
Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)

(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, de fecha Diecinueve (19) de Julio del año Dos Mil Dos (2002), modificado por el Decreto No. 749-02, de fecha Diecinueve (19) de Septiembre del año Dos Mil Dos (2002), modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07, de fecha Treinta (30) de Agosto del año Dos Mil Siete (2007).

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. 186-97, 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. 32 1-03, 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-

(1) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

01, para armonizar en su ejecución práctica 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 Secretaria 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, de fecha 17 de julio del 2001, 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 la 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.

(2) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

VISTO el Decreto No. 555-02, de fecha 19 de julio 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 PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD (No. 125-01, modificada por la Ley No. 186-07).

**TITULO I
DEFINICIONES**

(Agregado por Decreto 494-07) De conformidad con lo establecido en el artículo 1 de la Ley 186-07, la denominación "Cliente o Usuario del Servicio Publico", se sustituye por la de "Cliente o Usuario del Servicio Publico de Electricidad.

ART. 1.- (Modificado por Decreto 494-07) Se modifica el Artículo 2 de la Ley General de Electricidad No. 125-01, para que en lo adelante sea leído de la siguiente manera:

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

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

3. AGENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (AGENTE DEL MEM): Cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, autoprodutor 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 DEL SISTEMA: Es una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que

**(3) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente, sin que se desvincule de la concesión original.

5. AREA DE CONCESIÓN DE COOPERATIVAS ELÉCTRICAS: 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.

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

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

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 de energía eléctrica.

9. AUTORIZACION PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE OBRAS ELÉCTRICAS: 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.

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

(4) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 periodos en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

15. 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.

16. CAPACIDAD DE REGULACIÓN 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 GENERACIÓN 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 REGULACIÓN: 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

(5) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

incrementa su generación cuando se incrementa marginalmente la demanda.

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

25. CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA (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 Energia 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. COMISIÓN (CNE): Es La Comisión Nacional de Energia, creada por la Ley General de Electricidad No. 125-01.

30. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: 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. CONCESIÓN 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.

32. CONCESIÓN PROVISIONAL: Resolución administrativa dictada por la Comisión Nacional de Energía, que otorga la facultad de ingresar a terrenos públicos

**(6) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

privados para realizar estudios y prospecciones relacionadas con obras eléctricas.

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

34. 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.

35. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 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.

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

37. CONTRATO DE OTORGAMIENTO DE DERECHOS PARA LA EXPLOTACIÓN DE OBRAS ELÉCTRICAS: 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.

38. 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.

39. COOPERATIVAS ELÉCTRICAS: Son entidades organizadas bajo la ley que rige el Sistema Cooperativo Nacional, cuya función principal es la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en áreas rurales y sub-urbanas,

**(7) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

utilizando recursos energéticos renovables, del territorio nacional, independizándose del sistema regulado.

40. CONCESIÓN 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 suburbana, previo cumplimiento de los procedimientos de Ley y Reglamentarios.

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 PRODUCCIÓN DE UNA MAQUINA TERMOELÉCTRICA: 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.

(8) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 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.

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

57. EMPRESAS VINCULADAS: Se consideran 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.

58. 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.

59. 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.

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

61. 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.

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

63. ENERGÍA 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.

64. ENERGÍA NO CONVENCIONAL: Incluye a todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas

(10) Reglamente para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

mayores de 5MWy 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 a ahorrar combustibles fósiles y no contaminar.

65. 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.

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

67. 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.

68. 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.

69. 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.

70. 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.

71. 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.

72. ESTATISMO: Es la respuesta natural de la maquina 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 GENERAL GENERADORA: Es el cociente entre la energía que podría generar la potencia disponible de la planta en el periodo 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 Distribución y Comercialización, así como los Autoproductores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del Sistema Interconectado.

79. 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.

80. 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.

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

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 DISTRIBUCIÓN DE SERVICIO PUBLICO: Línea de Distribución establecida por una Empresa Distribuidora dentro de su zona de concesión.

85. LINEAS DE TRANSMISIÓN RADIALES: Son aquellas líneas de transmisión que, en caso de encontrarse fuera de servicio, dejan aislado de la Red Principal de Transmisión al generador o centro de consumo al cual se conectan.

86. MANTENIMIENTO CORRECTIVO: Actividad que se realiza con el fin de superar un defecto a avería de un equipo que ha ocasionado un malfuncionamiento 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 periodo igual o mayor a ciento sesenta y ocho (168) horas. Este MANTENIMIENTO MAYOR se limitará y se realizarán

(13) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 esta indicada en el programa de mantenimiento.

90. MANTENIMIENTO PREVENTIVO: Aquel que consiste en realizar actividades que pueden o no implicar reparaciones a cambios de dispositivos al cumplir un periodo prefijado, con la finalidad de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o perdidas 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 sub-sector 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 basada en contratos de suministro libremente pactados.

97. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM): Es el mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas

(14) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 estos comprando electricidad a la primeras.

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

100. MOMENTO DE CARGA: Es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megavattios 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;
- h. Transportan energía de alta tensión;
- c. Distribuir electricidad a Usuarios Regulados; o,
- d. Abastecer de electricidad en alta a media tensión a un Usuario No Regulado.

103. OCUPANTE: Es toda persona que se encuentre en un inmueble a titulo de propietario, inquilino, en calidad de préstamo o cualquier otra condición que implique el usufructo del inmueble, por el periodo 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

(15) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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): Es una institución cuya función es planificar y coordinar la operación de las empresas generadoras, así como del sistema de transmisión y distribución que integran el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

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

108. PEAJE DE TRANSMISIÓN: 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. PERTURBACIÓN: 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. PETICIÓN: Conjunto de documentos que conforman el expediente de una solicitud presentada por un peticionario 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 la conexión y de 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 en 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 TÉCNICA: 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 practicas 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 titulo 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 estos 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 ENERGÍA ELÉCTRICA: Es la compra de energía eléctrica con anterioridad a su consumo, en un sistema de comercialización prepago.

