos 48, 64, 99 y 110 de la Ley.

Artículo 549.- El presente Reglamento deroga todas las resoluciones y disposiciones administrativas que le sean contrarias.

DADO en la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los diecinueve (19) días del mes de julio del año dos mil dos (2002); años 159 de la Independencia y 139 de la Restauración.

HIPOLITO MEJIA

ANEXOS

ANEXO 1

Ley No. 186-07 **de fecha 06 de agosto de 2007**

CONSIDERANDO: Que en fecha 26 de julio del año 2001, fue promulgada la Ley General de Electricidad No.125-01, en lo adelante la “Ley”;

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de junio del año 2002, fue dictado el Decreto No.555-02, mediante el cual fue promulgado el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01, en lo adelante el “Reglamento”;

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de septiembre del año 2002, fue dictado el Decreto No.749-02, mediante el cual fueron modificados varios Artículos del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01;

CONSIDERANDO: Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 8 parte capital de la Constitución de la República³², “se reconoce como finalidad principal del Estado, la protección efectiva de los derechos de la persona humana y el mantenimiento de los medios que le permitan perfeccionarse progresivamente dentro de un orden de libertad individual y de justicia social, compatible con el orden público, el bienestar general y los derechos de todos”.

CONSIDERANDO: Que es un compromiso del Estado Dominicano velar y asegurar el mantenimiento de las condiciones indispensables para el desarrollo económico del país, implantando los mecanismos necesarios para que todos los sectores de la Nación contribuyan efectivamente a ese desarrollo;

CONSIDERANDO: Que el Sector Eléctrico Nacional tiene una incidencia decisiva en el desarrollo de la Nación, por tanto, es interés del Estado propiciar su fortalecimiento a fin de que se consolide de manera equilibrada y autosostenible;

CONSIDERANDO: Que es de interés nacional la implementación de normativas que hagan viable el funcionamiento del Sector Eléctrico Nacional;

CONSIDERANDO: Que la Ley ha creado el marco jurídico necesario para impulsar el sector eléctrico, pero además requiere la implementación de medidas complementarias que permitan su aplicación efectiva;

CONSIDERANDO: Que aún cuando la Ley define y sanciona la sustracción y el uso fraudulento de la electricidad, se hace necesario establecer mejoras a la normativa vigente, a fin de prevenirlo y combatirlo, dado el impacto negativo que esta mala práctica le ocasiona al Sector Eléctrico Nacional y a toda la Nación;

³² El Artículo 8 de la Constitución de la República votada y proclamada en fecha 26 de julio de 2010 estableció lo siguiente: Función esencial del Estado. Es función esencial del Estado, la protección efectiva de los derechos de la persona, el respecto de su dignidad y la obtención de los medios que le permitan perfeccionarse de forma igualitaria, equitativa y progresiva, dentro de un marco de libertad individual y de justicia social, compatibles con el orden público, el bienestar general y los derechos de todos y todas.

CONSIDERANDO: Que el Estado Dominicano le confiere un carácter de interés público a la prevención, persecución y sanción de las infracciones previstas por las leyes dominicanas.

VISTA: La Ley General de Electricidad No.125-01, de fecha 26 de julio del año 2001;

VISTO: El Decreto No.555-02, de fecha 19 de junio del año 2002, que promulga el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad;

VISTO: El Decreto No.749-02, de fecha 19 de septiembre del año 2002, que modifica varios Artículos del Reglamento para la Aplicación de dicha Ley.

HA DADO LA SIGUIENTE LEY:

(Los Artículos del 1 al 7, inclusive, han sido integrados en el cuerpo de la Ley No. 125-01 que aparece en este compendio)

Artículo 8.- El Poder Ejecutivo tendrá un plazo de noventa (90) días a partir de la promulgación de la presente Ley para dictar el Reglamento de aplicación de la misma, el cual deberá ser elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE)³³.

Artículo 9.- (Transitorio). Se otorga un plazo de noventa (90) días a partir de la promulgación de la presente Ley para la entrada en vigencia del nuevo marco de disposiciones penales establecidas en los Artículos 124 y 125 de ésta, quedando vigente durante dicho plazo el régimen legal anterior en lo relativo a estos dos Artículos. La Superintendencia de Electricidad y la Procuraduría General de la República tienen la obligación, durante los noventa (90) días de la publicación de la presente Ley, de organizar por los medios apropiados campañas de difusión y explicación de sus contenidos, y exhortar a todos los clientes o usuarios del servicio eléctrico que se encontraren en situación de ilegalidad o irregularidad a corregir la misma.

Artículo 10.- Derogaciones. La presente Ley deroga cualquier decreto, Reglamento, ordenanza, estatuto o resolución que le sean contrarios.

DADA en la Sala de Sesiones de la Cámara de Diputados, Palacio del Congreso Nacional, en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, capital de la República Dominicana, a los veintitrés (23) días del mes de julio del año dos mil siete (2007); años 164° de la Independencia y 144° de la Restauración.

Julio César Valentín Jiminián
Presidente

María Cleofía Sánchez Lora
Secretaria

Teodoro Ursino Reyes
Secretario

33 Mediante Decretos emitidos por el Poder Ejecutivo No. 749-02 del 19 de septiembre de 2002, No. 306-03 del 1 de abril de 2003, No. 321-03 del 3 de abril de 2003 y No. 494-07 del 30 de agosto de 2007 respectivamente, modificaron el Decreto No. 555-02 del 19 de julio del 2002 que aprueba el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001, publicados en la Gaceta Oficial Nos. 10173 del 30 de septiembre 2002, 10208 del 30 de abril del 2003, 10438 del 10 de septiembre de 2007 respectivamente.

DADA en la Sala de Sesiones del Senado, Palacio del Congreso Nacional, en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los veinticinco (25) días del mes de julio del año dos mil siete (2007); años 164 de la Independencia y 144 de la Restauración.

Reinaldo Pared Pérez
Presidente

Amarilis Santana Cedano
Secretaria

Diego Aquino Acosta Rojas
Secretario

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República.

PROMULGO la presente Ley y mando a que sea publicada en la Gaceta Oficial, para su conocimiento y cumplimiento.

DADA en Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los seis días (6) del mes de agosto del año dos mil siete (2007); años 163 de la Independencia y 144 de la Restauración.

LEONEL FERNANDEZ

ANEXO 2

Decreto No. 749-02

que ratifica la plena vigencia del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto No. 555-02, con las modificaciones que se le introducen mediante el presente Decreto.

HIPOLITO MEJIA

Presidente de la República Dominicana

NUMERO: 749-02

VISTA la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de junio del 2001.

VISTA el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio del 2002.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República dicto el siguiente

DECRETO:

ARTÍCULO 1.- Ratificar la plena vigencia del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad contenido en el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio del 2002, con las enmiendas que se enumeran en los artículos que siguen.

ARTÍCULO 2.- Modificar en el Artículo 1 la definición de Organismo Coordinador y añadir la definición de Demanda Máxima Anual Real, para que en lo adelante sea lea como sigue:

ORGANISMO COORDINADOR (OC): Es una institución a ser constituida por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con el Artículo 38 de la Ley y el presente Reglamento, cuya función es planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, así como del sistema de Transmisión y Distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

DEMANDA MÁXIMA ANUAL REAL: Es la Máxima demanda bruta media horaria, durante un año calendario, del total de las unidades generadoras del sistema, ocurrida dentro de las horas del sistema.

