

Esta normativa fue aprobada por la Junta Directiva mediante acuerdo 01-10-2014, publicada en La Gaceta N° 69 del 8 de abril de 2014.

Modificaciones:

Mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

**“Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”
(AR-NT-POASEN)**

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.

Su aplicación es obligatoria, en lo que les corresponda, para todos los interesados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y abonado-productor, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 2. Propósito

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:

- a) Satisfacción de la demanda de energía
- b) Acceso.
- c) Expansión.
- d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).
- e) Topología.
- f) Desempeño de la red de transmisión nacional.
- g) Desempeño del parque de generación nacional.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 3. Definiciones

Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así:

Abonado: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Abonado en alta tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.

Abonado en baja tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en baja tensión.

Abonado en media tensión: Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en media tensión.

Abonado productor o Productor consumidor: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que además produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.

Este término fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Alta tensión (abreviatura AT): nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230 kV.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Arranque en negro: Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa, es decir, cuando la barra de media tensión a la que se conecta el generador se encuentra sin energía (no tiene alimentación externa para el servicio propio)

Área de distribución eléctrica: Área territorial, dentro del área de concesión administrativa en la cual la empresa distribuidora posee redes de distribución eléctrica.

Autoridad Reguladora: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Calidad del suministro eléctrico: Comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.

Cargabilidad: Medida de la utilización de un elemento o sistema con respecto a su capacidad nominal, máxima u otra.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Condición normal: Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.

Condición o estado de emergencia: Estado cuando un sistema de potencia no se encuentra operando dentro de sus parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles.

Confiabilidad: Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a una área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

Contingencia: Es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del Sistema Eléctrico Nacional, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.

Continuidad del suministro eléctrico: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.

Contrato de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Condición de operación aceptable de estado estable: Condición de un sistema de potencia en el cual, tras una contingencia, sus parámetros de tensión y frecuencia se encuentran iguales o por encima de los límites tolerables, tanto si se opera íntegramente o en islas.

Criterio de estabilidad de estado estacionario: Un sistema de potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de una pequeña perturbación o disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.

Criterio de estabilidad transitoria: Un sistema de potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.

Criterios de seguridad operativa: Conjunto de definiciones y reglas nacionales y regionales que establecen cómo se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

Criticidad de un elemento del SEN: Un elemento del SEN presenta criticidad si ante su desconexión (sea programada o forzada) se pueden presentar condiciones de operación del SEN fuera de los parámetros establecidos por esta norma.

Déficit de potencia o energía: Condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia o energía para satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Disponibilidad: Condición de un elemento o sistema para estar en situación de cumplir con su función requerida en un instante o durante un intervalo dado.

Empresa de transmisión: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de transmisión.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Empresa generadora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

Cualquier energía que es generada en un corto periodo de tiempo y obtenida directamente del Sol (Solar Térmica, Fotoquímica o Fotoeléctrica), indirectamente del Sol (como el viento, hidroeléctrica, fotosintética obtenida de la biomasa, incluyendo el biogás y la conversión por plasma) o por algún otro movimiento natural y mecanismos del ambiente (como geotérmica o de mareas). Las energías renovables no incluyen las derivadas de combustibles fósiles, de desechos de combustibles fósiles o de desechos de origen inorgánico.

Estado operativo de emergencia: Cualquier condición anormal de operación del SEN que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Situación en la que no se puede satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Estatismo: Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de un generador.

Falla: Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo, expresada en Hertz (Hz).

Fuentes de energía renovable: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.

Este artículo fue incluido mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Función de transmisión: Trasiego, transferencia o transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de transformación o retiro sin que haya distribución intermedia.

Generador: empresa generadora de energía eléctrica.

Generador privado: Empresa de capital privado o persona física que se dedica a generar energía eléctrica para su venta a una empresa que brinda el servicio público de electricidad en la etapa de distribución.

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Indisponibilidad de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.

Indisponibilidad forzada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Indisponibilidad programada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento preventivo debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.

Indisponibilidad restrictiva de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a condiciones restrictivas del sistema de transmisión o distribución nacional.

Indisponibilidad: Condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.

Interesado: Persona física o jurídica que gestiona la interconexión y operación en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Línea de distribución: Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.

Línea de transmisión: Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para transportar electricidad a alta tensión, entre dos nodos de un sistema de potencia eléctrica.

Media tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Norma técnica: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Normativa nacional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Normativa regional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria emitida por la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE).

Operación integrada: Es la forma de operación de un sistema de potencia en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda, cumpliendo con los criterios adoptados de seguridad, confiabilidad, calidad y despacho económico.