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

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

122. PUNTO DE CONEXION: Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicación 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 termoeléctricas, 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. REGULACIÓN 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. 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

(18) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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. 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.

129. REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN 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 FRÍA O NO SINCRONIZADA: Es la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del OC.

131. 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.

132. 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.

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 MÍNIMO: 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 DISTRIBUCIÓN: Áreas territoriales donde los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

137. SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN 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 cualesquier 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 COMERCIALIZACIÓN PREPAGADO: Modalidad de prestación de servicio de comercialización de energía eléctrica al cliente o usuario de servicio público de electricidad, que no requiere, en

(20) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 prepagado.

142. SISTEMA ELÉCTRICO 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.

143. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN: 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.

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

145. SISTEMA DE TRANSMISIÓN: 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.

146. SISTEMA INTERCONECTADO O SISTEMA ELÉCTRICO 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 Sub-Sector Eléctrico.

150. SUPERINTENDENTE: Es el presidente del Consejo de la SIE.

151. TASA DE ACTUALIZACIÓN: Tasa real de descuento considerando el costo de oportunidad del capital.

152. 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.

153. TARIFA TÉCNICA: 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.

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

156. 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.

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 DISTRIBUCIÓN: 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.

159. ZONA DE CONCESION: Área Geográfica establecida en los contratos de otorgamiento de derechos para la explotación de obras eléctricas de distribución, dentro del 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.

TITULO II ÁMBITO Y OBJETIVOS DEL REGLAMENTO

ART. 2.- El presente Reglamento normará todas aquellas materias que de acuerdo con la Ley, deben ser objeto de una normativa complementaria a ser dictada por el Poder Ejecutivo.

ART. 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 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.
- g. **(Literal incluido mediante el Decreto 749-02)** Garantizar y resguardar los derechos de los concesionarios en un clima de seguridad jurídica, en conformidad con las leyes nacionales y las regulaciones vigentes.

En consecuencia, su articulado deberá ser interpretado en concordancia con dichos objetivos.

ART. 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. Así mismo 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
ELÉCTRICO**

**CAPITULO I
DISPOSICIONES GENERALES**

ART. 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.

ART. 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 Autoproductores 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 de 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.

(24) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- c) (Modificado por Decreto 749-02): Podrán comercializar directamente la capacidad de distribuir la electricidad las empresas de distribución.
- d) (Modificado por Decreto 749-02): Los propietarios del líneas de distribución y subestaciones eléctricos 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 Capítulo III de la Ley. La operación y mantenimiento de los tramos de líneas corresponderá a la ETED.

ART. 10.- (Modificado por Decreto 749-02) Como excepción a la prescripción del artículo 11 de la Ley que consigna que en sistemas 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 sólo una de las actividades de generación, transmisión

(25) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 esta capacidad efectiva y disponible para producción no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima (Potencia) del Sistema Interconectado.

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 proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes de energía renovable.

ART. 11.- (Modificado por Decreto 749-02) De conformidad con lo establecido en el artículo (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 ésta 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, indirectamente, mediante el control de una o más empresas cuya tenencia accionaría 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.
- c. Una empresa es subsidiaria respecto a otra u otras, cuando ésta última tiene control de la primera; una empresa es afiliada con

(26) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 e cualquiera de las empresas o representan en calidad de directores en grupos económicos con estas características de tenencia accionaría.

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.

PARRAFO I.- Para el cumplimiento de las 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 accionaría, indicando su situación de controlada o controlante respecto de 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 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.

PARRAFO 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 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 comunicárselas a las partes en un plazo no mayor de diez (10) laborables. Si considera que existe vinculación, ordenará a 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 merecedor en caso de insistir en el incumplimiento.

La decisión adoptada por la 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, 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.”

ART. 12.- (Modificado por el Decreto 749-02) 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.

PARRAFO 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.

PARRAFO 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 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.

ART. 13.- (Modificado por el Decreto 749-02) 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 la

(29) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

PARRAFO.-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 ENERGIA

ART. 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.

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 Autoproductores y Cogeneradores a realizar importaciones directas de cualquier proveedor externo de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas.

ART. 15.- (Modificado por Decreto 494-07).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 este 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.

ART. 16.- (Modificado por Decreto 494-07).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.

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.

ART. 17.- (Modificado por Decreto 494-07). 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 ésta habrá de celebrarse, así como los asuntos que se tratarán en ella; anexándose los antecedentes que se requieran.

ART. 18.- (Modificado por Decreto 494-07). 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, sólo tendrá derecho a voz.

ART. 19.- (Modificado por Decreto 494-07). En adición a las atribuciones que corresponden al Directorio de la CNE establecido en 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).

ART. 20.- (Modificado por Decreto 494-07) 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:

- a. Determinación del quórum reglamentario por parte del Presidente o quien haga sus veces.
- b. Lectura del acta anterior y su aprobación por los miembros presentes, quienes estamparán su firma en señal de asentimiento.
- c. Lectura, discusión y aprobación o rechazo, de cada uno de los temas de la agenda.
- d. Mociones específicas de los miembros.
- e. Informe del Director Ejecutivo, en su calidad de secretario del Directorio de la CNE.
- f. Otros temas, fuera de la agenda, que deseen tratar los miembros del Directorio.

El Presidente de la CNE, o quien 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.