ARTÍCULO 3.- Modificar el Artículo 3 para agregar el literal g), que dice lo siguiente:

“g) Garantizar y resguardar los derechos de los concesionarios en un clima de seguridad jurídica, en conformidad con las leyes nacionales y las regulaciones vigentes”.

ARTÍCULO 4.- Modificar el Artículo 6 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 6.- Para efectos de la aplicación de las disposiciones contenidas en el Artículo 9 de la Ley se establece lo siguiente:

a) Podrán comercializar directamente su electricidad:

1. Las Empresas de Generación y Distribución, que cumplan con las prescripciones de la Ley.
2. Los Autoprodutores y Cogeneradores de Electricidad que vendan sus excedentes a través del SENI, previo cumplimiento de las disposiciones de la Ley, el presente Reglamento, así como las resoluciones que dicten la CNE y la SIE al respecto.

b) Podrá transmitir o transportar electricidad la Empresa de Transmisión, cobrando como remuneración los peajes establecidos por la SIE.

c) Podrán comercializar directamente la capacidad de distribuir la electricidad las Empresas de Distribución.

d) Los propietarios de líneas de Distribución y subestaciones eléctricas de Distribución de uso no público, podrán permitir el uso de dichas líneas y subestaciones cobrando a las Empresas Generadoras o de Distribución de Electricidad, según corresponda, los peajes autorizados por la SIE para el uso de las mismas”.

ARTÍCULO 5.- Se modifica el Artículo 10 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 10.- Como excepción a la prescripción del Artículo 11 de la Ley que consigna que en sistemas eléctricos interconectados cuya demanda Máxima exceda los límites fijados por la SIE por Resolución y que incluyan suministros a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los Autoprodutores y los Cogeneradores podrán efectuar solo una de las actividades de generación, transmisión o Distribución. Las Empresas de Distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad (EDENORTE, EDESUR, EDEESTE), podrán ser propietarias directas o indirectas de instalaciones de generación, siempre que la capacidad efectiva y disponible para producción no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda Máxima (potencia) del Sistema Interconectado.

PARRAFO.- Así mismo, de conformidad con el párrafo III del aludido Artículo 11 de la Ley, se excluye de dicho porcentaje la generación de energía eléctrica a partir de medios no convencionales que son renovables provenientes del viento, el sol, el agua y otras fuentes de energía renovable”.

ARTÍCULO 6.- Modificar el Artículo 11 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 11.- De conformidad con lo establecido en el Artículo once (11) de la Ley las Empresas de Generación, Cogeneradores, Autoprodutores y Empresas de Distribución, podrán efectuar solo una de las actividades de generación, transmisión o Distribución, excepto la previsión del párrafo I del Artículo once (11) de la Ley.

La SIE deberá investigar las denuncias de vinculación entre empresas del Sistema Eléctrico Interconectado. Para realizar dicha investigación sobre vinculación, la SIE podrá utilizar, entre otros, los siguientes criterios:

a) Se considerarán empresas vinculadas a cualquier empresa subsidiaria, afiliada, controlante o relacionada con respecto a otra empresa o de algún accionista o accionistas mayoritario (s) vinculado (s) a esta última.

b) Son empresas controlantes aquellas que tienen la posibilidad de controlar, mediante los votos en las asambleas o en el control de la dirección, a otras empresas, sea por su participación mayoritaria directa, o indirectamente, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaria sumada corresponda a la mayoría de la misma; o a través de cualquier otro contrato o figura jurídica que confiera el control directo o indirecto de una empresa o de sus activos.

c) Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando esta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con respecto a otra u otras, cuando todas se encuentran bajo un control común; y dos o más empresas son relacionadas cuando tienen vasos comunicantes a través de accionistas que representen un diez por ciento (10%) o más del capital suscrito y pagado de cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaria.

La CNE podrá modificar y ampliar estos criterios, a fin de velar por el buen funcionamiento de mercado en el sector energía y evitar prácticas anticompetitivas.

PÁRRAFO I.- Para el cumplimiento de la disposición anterior, las Empresas Eléctricas deberán remitir a la SIE, semestralmente en los meses de junio y diciembre de cada año, y/o cuando esta así lo solicite, su composición accionaria, indicando su situación de controlada o controlante respecto a otra u otras empresas y la forma como se ejerce dicho control. En caso de efectuarse cambios accionarios o de control antes del vencimiento del plazo anteriormente indicado, las empresas eléctricas deberán comunicarlo a la SIE dentro de un plazo no mayor de quince (15) días contados a partir de que dichos cambios se produzcan.

La SIE podrá exigir certificaciones sobre el desglose accionario por persona física de aquellas personas jurídicas que aparecen como accionistas de las empresas eléctricas, así como también solicitar documentación que pruebe su vinculación o no con empresas del sector eléctrico. La SIE deberá mantener un registro actualizado de las inversiones efectuadas por y en las Empresas Eléctricas con la finalidad de controlar el cumplimiento de la Ley, y en caso

de incumplimiento aplicar las sanciones correspondientes a las empresas infractoras de conformidad con los procedimientos reglamentarios.

PÁRRAFO II.- Asimismo, cualquier agente del mercado podrá hacer denuncias de vinculación de las empresas del sistema, para lo cual deberá aportar a la SIE, a1 momento de formular la denuncia, los documentos que fundamenten la misma. La SIE procederá a dar inicio a la investigación correspondiente en un plazo no mayor de treinta (30) días laborables contados a partir de la recepción de la denuncia. Dentro de esta investigación la SIE abrirá un proceso en el cual solicitara a las partes involucradas toda la documentación que estime necesaria para su edificación y valoración de la denuncia de que se trata; debiendo resolver respecto de la misma en un plazo no mayor de noventa (90) días laborables.

La SIE establecerá, en un reglamento elaborado para tales fines, el procedimiento para tramitar las denuncias de vinculación y procesar la investigación pertinente, garantizando el derecho constitucional de defensa que posee la empresa acusada de vinculación.

Inmediatamente la SIE adopte su decisión deberá comunicarla a las partes en un plazo no mayor de diez (10) días laborables. Si considera que existe vinculación, ordenara a la o las empresas vinculadas que procedan a desprenderse de la inversión que corresponda en un plazo no mayor de ciento veinte (120) días, advirtiéndole que de no obtemperar con esa disposición será pasible de multas de hasta un cinco por ciento (5%) de sus activos, sin perjuicio de las demás sanciones de que se haga merecedora en caso de insistir en el incumplimiento.

La decisión adoptada por el SIE podrá ser recurrida ante la CNE, de acuerdo a un procedimiento que será establecido por la CNE para esos fines. La interposición de este recurso suspenderá de pleno derecho la orden de desvinculación, contándose el plazo de los 120 días en este caso a partir de la confirmación de dicha decisión por la CNE.

En caso de que la empresa vinculada denunciada no proceda a la desvinculación o desinversión dentro del plazo antes consignado, la SIE procederá a imponerle la multa correspondiente, de conformidad con lo establecido en el presente reglamento. Los ingresos generados por este concepto se destinarán para programas especiales de educación profesional en las áreas de regulación de mercados eléctricos, así como para el fomento y desarrollo en áreas técnicas y profesionales relacionadas al sector”.

ARTÍCULO 7.- Modificar el Artículo 12 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 12.- A los fines de evitar practicas monopólicas y promover la competencia en el SENI, la CNE al efectuar las evaluaciones de las Peticiones de Concesiones Definitivas para la Explotación de Obras Eléctricas de Generación, previa recomendación de la SIE, deberá investigar si las Peticionarias por sí mismas o a través de empresas vinculadas son propietarias de centrales de generación cuya capacidad total represente un

porcentaje significativo de la demanda Máxima del SENI, que constituya una amenaza para la competencia y la libre concurrencia en el MEM.

La CNE definirá cual es el porcentaje significativo de la demanda Máxima del SENI tomando como referencia los parámetros fijados en la ley y los reglamentos. A los fines de determinar dicho porcentaje la SIE emitirá una Resolución donde se haga constar los porcentajes de generación de cada empresa con relación a la demanda Máxima del SENI, al momento de la publicación del presente reglamento.

PÁRRAFO I.- La CNE y la SIE tomaran las medidas necesarias para garantizar que no existan integraciones horizontales en el segmento de generación del SENI que produzcan efectos anticompetitivos en el MEM.

PÁRRAFO II.- Asimismo la SIE, antes de proceder autorizar las transferencias de concesiones de generación, fusiones o ventas de acciones que involucren empresas de generación, deberá investigar si las Peticionarias por si mismas o a través de empresas vinculadas son propietarias de centrales de generación cuya capacidad total de generación, incluyendo la de sus empresas vinculadas, represente, un porcentaje de la demanda Máxima del SENI, que, de acuerdo a criterios establecidos reglamentariamente por la CNE, constituya una amenaza para la competencia y la libre concurrencia en el MEM”.

Artículo 8.- Modificar el Artículo 13 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 13.- Para efecto de aplicación de lo dispuesto en los Artículos 14 e) y 24 d) de la Ley, la SIE evaluará la consecuencia directa o indirecta que pueda tener en la restricción a la libre competencia cualquier contrato o convenio para la venta de energía en el MEM. Dentro de estas prácticas anticompetitivas se incluyen, sin carácter limitativo, las practicas de colusión en el establecimiento de precios y costos o la ejecución de políticas comunes u otros actos que puedan afectar a otros Agentes del MEM y/o a los Usuarios de Servicio Público.

PARRAFO.- La SIE diseñara y pondrá en operación, en un plazo no mayor de seis (6) meses a partir de la publicación del presente reglamento, un sistema de monitoreo del funcionamiento del MEM, tanto para el Mercado Spot como de Contratos”.

ARTÍCULO 9.- Modificar el Artículo 31 en los literales siguientes:

“s) Definir las instalaciones que forman parte del Sistema de Transmisión, de conformidad con la definición de dicho sistema establecida en el Artículo 2 de la Ley; calcular y fijar el costo total de largo plazo para efecto de Peaje de Transmisión;

bb) Velar porque las empresas distribuidoras cumplan con lo previsto en el Artículo 110 de la Ley;

gg) Requerir informaciones y realizar auditorías financieras y de cualquier otra naturaleza a las Empresas Eléctricas, a los productores independientes de energía que mantienen contratos de suministro con la CDE o su sucesora CDEEE y a las empresas concesionarias o autorizadas para instalar Sistemas Aislados. A tales fines, estará autorizada a tener libre acceso a sus libros de contabilidad y costos, así como a requerir toda la información financiera, técnica y económica que estime necesaria para lograr el buen funcionamiento del mercado eléctrico”.

ARTÍCULO 10.- Modificar el Artículo 44 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 44.- Para efecto de lo dispuesto por los Artículos 110, 112 y 113 de la Ley, relacionados con las licitaciones públicas para la adquisición de electricidad en contratos de largo plazo por parte de las Empresas de Distribución, la SIE dictara mediante Resolución, en un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de publicación del presente, un reglamento que fije los procedimientos de esas licitaciones. Para ello, solicitara la opinión del OC y los agentes del MEM.

PÁRRAFO I.- El reglamento a que se refiere el presente Artículo, podrá incluir mecanismos tales como subastas, precios techo y precios piso de acuerdo con el nivel de desarrollo del MEM. Asimismo, dicho reglamento, deberá establecer las condiciones de participación de empresas vinculadas en las licitaciones de compra de energía.

PÁRRAFO II.- Se establece que las Empresas de Generación vinculadas a Empresas de Distribución deberán vender un cuarenta por ciento (40%) de su producción en el Mercado Spot. No obstante lo anterior, los contratos para la venta de energía suscritos y las concesiones otorgadas por estas empresas antes de la fecha de publicación del presente reglamento, que fijen porcentajes diferentes al establecido en el párrafo, seguirán vigentes hasta la fecha estipulada para su vencimiento”.

Artículo 11.- Modificar el Artículo 51 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 51.- Para la recaudación de la contribución, las Empresas Eléctricas consignaran antes del día treinta (30) de cada mes, en las cuentas bancarias que cada entidad indique, las aportaciones que les correspondan de acuerdo a lo establecido en los artículos anteriores, de las transacciones económicas efectuadas en el MEM en el mes anterior. Dentro de los primeros cinco (5) días del mes siguiente, cada Agente de MEM deberá remitir vía fax y por mensajería con acuse de recibo, a la CNE y a la SIE el correspondiente soporte, en el formato que para el efecto expedirá la SIE, con las bases de liquidación y montos que fueron consignados y copia del recibo de la consignación respectiva. El incumplimiento de la obligación de pago, dentro de las fechas establecidas en el presente reglamento, por parte de las Empresas Eléctricas originara una mora a favor de la CNE y la SIE, y en perjuicio de la empresa en incumplimiento, equivalente a la tasa activa del mercado de conformidad con el promedio publicado mensualmente por el Banco Central

de la República Dominicana, por cada mes o fracción de mes en retraso del cumplimiento de dicha obligación; sin perjuicio de los recursos legales puestos a disposición de la CNE y de la SIE para el cobro de las sumas adeudadas y de las sanciones de que pueda ser pasible por incumplimiento del presente reglamento”.

ARTÍCULO 12.- Modificar el Artículo 140 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 140.- Las operadoras de parques de zona franca por la categoría y condiciones jurídicas especiales de dichos parques y por los derechos adquiridos por esas operadoras a través de la Ley No. 8-90, y de los Decretos del Poder Ejecutivo que la autorizan, podrán clasificar como Usuario No Regulado, previo cumplimiento de los requisitos que consigne la SIE en este reglamento siempre que dicha operadora y un grupo de empresas de zona franca del parque, en su conjunto reúnan el requisito de capacidad y demanda Máxima exigido por la Ley y el presente reglamento para clasificar como usuario no regulado.

PÁRRAFO I.- Se establece como requisito esencial la declaración expresa de la operadora del parque que desee ejercer la condición de Usuario No Regulado en el sentido de que se limitara a distribuir los costos de energía comprada entre las diferentes empresas del parque.

PÁRRAFO II.- Asimismo, deberá establecerse que previo a la suscripción de un contrato de venta de energía de las operadoras del parque con una Empresa de Generación, la operadora del parque deberá depositar en la SIE:

- a) La constancia de que la operadora ni el grupo de empresas cuyas demandas vayan a formar parte de la demanda Máxima requerida a los fines de clasificar como Usuario No Regulado, tienen deudas pendientes con la Empresa de Distribución que le suministraba la energía; y
- b) Que exista una renuncia expresa de los Usuarios o Clientes del parque, cuya demandas vayan a formar parte de la demanda Máxima de dicha operadora, a los fines de completar la demanda Máxima requerida por la Ley para clasificar como Usuario No Regulado de sus respectivos derechos de contratar con la Empresa de Distribución que le corresponda, así como una declaratoria de aceptación de recibir el suministro de energía eléctrica a través de la operadora del parque”.