ART. 21.- (Modificado por Decreto 494-07) En ausencia del Secretario de Estado de Industria y Comercio quien desempeñará de conformidad con la ley, las funciones de Presidente de la CNE, lo sustituirá el Secretario de Estado 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 Secretario de Estado de Agricultura, del Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA), del Gobernador del Banco Central de la República Dominicana, del Director Ejecutivo del Instituto Dominicano de 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.

ART. 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.

ART. 23.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 24.- Las acciones que deba tomar el director ejecutivo, en cumplimiento de las disposiciones que

(33) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.
- 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 auditoria.
- g. Contratar Contadores Públicos Autorizados, para efectuar una auditoria de los manejos administrativos, financieros y contables de la CNE, por lo menos una vez al año.

ART. 26.- (Modificado por Decreto 494-07) 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),

(34) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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 sub-sectoriales 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 sub-sectoriales, 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

(35) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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;
- h. 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 de 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. Así mismo, 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;
- 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. Así mismo, 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 Decreto 749-02)** 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 Decreto 749-02)** 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 Decreto 749-02)** Requerir informaciones y realizar auditorias 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 CEDEE 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 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;

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 35.- La organización interna de la SIE que apruebe el Consejo deberá incluir un área jurídica y una de auditoria interna. El auditor interno dependerá directamente del Consejo.

ART. 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 PROTECCIÓN AL
CONSUMIDOR DE ELECTRICIDAD - PROTECOM

ART. 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.

ART. 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.

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.

ART. 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

**(41) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

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.

ART. 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 EXPEDICIÓN DE REGLAMENTOS, CODIGOS Y NORMAS TECNICAS

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 44.- (Modificado por el Decreto 749-02) 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. Así mismo, dicho reglamento, deberá establecer las condiciones de participación de empresas vinculadas en la licitación 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 este párrafo, seguirán vigentes hasta la fecha estipulada para su vencimiento.

(43) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

CAPITULO IV
FIJACIÓN Y FORMA DE RECAUDACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN
PARA EL FINANCIAMIENTO DE LA CNE Y LA SIE

ART. 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.

ART. 46.- Cada Empresa de Generación, incluyendo Autoproductores 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.

ART. 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.

En caso que un Usuario No Regulado adquiriera, 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).

ART. 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.

ART. 49.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(44) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

sistemas aislados pagarán el uno por ciento (1%), de sus ventas totales a los usuarios finales.

ART. 50.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 51.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 ELÉCTRICO
NACIONAL INTERCONECTADO

SECCION V.I. CONSTITUCIÓN Y ORGANIZACIÓN

ART. 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 Autoproductores y Cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, constituirán e integrarán un organismo que coordine la operación de las centrales generadoras,

(45) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

los sistemas de transmisión, distribución y comercialización denominado Organismo Coordinador.

Dicho Organismo Coordinador deberá ser constituido, a los fines de obtener personalidad jurídica propia, como una asociación sin fines de lucro, de conformidad con la Ley 520 del 26 de julio de 1920 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 Eléctricas de Generación, los Autoproductores 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.

ART. 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.

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

ART. 54.- El OC definirá en sus estatutos la forma de financiar su presupuesto de operación e inversión, acogiéndose a los siguientes principios:

- a. Serán aportantes las Empresas de Generación (incluyendo Autoproductores 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. OPERACIÓN DEL ORGANISMO COORDINADOR

ART. 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 CONCESIÓN O PERMISO

ART. 56.- Requieren de concesión o permiso las Empresas Eléctricas que deseen explotar el negocio de generación o distribución de electricidad, así como los Autoproductores y Cogeneradores que vendan sus excedentes en el SENI. Así mismo requerirán de concesión los Sistemas eléctricos Aislados con una demanda superior a 2 megavatios (MW).

CAPITULO II
DE LAS CONCESIONES

ART. 57.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 58.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 59.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 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

(51) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

el presente Reglamento u otros reglamentos complementarios.

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.

ART. 61.- En los casos en que una Empresa de Generación decidiere 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

ART. 62.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 63.- (Modificado por Decreto 494-07) 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. 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. 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. 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 éstos.
- d. 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. e.** El pago de la tarifa que fije la CNE, por resolución, por concepto de evaluación de la petición.

ART. 64.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

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.

ART. 65.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

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.

ART. 66.- (Modificado por Decreto 494-07)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.

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

ART. 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. Así mismo 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.

Así mismo 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.

ART. 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 de la Secretaría de Estado 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).

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 de la Secretaría de Estado 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.

La Certificación de No Objeción por parte de la Secretaría de Estado 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.

ART. 72.- La SIE no conocerá solicitud alguna que no fuere presentada de la manera antes señalada.

ART. 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)

(57) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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

(58) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(59) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 adquirente 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.

ART. 83.- En cualquier caso de transferencia y siempre que ésta sea autorizada conforme el presente Reglamento, la propuesta adquirente deberá cumplir con todas las condiciones que la Ley fija para ser Concesionario.

ART. 84.- Revocación de las Concesiones.

Las Concesiones terminan por declaración de caducidad, incumplimiento de las obligaciones del Concesionario o renuncia. Según sea el caso se 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.

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.

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.

ART. 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 Electricidad, 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

(62) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales o Certificación de no-objeción expedida por dicha Institución.
- d.** Inversión realizada.
- e.** El contrato suscrito con la CDE 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.

La SIE no conocerá ninguna solicitud que no fuere presentada de la manera antes señalada.

ART. 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.

Hasta tanto dichas empresas no obtengan Concesión Definitiva no podrán formar parte del OC.

ART. 87.- (Derogado por Decreto 494-07).

SECCION IV.I. DE LOS SISTEMAS AISLADOS

ART. 88.- Para la instalación de Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia superior a dos (2) megavattios (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.