ARTÍCULO 13.- Modificar el Artículo 143 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 143.- Los Usuarios No Regulados son usuarios finales del servicio eléctrico, por lo tanto no podrán comercializar ni distribuir dicho servicio”.

ARTÍCULO 14.- Modificar el Artículo 175 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 175.- Las Empresas de Distribución deberán informar al Cliente o Usuario Titular las causas de las interrupciones programadas, las zonas afectadas y los tiempos de duración, a través de una publicación mensual en un periodico de circulación nacional o anexo a la factura del cliente o usuario titular. Las interrupciones no programadas deberán ser informadas a la SIE, a más tardar a las 10:00 horas de la mañana del día siguiente a su ocurrencia. Las Empresas de Distribución no podrán dar mantenimiento programado ni los sábados a partir de las doce del mediodía, ni los domingos ni días feriados, excepto en los siguientes casos:

- a) Mantenimientos que se efectúen sin interrupción del suministro de energía eléctrica;
- b) Autorización expresa de la SIE,
- c) Acuerdo por escrito con el usuario o cliente titular que acepte el mantenimiento, el cual deberá ser notificado a la SIE a más tres (3) días antes de la ocurrencia del mantenimiento.

PARRAFO.- Se concede un plazo de seis (6) meses a partir de la publicación del presente reglamento para que las Empresas de Distribución se equipen adecuadamente y puedan realizar el mantenimiento de las redes de Distribución sin la ocurrencia del corte de energía (mantenimiento en caliente”).

ARTÍCULO 15.- Modificar al Artículo 264 para que en lo adelante se lea como sigue:

“ARTÍCULO 264.- Se denominara como Demanda Máxima Anual Real coincidente del SENI, a la demanda bruta media horaria, durante un año calendario, 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, se denominara hora de punta anual del SENI. Esta Demanda Máxima Anual Real será la utilizada por el OC para la liquidación de las transacciones económicas en el MEM.

PARRAFO.- Por horas de punta se entenderán aquellas horas del año en la que se estima que se produce la demanda Máxima del SENI. Las horas de punta serán definidas por el OC.

ARTÍCULO 16.- Modificar el Artículo 268, para que en lo adelante disponga:

“ARTÍCULO 268.- La Potencia Firme de cada generador será calculada como la suma de las Potencias Firmes de sus propias unidades más las de aquellas que tengan contratada con terceros. La suma de las Potencias Firmes del conjunto de todas las unidades generadoras será igual a la Demanda Máxima Anual Real del SENI”.

ARTÍCULO 17.- Modificar el Párrafo del Artículo 419 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“PARRAFO.- La Empresa de Distribución no podrá negar la suscripción de un nuevo contrato cuando el anterior Usuario Titular tenga una deuda pendiente de pago con esta; salvo que se demuestre que el nuevo solicitante de suministro tiene vínculos que sustenten la presunción de que se trata de un testafierro del antiguo usuario titular. En caso de que el nuevo usuario hiciese uso de la energía por más de 60 días, sin haber formalizado previamente el contrato a su nombre, se procederá conforme a lo dispuesto en el Artículo 125 de la Ley”.

ARTÍCULO 18.- Modificar el Párrafo del Artículo 451 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 451.- Las Empresas de Distribución están obligadas a instalar un medidor de energía eléctrica en cada punto de suministro del Cliente o Usuario Titular.

PARRAFO.- Esta obligación podrá ser exonerada solo en los casos de imposibilidad técnica o financiera y que de manera expresa y por escrito autorice la SIE.

ARTÍCULO 19.- Se modificará el Artículo 452 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 452.- Los medidores deberán tener la clase de precisión igual o mejor que 0.5 para los clientes industriales, e igual o de mejor clase que 2.0 para los clientes residenciales y comerciales, de acuerdo con las normas IEC # 60687 o ANSI/IEEE C12.16 y C12.10.

PÁRRAFO I.- La SIE podrá modificar mediante Resolución, lo establecido en la parte principal de este artículo.

PÁRRAFO II.- Las Empresas de Distribución deberán contar con un patrón verificador de medición debidamente certificado con un rango de precisión en la medición igual o mejor que 0.15 para realizar pruebas a los medidores de los clientes que los soliciten.

PÁRRAFO III.- Las Empresas de Distribución tienen un plazo de dos años a partir de la fecha de publicación del presente Reglamento, para dar cumplimiento en su totalidad a las disposiciones de los Artículos 451 y 452”.

ARTÍCULO 20.- Se modificara el Artículo 469 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 469.- Reintegro de Importes.

En los casos en que la Empresa de Distribución aplicara tarifas superiores o diferentes a las correspondientes, y/ o facturase sumas mayores a las que correspondiere por causas imputables a la misma, deberá pagar al cliente o usuario titular diez (10) veces el monto de los importes percibidos de mas cuando incurra en cobros excesivos, sin perjuicios de las multas que la SIE

podrá fijarle conforme al presente reglamento, en la forma que se acuerde por ambas partes. En caso de que no hubiere acuerdo entre las partes para el reembolso o reintegro de las sumas cobradas en exceso, la SIE resolverá al respecto mediante resolución. El reintegro deberá ser acreditado en la próxima facturación después de verificado el error”.

ARTÍCULO 21.- Se modifica el Artículo 492 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 492.- En caso de tratarse de una irregularidad que consista en modificaciones clandestinas o fraudulentas, de las tipificadas por los Artículos 124 y 125 de la Ley, la Empresa de Distribución estará facultada a recuperar el consumo no registrado, incluyendo los gastos emergentes de la verificación y los recargos indicados más adelante, y a emitir la factura complementaria correspondiente, sin perjuicio de las sanciones penales aplicables de conformidad con los antes citados artículos.

PÁRRAFO I.- El procedimiento para la persecución legal de la infracción descrita en el Artículo 125 de la Ley es el que describe a continuación:

- a) Los representantes de las Empresas de Distribución que detecten o reciban denuncia de situaciones que califiquen como fraude eléctrico, de acuerdo al Artículo 125 de la Ley, informaran de dicha situación a la mayor brevedad a las unidades operativas antifraude, las cuales estarán integradas por un representante de la Empresa de Distribución de que se trate, un representante del Ministerio Público y un representante de la Policía Nacional. La unidad operativa antifraude no podrá ejecutar los operativos antes de la seis de la mañana ni después de las seis de la tarde ni tampoco los días feriados o no laborables.
- b) La unidad operativa antifraude se hará acompañar de un representante de la SIE.
- c) En caso de que la unidad operativa antifraude no pueda representarse al lugar de fraude oportunamente, los representantes de las Empresas de Distribución deberán auxiliarse de un oficial con fe pública para fines del levantamiento de las pruebas del fraude detectado.
- d) La unidad operativa antifraude receptora de la denuncia se trasladará al lugar del fraude a la mayor brevedad y levantará un acta de infracción, la cual deberá describir detalladamente la modificación clandestina o fraudulenta detectada y contener además todas las menciones indicadas en el modelo autorizado por la SIE. Asimismo, podrá tomar fotos fechadas de las irregularidades encontradas, en las cuales deberá figurar de fondo la portada de un periódico de circulación nacional de la fecha de la detección, ser reclamante identificable el inmueble y las instalaciones y equipo de medición en los cuales se ha destetado la irregularidad, y deberá recabar las evidencias del fraude. En caso de ser necesario, la unidad operativa antifraude podrá retirar el cuerpo del delito, conforme al procedimiento descrito más adelante en el presente artículo;