En cada caso la SIE evaluará las condiciones que justifiquen la necesidad de instalación de sistemas aislados.

ART. 89.- Los Sistemas Aislados con demanda máxima de potencia superior a dos (2) megavattios (MW), existentes a la fecha de publicación del presente 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

(64) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 la Secretaría de Estado 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.

La SIE no conocerá solicitud alguna que no fuere presentada de la manera antes señalada.

ART. 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

(65) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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 estos 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

ART. 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.

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.

ART. 97.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 102.- (Derogado por Decreto 494-07).

ART. 103.- Las Empresas Eléctricas de Generación, de Distribución y de Comercialización, los Autoproductores 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

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.

ART. 107.- Los derechos de las Empresas Eléctricas se encuentran contenidos en los artículos 52 y 53 de la Ley.

CAPITULO VI DE LOS PERMISOS

ART. 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.

ART. 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.

ART. 110.- La solicitud de permiso será publicada por el interesado en un diario de circulación nacional.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(70) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 116.- La licitación se anunciará por medio de avisos repetidos por dos veces consecutivas en un diario de circulación nacional.

ART. 117.- En caso de no haber interesados, se llamará nuevamente a licitación, para lo cual podrán modificarse las bases establecidas anteriormente.

ART. 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.

ART. 119.- Así mismo, 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

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

ART. 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, 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.

ART. 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.

ART. 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

(74) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

otros antecedentes que demuestren experiencia e idoneidad.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 136.- El honorario de La Comisión Arbitral será de cargo del interesado, y será fijado por el Superintendente.

ART. 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.

ART. 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

ART. 139.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 contratado, sin perjuicio de los cargos por uso de facilidades de Transmisión y/o Distribución, según corresponda. Para el ejercicio de

(75)

**Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 periodo 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 UNR 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 UNR 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 Secretaria 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.

ART. 140.- (Modificado por Decreto 494-07) .- 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 8-90, 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.

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.

**(77) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 141.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 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.

ART. 143.- (Modificado por el Decreto 749-02) Los Usuarios No Regulados son usuarios finales del servicio eléctrico, por lo tanto no podrán comercializar ni distribuir dicho servicio".

ART. 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.

ART. 145.- La Empresa de Transmisión y las de Distribución deben permitir el libre acceso a sus redes para el suministro de electricidad a los UNR, debiendo estos últimos pagar los peajes correspondientes conforme lo establezca la SIE. El pago de la facturación que se originen 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 ELÉCTRICOS

CAPITULO I

DIPOSICIONES GENERALES

ART. 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.

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 TÉCNICAS Y DE CALIDAD DE SERVICIO

(79) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

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.

ART. 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.

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.

ART. 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

(81) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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).

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.

ART. 155.- La obligación de mantener calidad de servicio no regirá durante condiciones de Fuerza Mayor o de Caso Fortuito.

ART. 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

(82) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

caso contrario, deberá definir los niveles de restricción a imponer en el despacho o capacidad de transmisión según corresponda.

ART. 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

ART. 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

ART. 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.

ART. 160.- De conformidad con lo establecido en el artículo 104 de la Ley, la SIE determinará, los valores máximos de los aportes de financiamiento reembolsables y su fórmula de indexación, en la forma

(83) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

y condiciones que establezca en el reglamento que dicte al efecto.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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
CÓDIGO DE OPERACIÓN DEL SENI
CAPITULO I
ALCANCE

ART. 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

ART. 165.- En el SENI, las Empresas de Generación, Transmisión, Distribución y los Usuarios No Regulados, están obligados a operar sus instalaciones y a

(84) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

suministrar la información necesaria para programar y coordinar la operación del mismo en la oportunidad, manera y forma que se señalan en este Reglamento.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

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.

ART. 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;

(85) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

ART. 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.

ART. 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. Así mismo, 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.

ART. 172.- Los Agentes del MEM son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 175.- (Modificado por el Decreto 749-02) 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 su periódico de circulación nacional o anexo de 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 tardar tres (3) días antes de la ocurrencia del mantenimiento.

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
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SENI

SECCION III.I. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

ART. 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.

ART. 177.- La programación de la operación de corto plazo del Sistema Interconectado se realizarán según los procedimientos que se especifican a continuación:

- a. Procedimiento de programación semanal.
- b. Procedimiento de programación diaria.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

(88) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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 ha:
 - 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.

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.

ART. 181.- La información señalada en el artículo anterior, será entregada, justificada y actualizada en la forma, oportunidad y periodicidad que el OC establezca.

ART. 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.

ART. 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.

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.

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.

ART. 184.- El Mantenimiento Mayor de las unidades generadoras y equipos de transmisión pertenecientes al SENI será coordinado por el OC.

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.

ART. 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

(91) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

La SIE podrá solicitar cualquier otra información adicional que considere conveniente.

ART. 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 OPERACIÓN DE LARGO PLAZO

ART. 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.

ART. 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.

ART. 190.- El Consejo de Coordinación del OC deberá definir los modelos a utilizar para realizar estos programas de operación.

ART. 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 OPERACIÓN DE MEDIANO PLAZO

ART. 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.

ART. 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.

(94) Reglamente para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

ART. 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

ART. 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.

La semana calendario que regirá el Programa Semanal de Operación comprenderá siete (7) días, de sábado a viernes.

ART. 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.

(95) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

ART. 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.

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 la 12:00 horas del último día de cada semana.

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.

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.

ART. 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

(96) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

Distribución y Usuarios No Regulados, así como el estimado de la potencia correspondiente a la energía no servida.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

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.

ART. 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

ART. 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.

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.

ART. 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.

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.

ART. 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 OPERACIÓN

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

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.