- e) La unidad operativa antifraude deberá requerir la firma del Usuario Titular o de su representante. Si estos se negaren a firmar el acta, deberá hacerse constar tal circunstancia en la misma. Asimismo deberá entregar copia del acta de infracción al representante de la SIE presente, y al Usuario, o su representante personalmente si se encontrare en el lugar del fraude al momento del levantamiento, o por acto de alguacil si no se encontrare en dicho lugar en un plazo no mayor de tres (3) días laborables contados a partir de la fecha del levantamiento;
- f) El acta de infracción servirá de base aceptable al Ministerio Público para poner en movimiento la acción pública. En estos casos el Ministerio Público y las Empresas de Distribución procederán de conformidad con el Procedimiento Penal vigente para procesar a los inculpados de violación del Artículo 125 de la Ley y el 401 del Código Penal Dominicano.
- g) Si se tratare desospecha de fraude, el cual no se evidencia a simple vista sino que requiera ser constatado en laboratorios, la unidad operativa antifraude procederá a: 1) retirar el equipo de medición, 2) introducirlo en un recipiente precintado, 3) instalar un nuevo medidor en el punto de suministro, 4) levantar acta del cambio de medidor, la cual deberá contener todas las menciones indicadas en el Artículo 465 del presente reglamento, y 5) remitir el equipo de medición a los laboratorios de Dirección General de Normas y Reglamentos de la Secretaría de Estados de Industria y Comercio (DIGENOR) para que allí se proceda a efectuar las comprobaciones correspondientes, en presencia del personal de la Empresa de Distribución y de la SIE, conforme al procedimiento que se establezca en el reglamento que dicte la SIE, previa consulta a las Empresas de Distribución, a tales fines.

PÁRRAFO II.- El cálculo de la deuda originada con motivo del fraude y el monto a facturar al cliente fraudulento, para la aplicación de los Párrafos III y IV del Artículo 125 de la Ley se efectuara de acuerdo con el procedimiento que se describe en el presente párrafo.

Levanta el acta y los medios de prueba correspondiente la Empresa de Distribución efectuara el cálculo de la energía y/o potencia a recuperar, de acuerdo a la tabla homologada de consumos elaborada por la SIE en coordinación con las Empresas de Distribución, y aplicando un plazo que va desde la detección de la irregularidad hasta la fecha de la ultima normalización completa del suministro, la que se determine del histórico de consumos, siempre y cuando no se observe la utilización de subterfugios para ocultar la modalidad de consumo y no se vea afectada por déficit de Generación, y que podrá retrotraerse en el tiempo salvo prueba en contrario, hasta un máximo de cinco (5) meses conforme a lo establecido en el párrafo II del Artículo 125 de la Ley. Se establecerá su monto a la tarifa vigente en el momento de la detección de la irregularidad y se emitirá por ese concepto una factura complementaria.

El total de los valores conforme la aplicación de los cargos que anteceden se divide entre 0.6, y el resultado será el monto total a facturar al cliente fraudulento.

PÁRRAFO III.- Los montos recaudados serían distribuidos, con arreglo al Párrafo IV del Artículo 125, de la siguiente manera: setenta por ciento (70%) para la empresa de Distribución, veinte por ciento (20%) para la Oficina de Protección al Consumidor y el restante diez por ciento (10%) para el incentivo del desarrollo de la energía renovable. La Empresa de Distribución deberá destinar un 10% para la Procuraduría General de la República, en apoyo a la participación de Ministerio Público en las unidades operativas antifraude.

PÁRRAFO IV.- En todos los casos de irregularidad intencional y manifiesta, la Empresa de Distribución comunicará a la SIE la totalidad de las sumas a pagar por Clientes o Usuarios Titulares, con indicación de sus respectivos conceptos, conforme lo establecido anteriormente en este reglamento.

PÁRRAFO V.- El usuario puede, en cualquier etapa del procedimiento, llegar a un acuerdo con Empresa de Distribución para regularizar su situación, en cuyo caso la Empresa de Distribución se desinteresara de la acción judicial y notificará a la SIE en un plazo no mayor de cinco (5) días laborables contados a partir de la fecha de suscripción del acuerdo amigable.

PÁRRAFO VI.- Los operativos descritos en el presente artículo deberán ser desarrollados en forma compatible y coordinada con el Programa Nacional de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico (PAEF) y el Programa de Reducción de Apagones (PRA) que el Gobierno Dominicano ejecuta en coordinación con las Empresas de Distribución”.

ARTÍCULO 22.- Modificar los párrafos IV y V del Artículo 494 para que en lo adelante rijan lo siguiente:

“**PÁRRAFO IV.-** En caso de que el Cliente o Usuario Titular al cual se le ha suspendido el suministro por causa de modificaciones clandestinas o fraudulentas realice una declaración ante la SIE, la SIE deberá emitir su veredicto en un plazo de cinco (5) días laborables. Durante este plazo las Empresas de Distribución estarán obligadas a aportar a la SIE las pruebas requeridas para llevar a cabo su investigación. En caso de que se determine la no existencia del fraude la SIE ordenara la reconexión del suministro de energía y la Empresa de Distribución estará obligada a restablecerle el mismo.

PÁRRAFO V.- En caso de que la empresa de Distribución suspenda el servicio eléctrico basada en la falta de pago, si el usuario tiene las documentaciones de estar al día en sus responsabilidades, la empresa deberá siguiente: compensar los daños y perjuicios causados con tres (3) veces el valor por el cual la empresa tomó la determinación. En caso de que la empresa de Distribución suspenda el suministro a un cliente o usuario titular por cualquier otra causa indebida, la empresa de Distribución deberá indemnizar al cliente o usuario titular perjudicado por dicho error, con el equivalente a diez (10) veces el monto de su última facturación o el monto cobrado indebidamente”.

ARTÍCULO 23.- Modificar el Artículo 499 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 499.- Se clasifican como faltas muy graves las que ponen en grave riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del SENI y las que afecten de manera sistemática y deliberada la continuidad y calidad del servicio. En particular las siguientes:

- a) El incumplimiento de las condiciones, requisitos y normas aplicables a la seguridad de las instalaciones de los servicios que se presten a los usuarios de acuerdo a la normativa vigente, de manera que se ponga en peligro manifiesto a las personas y los bienes.
- b) El abuso de posición dominante, las practicas monopólicas, restrictivas a la competencia y de competencia desleal en las empresas del sub-sector eléctrico que operen en régimen de competencia.
- c) El incumplimiento o desacato reiterado de las instrucciones, resoluciones y normas de la operación del SENI dictada por la SIE, el OC, y el CCE.
- d) La utilización de instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial sin cumplir las normas reglamentarias, cuando representen peligro o daño grave para personas, bienes o en el medio ambiente.
- e) La interrupción sistemática del suministro de energía eléctrica para una zona o grupo de población sin que medien los requisitos legales o reglamentarios que lo justifiquen.
- f) La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen.
- g) La negativa a admitir verificaciones o inspecciones reglamentarias y la obstaculización de la inspección.
- h) La aplicación sistemática y reiterada a los usuarios regulados de tarifas diferentes a las autorizadas por la SIE de acuerdo con la Ley y este reglamento.
- i) La negativa, sistemática y reiterada, a facilitar a la CNE o a la SIE la información técnica, financiera, económica y estadística de manera veraz, correcta y completa, que sea requerida por estas solicite en conformidad con el Protocolo de Informan y Confidencialidad, dentro de los plazos definidos para cada requerimiento, o a la de verificación y control contable legalmente establecidos.
- j) El incumplimiento de la orden de desvinculación o desinversión de la SIE, o la CNE según sea el caso, dentro del plazo estipulado en la misma, en el caso previsto en el párrafo II del Artículo 11 de la Ley.
- k) La Reducción, sin autorización, de la capacidad de producción o de suministro de energía eléctrica.

- l) El desarrollo de actividades eléctricas sin las debidas autorizaciones o en instalaciones que carecen de ellas.
- m) El incumplimiento de los planes de expansión relativos a la ampliación, mejora y adaptación de las redes, instalaciones eléctricas y equipos, capacidad de Generación, calidad de servicio y gestión comercial para la adecuada prestación del servicio y continuidad del suministro con los cuales se hayan comprometido las Empresas Eléctricas.
- n) La manipulación de las declaraciones de disponibilidad e indisponibilidad de la Generación, la Transmisión y la Distribución con relación a la demanda.
- o) La negativa injustificada de acceso a la Red de Transmisión o de Distribución.
- p) Las infracciones graves cuando durante los dos (2) años anteriores a su Comisión hubiera sido impuesta a1 infractor sanción definitiva por el mismo tipo de infracción.
- q) La transferencia de las concesiones o parte de ellas, de acuerdo a lo establecido en la Ley y en el presente reglamento, sin la debida autorización de la SIE.
- r) El no pago de las contribuciones de hasta el uno por ciento (1%) establecido en la Ley para el sostenimiento de la CNE y la SIE.
- s) La limitación de la demanda del SENI con la interrupción de los circuitos o ramales de Distribución con el propósito de disminuir o limitar el consumo de electricidad del país.
- t) El incumplimiento de la orden de desconexión dictada por la SIE en el caso previsto en el párrafo IV del Artículo 494 de este Reglamento”.

ARTÍCULO 24.- Modificar el Artículo 500 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 500.- Son faltas graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando por la circunstancias concurrente, no puedan calificarse de muy graves, y en particular los siguientes incumplimientos:

- a) La negativa ocasional y aislada a facilitar a la CNE o a la SIE la información técnica, económica, financiera y estadística que se requiera de conformidad con lo estipulado en la Ley, o de facilitarla dentro de los plazos fijados para cada requerimiento, en conformidad con el Protocolo de Información y Confidencialidad.
- b) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aun cuando no supongan peligro manifiesto para las personas o bienes.

- c) El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios regulados.
- d) El incumplimiento de las instrucciones impartidas por la SIE relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas, para la adecuada prestación y calidad del servicio y la continuidad del suministro.
- e) La aplicación irregular sistemática y reiterada de las tarifas autorizadas, de manera que se produzca una alteración en exceso en el precio, superior al cinco por ciento (5%) e inferior al quince por ciento (15%).
- f) El incumplimiento de las obligaciones resultantes de la aplicación del régimen tarifario y de los criterios de cobros por servicios y tasas.
- g) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica, que suponga una alteración porcentual de la realidad de los suministrado o consumido superior al diez por ciento (10%).
- h) La declaración de no disponibilidad al OC por las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin causa técnica justificada.
- i) El incurrir el OC en retrasos reiterados e injustificado en la comunicación a la SIE y a los Agentes del MEM, de los resultados de la liquidación o de los deberes de información sobre la evolución del mercado.
- j) Cualquier actuación por parte del CCE a la hora de determinar el orden de entrada efectiva en funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica que suponga una alteración no justificada del despacho económico coordinado por el OC.
- k) La falta de comunicación puntual por el CCE al OC de los datos relevantes para la liquidación.
- l) El incumplimiento de los índices de calidad del servicio que se establezcan en la normativa vigente.
- m) En el caso de las Empresas de Distribución, la practica reiterada de no dejar constancia escrita al Cliente o Usuario Titular, cuando suspende el servicio.
- n) La alteración de los periodos de facturación de facturación establecidos en este Reglamento.
- o) La negativa de los agentes del MEM a informar al CCE, inmediatamente ocurra o se provoque cualquier operación de entrada salida de circuitos o ramales, indicando la capacidad y las causas de interrupción.
- p) La negativa reiterada de las Empresas Eléctricas a asistir a convocatorias realizadas por la SIE.

- q) La modificación, por parte del Agente del MEM generador del Sistema que realice la regulación de frecuencia, del estatismo asignado y otros parámetros que afecten la respuesta del regulador de velocidad, sin coordinación y aprobación del OC.
- r) El no pago a cada municipio del tres por ciento (3%) de la facturación corriente recaudada de conformidad con el Artículo 134 de la Ley.
- s) El incumplimiento o el desacato ocasional o aislado y de las instrucciones, resoluciones y normas de la operación del SENI dictadas por la SIE, el OC y el CCE.
- t) La Comisión de una falta leve cuando durante los dos (2) años anteriores a su Comisión hubiera sido impuesta al infractor sanción definitiva por el mismo tipo de infracción.
- u) El no pago de los aportes financieros al OC.
- v) La no constitución del OC, dentro del plazo establecido en el presente Reglamento”.

ARTÍCULO 25.- Modificar el Artículo 502 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 502.- Para la aplicación de la sanción se fijarán las siguientes penalizaciones:

- a) Para las faltas muy graves:
 - 1) la concesión por el Poder Ejecutivo, previa recomendación de la SIE, vía CNE. Desde 5,000 hasta 10,000 salarios mínimos.
 - 2) En caso de reincidencia, desde 7,500 hasta 15,000 salarios mínimos.
 - 3) Hasta el cinco por ciento (5%) del valor de los activos para el caso previsto en el Artículo 11, párrafo II de la Ley.
 - 4) Hasta el uno por ciento (1%) del patrimonio de la empresa en el caso de infracciones relacionadas con las obligaciones establecidas en los Títulos IV y VI de la Ley.
 - 5) La intervención administrativa por la SIE, previa autorización de la CNE y judicial, conforme a los casos establecidos en la Ley.
 - 6) La declaración de caducidad conforme a los literales a), b) y c) del Artículo 61 de la Ley y la revocación de la concesión por el Poder Ejecutivo, previa recomendación, de la SIE, vía CNE.

- b) Para las faltas graves:

Desde 2,000 hasta 5,000 salarios mínimos.

- c) Por las faltas graves:

Amonestación y/o sanción desde 200 hasta 2,000 salarios mínimos,

PARRAFO.- Las sanciones aplicables a los agentes del MEM por cada tipo de infracción se graduarán, dentro de los parámetros establecidos en este artículo, proporcionalmente atendiendo la gravedad del peligro ocasionado o el perjuicio causado al sector eléctrico, la circunstancia de haber procedido o no a la subsanación sin necesidad de previo requerimiento por la SIE, las dificultades objetivas que pudieron haber ocurrido y la conducta anterior de la entidad. También se tomara en cuenta, cuando procediere, el grado de responsabilidad del agente y si su conducta fue dolosa o negligente”.