ART. 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
COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

SECCION IV.I. DESPACHO

ART. 213.- El CCE despachará las unidades de generación y la operación del Sistema de Transmisión bajo la

**(102) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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 reestablecimiento 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 ordenes de arranque y parada, y horas de ingreso y salida de unidades; horas de ordenes de conexión y desconexión de equipos de transmisión, y horas de conexión y desconexión reales.

ART. 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

(103) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

establezca: la actuación de las protecciones, registros de la frecuencia, registros de tensiones y demás datos relacionados que permitan esclarecer el hecho.

ART. 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. REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 comunicárselas 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 AUTOMÁTICOS DE CARGA

ART. 220.- El OC encargará o efectuará los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo

(105) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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 RECUPERACIÓN

(106) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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. INFORMACIÓN DE LOS AGENTES DEL MEM.

ART. 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. INFORMACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL DE ENERGÍA

ART. 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.

ART. 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 parada y las de ingreso y salida 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.

ART. 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

ART. 231.- En tiempo real, los Agentes del MEM deben supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al CCE.

En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de

(108) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

un Agente del MEM, éste 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. REGULACIÓN DE TENSIÓN

ART. 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. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

ART. 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. COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

(109) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 235.- Los centros de control de las Empresas de Distribución y los UNR solicitarán autorización al CCE, en todos los casos en que se involucren entradas y salidas de cargas superior a los diez (10) MW.

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

ART. 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

(110) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 DISMINUCIÓN DE CAUDALES

ART. 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.

ART. 241.- El CCE requerirá inmediatamente al OC la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

ART. 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

ART. 243.- (Modificado por Decreto 494-07) El servicio eléctrico podrá ser restringido por las Empresas de

(111) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

Distribución, sólo por las causas establecidas en los Artículos 100 y 101 de la ley.

ART. 244.- (Modificado por Decreto 494-07) Cuando la SIE declare mediante resolución un Racionamiento en el SENI, el cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio.

ART. 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.

ART. 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

(112) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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

ART. 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 ECONÓMICAS DEL MERCADO MAYORISTA CAPITULO I TRANSACCIONES ECONÓMICAS DE ENERGÍA

ART. 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.

ART. 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 óptima determinada por el OC, incluyendo las pérdidas marginales en el Sistema de Transmisión. Se entenderá por operación óptima aquella que minimiza el costo de suministro.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(114) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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:

$$Fn_i = 1 + \frac{\partial \text{Perd}}{\partial P_i},$$

donde: $\frac{\partial \text{Perd}}{\partial P_i}$ 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.

ART. 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

(115) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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: $\frac{\partial Perd}{\partial P_j}$ es la derivada de las pérdidas de transporte ante una variación de la demanda P_j , asumiendo como Barra libre la Barra "s".

ART. 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:

$$CMG_{ih} = CMGREF_h \times Fn_{ih}$$

donde: Fn_{ih} es el factor de nodo correspondiente a la Barra "i" en la hora "h" relativo a la Barra De Referencia del sistema.

ART. 258.- El Costo Marginal de Corto Plazo de energía en una Barra "j" (CMG_{jh}), en la hora "h", vinculado a

(116) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

una Barra "s" De Referencia de un subsistema desacoplado económicamente se determinará mediante la siguiente expresión:

$$CMG_{jh} = CMGSUB_{sh} \times Fn_{sjh},$$

donde: Fn_{sjh} es el factor de nodo correspondiente a la Barra "j" en la hora "h" relativo a la Barra De Referencia "s" del subsistema.

ART. 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.

**(117) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 260.- El OC determinará los factores de nodo de la energía con la frecuencia y modelos que dicho organismo establezca.

ART. 261.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía serán utilizados para valorizar las transferencias de energía entre los Agentes del MEM.

ART. 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 ECONÓMICAS DE POTENCIA

ART. 263.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 264.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

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.

ART. 265.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 266.- (Modificado por Decreto 494-07) El OC determinará mensualmente las Potencias Firmes de las

**(119) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 268.- (Modificado por Decreto 494-07) La Potencia Firme de cada generador será calculada como la suma de las Potencias Firmes de sus propias unidades generadoras, más las de aquellas que tengan contratadas con terceros. La suma de las Potencias Firmes del conjunto de todas las unidades generadoras será igual a la Demanda Máxima Mensual Real del SENI.

ART. 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%).
- 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 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 Usuario 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.

ART. 273.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 274.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 factores 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.

ART. 275.- Los Costos Marginales de Potencia De Punta utilizados para valorizar las transferencias de Potencia 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

ART. 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.

ART. 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 formula:

$$\text{CMPPBR} = (((\text{CTG}/(\text{FDT}*\text{CP})) * \text{FRCM} + \text{O\&M}) * \text{RES}$$

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.

ART. 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:

**(125) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

$$\text{CMPPBR}_{\text{Mes } i, n} = \text{CMPPBR}_{\text{Dic } n-1} \times A \times \frac{D}{D_0}$$

siendo :

$$A = \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes } i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov } n-1}} \right); \text{ si } \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes } i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov } n-1}} \right) < 1.02$$

$$A = 1.02; \text{ si } \left(\frac{\text{CPI}_{\text{Mes } i-1}}{\text{CPI}_{\text{Nov } n-1}} \right) > 1.02$$

Donde :

$\text{CMPPBR}_{\text{Mes } i, n}$: Precio (RD\$/KW-mes) de la Potencia de Punta del mes i y el año n

$\text{CMPPBR}_{\text{Dic } n-1}$: Precio (RD\$/KW-mes) de la Potencia de Punta de diciembre del año anterior.

$\text{CPI}_{\text{Mes } i-1}$: 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.

$\text{CPI}_{\text{Nov } n-1}$: 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.