ARTÍCULO 26.- Modificar el Artículo 506 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 506.- La denuncia o el informe técnico y legal aludido, o ambos documentos, si procede, se comunicarán por escrito al presunto infractor con la formulación de los cargos, la cual deberá contener necesariamente:

- a) La individualización completa del o de las personas naturales o jurídicas a quienes se formulan cargos.
- b) La enunciación precisa y clara de los hechos consecutivos de infracciones y de las normas legales, reglamentarias, técnicas o administrativas infringidas; y,
- c) La formulación precisa de los cargos, con expresión del plazo que tiene el inculcado para formular sus descargos, que será de quince (15) laborables a contar de la fecha de la notificación, prorrogables por una sola vez en caso de ser convenientes o necesario para la investigación. En el escrito de descargo se acompañarán, ofrecerán o solicitarán las pruebas o diligencias probatorias.

PARRAFO.- La facultad de imponer una sanción caduca a los tres (3) años, contados a partir del hecho y la acción para hacer cumplir la sanción prescribe a los cinco (5) años, a partir de la sentencia o resolución, conforme lo establece el Artículo 126 de la Ley General de Electricidad”.

ARTÍCULO 27.- Modificar el Artículo 510 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“ARTÍCULO 510.- El monto de las multas impuestas por la SIE deberá ser pagado dentro del plazo de treinta (30) días laborables, contados desde la fecha de notificación de la resolución de que se trate”.

ARTÍCULO 28.- Modificar el Artículo 512 para que rija del modo siguiente:

“ARTÍCULO 512.- Sin perjuicio del derecho de recurrir directamente ante el Tribunal Contencioso Administrativo conforme el Artículo 127 de la Ley o de ejercer de pleno derecho el recurso de reconciliación ante la SIE, las resoluciones que condenen al pago de multa o indemnizaciones a favor de la SIE podrán ser recurridas, a opción de los afectados, en el primer término o luego de la resolución de la reconsideración por parte de la SIE, mediante el ejercicio de un recurso jerárquico ante la CNE en un plazo de treinta (30) días contados a partir de la notificación de la resolución a la parte afectada. Este recurso podrá ser ejercido contra toda decisión de la SIE de carácter sancionador o que implique gravámenes o cargas, en particular contra las órdenes de desvinculación dictadas por la SIE, así como contra la normativa dictada por la SIE que vulnere la Ley, el Reglamento y la normativa dictada por la CNE. Al no tratarse de un recurso de mera inconformidad, el recurso jerárquico reconocido por el presente reglamento deberá fundamentarse obligatoria y exclusivamente en la violación de la Ley, el presente reglamento y la normativa dictada por la CIE y la CNE. La impugnación de la normativa dictada por la SIE o la CNE solo podrá realizarse mediante la interposición de un recurso frente a un acto dictado en ejecución de la misma. El ejercicio de los recursos no suspende la ejecución de los actos de la SIE y la CNE, los cuales gozan de la presunción de legalidad, salvo aquella suspensión expresamente consagrada en este reglamento”.

ARTÍCULO 29.- Se modifica el Artículo 513 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“Artículo 513.- Si tras el ejercicio de recurso ante el Tribunal Contencioso Administrativo la sanción de multa fuere declarada improcedente, el Tribunal Contencioso Administrativo deberá ordenar en la decisión que falle el recurso la restitución al Agente del MEM que la haya pagado, lo que deberá realizarse en un plazo no mayor de diez (10) días laborables contados a partir de la fecha de la notificación de dicha decisión a la SIE o por SIE”.

ARTÍCULO 30.- Se otorga un plazo de sesenta (60) días adicionales al establecido por el Artículo 530 a los agentes del MEM para constituir el OC.

ARTÍCULO 31.- Envíese a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de la Electricidad, para los fines correspondientes.

DADO en la ciudad de Santo Domingo de Guzman, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, a los diecinueve (19) días del mes de septiembre del año dos mil dos (2002); años 159 de la Independencia y 140 de la Restauración.

HIPOLITO MEJIA

ANEXO 3

Decreto No. 306-03
que ratifica y enmienda el Reglamento de Aplicación de la
Ley General de Electricidad contenido en el Decreto No. 555-02
de fecha 19 de julio de 2002 y modificado por el Decreto No. 749-02
del 19 de septiembre de 2002.

NUMERO: 306-03.

VISTA la Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio del 2001.

VISTO el Decreto No. 555-02 de fecha 19 de julio del año 2002.

VISTO el Decreto No. 749-02 de fecha 19 de septiembre de 2002

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República, dicto el siguiente:

DECRETO:

ARTICULO 1.- Ratificar la plena vigencia del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad contenido en el Decreto No. 555-02 de fecha 19 de julio de 2002 y modificado por el Decreto 749-02 del 19 de septiembre de 2002, con las enmiendas que se enumeran en los artículos que siguen.

ARTICULO 2.- Modificar el Artículo 140 para que en lo adelante rija lo siguiente:

ARTICULO 140.- se establece que los usuarios individuales podrán asociarse y constituir una persona jurídica de las instituidas en el Código de Comercio, en la Orden Ejecutiva 520 de 1920 o por la Ley No. 5038 de 1958 que establece un sistema especial para la propiedad por pisos o departamentos, a los fines de convertirse en un único usuario con una demanda superior a la establecida en el presente Reglamento, para calificar como usuario no regulado.

Párrafo I.- Se establecen como requisitos indispensables que: i) El usuario del servicio eléctrico sea una persona jurídica, de las indicadas en la parte principal de este artículo; ii) Que exista la renuncia expresa de los socios de la persona jurídica o de propietarios de los locales del Condominio (Condóminos) y/o de los inquilinos, según sea el caso, de suscribir contrato de servicio eléctrico con las concesionarias de distribución.

Párrafo II.- Los operadores de parques de zona franca por la categoría y condiciones jurídicas especiales de dichos parques y por los derechos adquiridos por esas operadoras a través de la Ley 8-90 y de los Decretos del Poder Ejecutivo que las autorizan, podrán clasificar como Usuario No. Regulado, previo cumplimiento de los requisitos que consigne la Superintendencia de Electricidad en el reglamento que dicte por resolución para la autorización del ejercicio de Usuarios No Regulado, siempre que dicha operadora y un grupo de empresas de zona franca del parque, en su conjunto reúnan el requisito

de capacidad y demanda máxima exigido por la ley y el presente Reglamento para clasificar como Usuario No Regulado.

Párrafo III.- En dicho reglamento deberá establecerse como requisito esencial la declaración expresa de la operadora del parque que desee ejercer la condición de Usuario no Regulado en el sentido de que se limitara a distribuir 10s costos de energía comprada entre las diferentes empresas del parque.

Párrafo IV.- Asimismo, deberá establecerse que previo a la suscripción de un contrato de venta de energía de las operadoras del parque con una Empresa de Generación, la operadora del parque deberá depositar en la Superintendencia de Electricidad:

- a) La constancia de que ni la operadora ni el grupo de empresas cuyas demandas vayan a formar parte de la demanda máxima requerida a los fines de clasificar como Usuario No Regulado, tienen deudas pendientes con la Empresa de Distribución que le suministraba la energía, y,
- b) Que existía una renuncia expresa de los usuarios o clientes del parque, cuyas demandas vayan a formar parte de la demanda máxima requerida por la ley para clasificar como Usuario No Regulado, de sus respectivos derechos de contratar con la Empresa de Distribución que le corresponda, así como una declaratoria de aceptación de recibir el suministro de energía a través de la operadora del parque”.