D_0 : 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.

ART. 279.- La SIE fijará cada cuatro años, mediante resolución, el Costo Marginal de Potencia de Punta según la metodología indicada en este Reglamento.

ART. 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".

ART. 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 ENERGIA Y POTENCIA

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 MEDICIÓN COMERCIAL (SMC)

(128) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 287.- El SMC estará constituido por los siguientes componentes:

- a. Un sistema de medición y registro de energías 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 291.- El OC será responsable por la instalación, operación y mantenimiento del sistema de recolección de datos centralizado. Todo equipo adicional que sea

(129) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 inferior a sesenta y nueve (69) kV y potencia media horaria inferior a veinte (20) MW.

ART. 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.

ART. 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

Componente	Normas IEC		Normas ANSI/IEEE	
	N°	Clase	N°	Clase
		I _{sec} = 1 A: 0.2		
Transformadores de corriente	60044	I _{sec} = 5 A: 0.2 S	C 12.11	0.3
Transformadores de voltaje	60186	0.2	C 12.11	0.3
Medidor(es) de energía	60687	0.2 S	C 12.16	

continuación:

ART. 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	Normas IEC		Normas ANSI/IEEE	
	N°	Clase	N°	Clase
		I _{sec} = 1 A: 0.5		
Transformadores de corriente	60044	I _{sec} = 5 A: 0.5 S	C 12.11	0.6
Transformadores de voltaje	60186	0.5	C 12.11	0.6
Medidor(es) de energía	60687	0.5 S	C 12.16	

ART. 301.- Las normas a que se hacen 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(132) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

plazo máximo de seis (6) meses a partir de la fecha de emisión del presente Reglamento.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 310.- En Puntos de Conexión con flujo de energía en ambos sentidos deberán instalarse medidores bidireccionales. Los registros deberán ser independientes para cada sentido.

ART. 311.- Los impulsos generados por los medidores de energía deberán ser almacenados en los mismos instrumentos.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 período: \pm tres centésimas de por ciento (0.03 %) respecto de la duración real del período.

ART. 315.- Todos los instrumentos programables deberán contar con la posibilidad de inhibir su programación mediante una clave aplicada por "software".

ART. 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.

ART. 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.

ART. 318.- Las instalaciones deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en el Código de Conexión que a tales fines dicte la SIE mediante resolución.

ART. 319.- El 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.

ART. 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.

ART. 321.- La construcción de los gabinetes deberá permitir la lectura del visor del o los medidores y el libre acceso a su puerta óptica.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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).

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 328.- La sección mínima de cables a utilizar deberá ser de dos punto cinco (2.5) mm² ó AWG #14. Los

(135) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- b. Falta de datos.
- c. Falta de sincronismo.
- d. Diferencias superiores a uno por ciento (1.0 %) (medidores clase 0.2 S) ó 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

(137) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

g. "Diskette" con la programación del o de los medidores (si fuera de aplicación).

ART. 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.

ART. 339.- El costo de estas verificaciones será pagado por el Agente Responsable.

ART. 340.- El OC podrá conceder habilitación comercial provisional en los casos previstos en el presente Reglamento.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 346.- Toda intervención del Agente Responsable sobre las instalaciones del SMC deberá ser plenamente justificada y contar con la previa autorización del OC.

ART. 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.

ART. 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 FACTURACIÓN DE LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS

ART. 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

(139) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 352.- Hasta el día diecisiete (17) de cada mes, o el día laborable siguiente si aquel 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.

ART. 353.- Hasta el día dieciocho (18) de cada mes, o el día laborable siguiente si aquel 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.

ART. 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

(140) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 361.- El Peaje de Transmisión será recaudado a través de dos componentes: el Derecho de Uso y el Derecho de Conexión.

ART. 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.

ART. 363.- El OC calculará mensualmente el Derecho de Uso conforme lo establecido en el presente Reglamento.

ART. 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.

ART. 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 calendario siguientes a dicha publicación.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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;

(143) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

ART. 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.

$QGen_{i,j}$ = 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.

$PotRec_i$ = 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.

ART. 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.

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.

ART. 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\$).

ART. 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\$).

ART. 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".

ART. 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).

$$QNE_{i,j} = ERB_i - QGen_{i,j}$$

ART. 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.

$Fpreal$ = Factor de potencia del consumo de la distribuidora, UNR o generador en la barra "i".

ART. 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:

$$\text{MSFM5H} = \text{TM5H} * \text{AEER (RD\$)} / 8760$$

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:

$$\text{MSP} = \text{TSP} * \text{AEER (RD\$)} / 8760$$

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:

$$\text{PERTX} = \text{MSF1H} + \text{MSFM1H} + \text{MSFM5H} + \text{MSP}$$

ART. 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:

$$\text{PCEOE} = \text{CapKVAR} \times \text{HD} \times \text{CKVAR} h_m$$

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.

ART. 381.- Determinación de los pagos mensuales entre Agentes del MEM:

a. Agentes del MEM Deudores

**(151) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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:

$$PCTMT_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTMT_{i,j}$$

$$PCTRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCTRE_{i,j}$$

$$PCHRE_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHRE_{i,j}$$

$$PCHCS_i = \sum_{j=1}^{HorasMes} PCHCS_{i,j}$$

c. 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.

$$PT = \sum_{i=1}^{NMT} PCTMT_i + \sum_{i=1}^{NTRT} PCTRE_i + \sum_{i=1}^{NHRE} PCHRE_i + \sum_{i=1}^{NHCS} PCHCS_i + \sum_{i=1}^{NTE} PCEOE_i$$

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, NTRT 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, NHCS 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 $SDT \leq PT$ se debe proceder de la siguiente manera:

Determinación del monto acreedor cuando $SDT \leq PT$

$$SATMT_i = PCTMT_i \times \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SATMT_i$ = Saldo Acreedor de la máquina termoeléctrica "i" por despacho forzado a mínimo técnico.

$$SATRE_i = PCTRE_i \times \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SATRE_i$ = Saldo Acreedor de la máquina termoeléctrica "i" por aporte en exceso de energía reactiva.

$$SAHRE_i = PCHRE_i \times \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SAHRE_i$ = Saldo Acreedor de la máquina hidroeléctrica "i" por aporte en exceso de energía reactiva.

$$SAHCS_i = PCHCS_i \times \left(\frac{SDT}{PT} \right)$$

$SAHCS_i$ = 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.

ART. 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 más 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.

(154) Reglamenteo para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ERA_m : Energía reactiva media anual.

ERA_m : KVA_Inst*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:

- a. 69 KV: RD\$ KVAR
- b. 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

ART. 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.

ART. 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

(155) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

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.

ART. 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 quedará 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.

ART. 388.- Selección de las Máquinas Regulantes

La Empresa de Generación que considere proponer alguna 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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).

ART. 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.

ART. 393.- Información a suministrar para RSF

La información técnica solicitada para RPF y aquella información adicional que solicite el OC.

ART. 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 máquina 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.

- 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.

ART. 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 subsistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante

(162) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 400.- Selección De Las Unidades Para Reserva Rotante

Generalmente todas las unidades pueden regular la frecuencia sea primaria ó 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.

ART. 401.- Lista De Meritos 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 mérito para RPF de las centrales calificadas para participar en la Regulación de Frecuencia.

El orden de mérito se constituirá en función del indicador:

$$A = \frac{(P_{\text{máxima}} - P_{\text{mínima}}) * \text{Gradiente de } \omega \text{ de } a}{\text{Estatismo}}$$

El rango de potencia para regulación asignado a las máquinas será como máximo igual al solicitado por el Agente del MEM generador.

indicado en el presente procedimiento hasta agotar el total de reserva destinada a RSF.

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 ó 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 informará dicha indisponibilidad al CCE con copia al OC, los cuales decidirán las asignaciones de la reserva de otras unidades de la lista de méritos de las unidades de generación aprobada por el OC. Dicho evento deberá ser informado a la SIE.

ART. 404.- Compensación 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.

ART. 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
<IndEficiencia < IE1			IE2
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.

(166) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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:

$$CompRPF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR) \times MRAsignadoRPF_{hi}$$

Donde:

$CompRPF_{hi}$: Es la compensación por RPF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.

$CMGCPenergía_{hi}$: 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.

ART. 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:

$$CompRSF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR \times Factor_Eficiencia_{hi}) \times MRAsignadoRSF_{hi}$$

Donde:

$CompRSF_{hi}$: Es la compensación por RSF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.

$CMGCPenergía_{hi}$: 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.

$MRAsignadoRSF_{hi}$: 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.

ART. 408.- Compensación por Generación Forzada para RPF y RSF

Aquellas unidades generadoras que no hayan sido despachadas según lista de mérito 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:

$$CompCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCPenergía_{hi}) \times EnergíaGenerada_{hi} + IR \times Factor_Eficiencia_{hi} \times MRAsignadoRSF_{ih}$$

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.

CMGCPenergía_{hi}: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra i en la hora h.

EnergíaGenerada_{hi}: Energía generada por la unidad en la hora h inyectada en la barra i.

MRAsignadoRSF_{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.

ART. 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.

$$M_h = \sum_{h,i} \text{CompRPF}_{hi} + \sum_{h,i} \text{CompRSF}_{hi} + \sum_{h,i} \text{CompCVP}_{hi}$$

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 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MAXIMA ANUAL

ART. 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.

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

(170) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

(172) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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_{it} 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: Disponibilidad Referencial de la máquina "t" obtenida de estadísticas nacionales o internacionales de máquinas del mismo tipo.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(174) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

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.

ART. 419.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

Para fines de aplicación de lo establecido en el Párrafo II del Artículo 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 periodo que dure su estadía.

ART. 420.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 ésta 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

ART. 421.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 422.- Punto de Suministro.

La Empresa de Distribución hará entrega del suministro en un solo punto y únicamente por razones

(177) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 eléctrica y rescindir el contrato, dentro de un plazo no mayor de quince (15) días.

ART. 424.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 ésta 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, éste 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.

**(179) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 esté 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 éste, 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 427.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(181) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

los daños incurridos conforme a lo establecido en los Artículos 124 y 125 de la ley.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 430.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 431.- (Modificado por Decreto 494-07) Comunicación de Irregularidades a la Empresa de Distribución.

Cuando el beneficiario del servicio de energía eléctrica advierta que las instalaciones de la Empresa

(182) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

Distribución, ésta procederá a la regularización del servicio eléctrico en los plazos establecidos en el presente Reglamento.

ART. 433.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 434.- (Modificado por Decreto 494-07)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.

ART. 435.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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

(185) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 439.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

ART. 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.

ART. 441.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(186) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

Parrafo 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 recontraste 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 recontraste. 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 recontraste 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

ART. 445.- (Modificado por Decreto 494-07) Reclamos o Quejas:

Sólo 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

(189) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 446.- (Modificado por Decreto 494-07) 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, este 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.

ART. 447.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(190) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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,

(191) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 suministro 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.

ART. 448.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(192) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 éstas 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 laborales, 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 laborales, 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;

(193) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

- 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.

ART. 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.

ART. 450.- (Modificado por Decreto 494-07) 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, los 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 DISTRIBUCIÓN

ART. 451.- (Modificado por el Decreto 749-02) Las Empresas de Distribución están obligadas a instalar un medidor de energía eléctrica en cada punto de suministro del Cliente o Usuario Titular.