ARTICULO 3.- Modificar el Artículo 143 para que en lo adelante rija lo siguiente:

“Artículo 143. Queda prohibido a las personas jurídicas y a los condominios a los cuales se le autorice a ejercer la condición de no regulados, comercializar la energía dentro de los condominios; y en consecuencia, queda establecido que las personas jurídicas y los condominios solo podrán prorratar entre sus asociados y/o entre los condóminos, de conformidad con el consumo individual de sus asociados o en los porcentajes establecidos en el Reglamento de Condominio, según fuere el caso, los costos de compra de la energía al suministrador.”

ARTICULO 4.- Envíese a la Comisión Nacional de Energía y a la Superintendencia de Electricidad, para los fines correspondientes.

DADO en la ciudad de Santo Domingo de Guzman, Distrito Nacional, Capital de la República Dominicana, al primer (1er.) día del mes de abril del año dos mil tres (2003); años 160 de la Independencia y 140 de la Restauración.

HIPOLITO MEJIA

ANEXO 4

Dec. No. 321-03

que modifica el Artículo 140 del Decreto No. 555-02 que a su vez fue modificado por el Artículo 12 del Decreto No. 749-02.

HIPOLITO MEJIA

Presidente de la Republica Dominicana

NUMERO: 321-03

VISTA la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de junio del 2001.

VISTOS los Decretos Nos. 555-02 y 749-02, de fechas 19 de julio del 2002 y 19 de septiembre del 2002.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitucion de la Republica Dorninicana, dicto el siguiente

DECRETO:

ARTICULO 1.- Se modifica el Artículo 140 del Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio del 2002, que a su vez fue modificado por el Artículo 12 del Decreto No. 749-02, de fecha 19 de septiembre del 2002, para que en lo adelante lea y rija del modo siguiente:

ARTICULO 140.- Las operadoras de parques de zonas francas por la categoria y condiciones juridicas especiales de dichos parques y por los derechos adquiridos por esas operadoras a traves de la Ley No. 8-90, y de los Decretos del Poder Ejecutivo que la autorizan, asi como aquellos centros comerciales amparados en elCodigo de Comercio y la Ley No. 5038 de 1958, que establece un sistema especial para la propiedad por pisos o departamentos, podrían clasificar como usuarios no regulado, previo cumplimiento de loss requisitos que consigne la SIE en el Decreto No. 749-02, siempre que dichas personas juridicas, en su conjunto reunan el requisito de capacidad y demanda maxima exigido por la ley y el Decreto No. 749-02 para clasificar como usuarios no regulados.

ARTICULO 2.- Enviese a la Superintendencia de Electricidad, para los fines correspondientes.

DADO en la ciudad de Santo Domingo de Guzman, Distrito Nacional, Capital de la Republica Dorninicana, a los tres (3) dias del mes de abril del año dos mil tres (2003); años 160 de la Independencia y 140 de la Restauracion.

HIPOLITO MEJIA

ANEXO 5

Decreto No. 494-07 que modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, No. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001.

LEONEL FERNANDEZ
Presidente de la República Dominicana

NUMERO: 494-07

CONSIDERANDO: Que en fecha 26 de julio de 2001, fue promulgada la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 6 de agosto de 2007, fue promulgada la Ley No. 186-07, que modifica varios artículos de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de junio de 2002, fue dictado el Decreto No. 555-02, mediante el cual se emite el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01, en lo adelante “El Reglamento”.

CONSIDERANDO: Que en fecha 19 de septiembre de 2002, fue dictado el Decreto No. 749-02, mediante el cual se modifican varios artículos del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que en fecha 03 de abril de 2003, fue dictado el Decreto No. 321-03, mediante el cual se modifica el Artículo 140 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

CONSIDERANDO: Que el sector eléctrico tiene una incidencia decisiva en el desarrollo de la Nación, por lo que es interés del Estado propiciar su fortalecimiento a fin de que el mismo se consolide de manera equilibrada y autosostenible.

CONSIDERANDO: Que es de interés nacional, adecuar las normas reglamentarias acorde a las modificaciones realizadas a la Ley General de Electricidad No. 125-01, para armonizar en su ejecución practica las actividades sector eléctrico nacional.

CONSIDERANDO: Que a las amplias responsabilidades de la CNE establecidas en la Ley 125-01, les han sido asignadas nuevas atribuciones, funciones y competencias, dispuestas en la Ley 496-06, Ley 57-07 y la Ley 186-07.

CONSIDERANDO: Que es una necesidad la implementación de normas y procedimientos tendentes a garantizar que los agentes involucrados en el sector eléctrico cumplan su rol con eficacia a fin de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico sin perjudicar a los usuarios finales.

VISTA la Ley No. 57-07, de en fecha 7 de mayo de 2007, de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales.

VISTA la Ley No. 186-07, de en fecha 25 de julio de 2007, que modifica varios artículos de la Ley General de Electricidad No. 125-01.

VISTA la Ley No. 496-06, de en fecha 28 de diciembre de 2006, que crea la Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo.

VISTA la Ley No. 200-04, de en fecha 28 de julio de 2004, que establece el Libre Acceso a la Información Pública.

VISTA la Ley General de Electricidad No. 125-01, promulgada en fecha 26 de julio de 2001.

VISTA la Ley No. 141-97, de en fecha 24 de junio del 1997, que dispone la Reforma de la Empresa Pública.

VISTO el Decreto No. 321-03, de fecha 03 de abril de 2003, mediante el cual se modifica el Artículo 140 del Reglamento para Aplicación la Ley General de Electricidad No. 125-01.

VISTO el Decreto No. 749-02, de fecha 19 de septiembre de 2002, mediante el cual se modifican varios artículos del Reglamento para Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

VISTO el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de junio de 2002, mediante el cual se emite el Reglamento para Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

En ejercicio de las atribuciones que me confiere el Artículo 55 de la Constitución de la República, dicto el siguiente:

REGLAMENTO:

MODIFICACION DE LA APLICACION DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD NO. 125-01

(Los artículos del 1 al 83 del Decreto No. 494-07, fueron incorporados en el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad, que aparece en el presente compendio)

ARTICULO 84.- El presente Decreto deroga el Decreto 321-03, de fecha 3 de abril de 2003, así como cualquier acto, decreto, resolución o disposición administrativa que le sea contrario.

ARTICULO 85.- Envíese el presente Decreto a las instituciones citadas en el mismo para los fines pertinentes.

DADO en Santo Domingo de Guzman, Distrito Nacional, capital de la República Dominicana, a los treinta (30) días del mes de agosto de dos mil siete (2007); años 164 de la Independencia y 145 de la Restauración.

LEONEL FERNANDEZ

Colaboración:

Lic. Ángel Canó S.

Licda. Ana María Germán Urbáez

Dr. Alcibiades M. Alburquerque

Dra. Dalia Feliz

Dr. Ricardo Hidalgo

Licda. Hilda Vargas



**SUPERINTENDENCIA
DE ELECTRICIDAD**

**Av. John F. Kennedy 3
esq. Erick Leonard Eckman
Santo Domingo, República Dominicana
Tels.: 809-683-2500 / 809-683-2727
Fax: 809-544-1637
Email: info@sie.gov.do
www.sie.gov.do**