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.

ART. 452.- (Modificado por el Decreto 749-02) 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 C 12.10.

Párrafo I.- La SIE podrá modificar mediante Resolución, lo establecido en la parte principal de este artículo, cuando surja una nueva norma o una actualización de la existente.

Párrafo II.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 Decreto 494-07) 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

ART. 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.

ART. 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.

Así mismo, 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. Así mismo 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.

ART. 455.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 superada 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.

ART. 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

(196) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

de comunicación, por lo menos con tres (3) días calendarios de antelación.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 460.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(197) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

ART. 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.

ART. 463.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

Instalación y Precintado de Equipos de Medición y Control.

ART. 464.- (Modificado por Decreto 494-07) 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,

(199) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 comprobados 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 expensas del Cliente o Usuario Titular.

Párrafo: Estos equipos serán obligatoriamente precintados por la Empresa de Distribución, de tal forma que sólo se pueda acceder a los elementos en tensión que garantizan la medida mediante la rotura de los correspondientes precintos.

ART. 465.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 contar 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.

ART. 466.- (Modificado por Decreto 494-07) La facturación deberá realizarse conforme a lo establecido en el régimen tarifario vigente emitido mediante resolución de la Superintendencia de Electricidad.

ART. 467.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 comenzaran a regir a partir de los treinta (30) días después de la emisión.

ART. 469.- (Modificado por Decreto 494-07) 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".

ART. 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 cual 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.

ART. 471.- Así mismo, 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

(203) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

equipos de protección, tales como: cascos, lentes, botas, guantes para alta tensión, equipo de comunicaciones, cinturones de seguridad, correas porta-herramientas así como cualquier otro equipo de protección requerido por las leyes laborales vigentes.

ART. 472.- De igual forma los vehículos tanto de las Empresas de Distribución como de sus contratistas y subcontratistas deberán estar debidamente rotulados.

ART. 473.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

ART. 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.

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, aun 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 periodo en que se encuentre suspendido el contrato energía eléctrica, se procederá conforme a lo dispuesto en el Artículo 125 de la Ley General de Electricidad.

ART. 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.

ART. 481.- (Modificado por Decreto 494-07) 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

(206) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 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".

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.

ART. 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.

ART. 484.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 la fecha de terminación del contrato.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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.

ART. 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 dada 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.

ART. 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.

ART. 490.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 Débito o Crédito correspondiente y reflejar el débito o crédito en la primera factura que emita con

(209) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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, esta 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.

ART. 491.- (Modificado por Decreto 494-07) 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)

**(210) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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 calculo 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.

ART. 492.- (Modificado por Decreto 494-07) 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.

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.

ART. 493.- (Modificado por Decreto 494-07) 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,

(212) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 494.- (Modificado por Decreto 494-07) 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 esta, 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 esté 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) 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 la verificación de los mismos.

Párrafo III: En caso de que en el punto donde se pretende realizar la desconexión existan Clientes o Usuario 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

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,
- c) La formulación precisa de los cargos, con expresión del plazo que tiene el inculpaado 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.

ART. 501.-.- 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.

ART. 502.- 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.

ART. 503.- 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.

ART. 504.- 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.

ART. 505.- 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.

ART. 506.- Sin perjuicio del derecho de recurrir directamente ante el Tribunal Contencioso Administrativo 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 su 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 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

(218) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 507.- 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.

ART. 508.- 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.

ART. 509.- 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.

ART. 510.- 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 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

(219) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 514.- 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.

ART. 515.- En lo posible, la conformación del tribunal será multidisciplinaria y los árbitros deberán contar con vasta experiencia en el tema tarifario, elegidos de la respectiva nómina de profesionales registrados en la SIE, según el orden de inscripción en la misma.

ART. 516.- 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.

ART. 517.- 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.

ART. 518.- Los honorarios de dicho tribunal arbitral serán fijados por el Superintendente y estarán a cargo de las Empresas Eléctricas.

ART. 519.- El procedimiento de actuación de dicho tribunal arbitral será establecido por la CNE.

TITULO XIII DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ART. 520.- 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.

ART. 521.- 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.

ART. 522.- 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 125-01, asignados al incentivo de la energía producida a través de medios no convencionales o recursos renovables.

ART. 523.- 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

(223) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)**

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

Generación, el actual representante del bloque de Empresas de Distribución y las personas que el Administrador General de la CDE 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.

Así mismo 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.

ART. 524.- 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 OC. **(Modificado por el Artículo 30 del Decreto 749-02:** Se otorga un plazo de sesenta (60) días adicionales al establecido por el Artículo 530 a los agentes del MEM para constituir el OC).

ART. 525.- 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.

ART. 526.- 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.

ART. 527.- 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.

ART. 528.- Mientras el OC no cuente con el Sistema de Recolección Centralizado del Sistema de Medición

(224) Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)
(Modificada por la Ley (No. 186-07)

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

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.

ART. 529.- 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.

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.

ART. 530.- 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).

ART. 531.- 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.

ART. 532.- 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.

ART. 533.- 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.

ART. 534.- La implementación y aplicación del procedimiento para la Valorización de la Energía Reactiva estará sujeta a la implementación del Sistema de Medición Comercial (SMC).

ART. 535.- 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.

ART. 536.- 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.

ART. 537.- 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.

ART. 538.- 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.

ART. 539.- 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.

ART. 540.- 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)

(228) **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (No. 125-01)**
(Modificada por la Ley (No. 186-07))

Dictado mediante Decreto No. 555-02, modificado a su vez, por el Decreto No. 749-02,
modificado a su vez, por el Decreto No. 494-07.