Operación restrictiva: Condición de un elemento o sistema en la cual éste es operado o utilizado en condiciones limitadas con respecto a su capacidad o funcionalidad, como consecuencia de limitaciones técnicas ajenas a él.

Operación segura: Condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe la posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.

Operador del Sistema: Unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Este término fue incluido mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Participantes/agentes del SEN: Participantes de la industria eléctrica: Empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión.

Perturbación: La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Planta de generación. Central eléctrica: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

Potencia de falla: Es la potencia dejada de generar en una unidad de generación debido a situaciones ajenas a su operación.

Punto de conexión: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Punto de entrega o Punto de acople común: El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores que se conectan a la red de baja tensión el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

Punto de Medición: El punto de medición es nodo de la red de transmisión o distribución donde instala el sistema de medición.

Racionamiento eléctrico: Condiciones de explotación del sistema eléctrico nacional, en las cuales, no es posible satisfacer, momento a momento y en forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o a condiciones de seguridad operativa del SEN. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Red de transmisión eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.

Red de transmisión nacional: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Red nacional de distribución eléctrica: La conformada por las líneas de distribución eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Regulación primaria de frecuencia: Variación automática de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema al ocurrir desbalances carga-generación.

Regulación secundaria de frecuencia: Es el ajuste fino que ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación y los intercambios de potencia entre áreas de control.

Reserva de regulación secundaria para subir potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa hasta el límite técnico máximo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva de regulación secundaria para bajar potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para reducir su potencia activa hasta el límite técnico mínimo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva fría: Sumatoria de la potencia nominal (o efectiva) de las unidades que pueden arrancar, sincronizarse y llegar a plena carga en menos de 15 minutos

Reserva rodante: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa de los generadores en línea cuyos gobernadores responden automáticamente ante los cambios de la frecuencia.

Seguridad operativa: Aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de que pueda soportar los tipos de contingencias consideradas en los criterios de seguridad operativa, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Sistema de medición: Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira de un nodo del Sistema Eléctrico Nacional.

Sistema de protección: Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Subestación: Parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra y cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.

Transmisión: Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

Usuario en alta tensión: Persona física o jurídica conectado al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.

Usuario: Persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente.

Este término fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 4. Acrónimos

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

COOPEALFARO: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R.L.

COOPEGUANACASTE: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L.

COOPELESCA: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L.

COOPESANTOS: Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, R.L.

CRIE: Comisión Regional de Integración Eléctrica.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, S.A.

MER: Mercado Eléctrico Regional.

SCADA/EMS: Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System, por sus siglas en inglés (Control de Supervisión y Adquisición de Datos/Sistema de Administración de Energía).

TDA: Tasa total de distorsión armónica de tensión.

Abreviaturas:

Hz: Hertz: Unidad de frecuencia.

kV: Kilovoltios. Unidad equivalente a mil voltios

kVA: Kilovoltio-amperio. Unidad de medida de la potencia aparente equivalente a mil voltio - amperios.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL SEN

Artículo 5. Frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional

La frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional será 60 Hz. Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro

del rango de $(60 \pm 1.65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de “ σ ” será de 0,03 Hz. Las tolerancias y variaciones de operación ante contingencias están definidas en el artículo 11 y lo establecido en el Reglamento del Mercado Regional; así como en la normativa específica que llegue a emitir la Autoridad Reguladora en el ejercicio de sus competencias.

Artículo 6. Tensiones del Sistema Eléctrico Nacional

Las tensiones en el ámbito de transmisión y distribución en media tensión del Sistema Eléctrico Nacional, así como los correspondientes límites de variación tolerables, se establecen en la tabla N° 1.

**Tabla N° 1.
Tensiones Nominales del SEN.
Valores en Kilovoltios (kV)**

Sistema de Transmisión		
Tensión Nominal (rms)	Límites de variación normales ($\pm 5\%$)	Límites de variación tolerables ($\pm 10\%$)
230,00	218,50–241,50	207,00–253,00
138,00	131,10– 144,90	124,20 – 151,80
Sistema de Distribución		
69,00	65,55– 72,45	62,10 – 75,90
34,50	32,78-36,23	31,05-37,95
24,94	23,69-26,19	22,45-27,43
13,80	13,11-14,49	12,42-15,18
13,20	12,54-13,86	11,88-14,52
4,16	3,95-4,37	3,74-4,58

En condiciones normales de operación, se deberá mantener la tensión del Sistema Eléctrico Nacional dentro de los límites de variación normales y en condiciones de emergencia operativa, dentro de los límites de variación tolerables (límites de seguridad), indicados en la Tabla N° 1.

CAPITULO III

PLANEAMIENTO DE LA OPERACIÓN DEL SEN

Artículo 7. Operación del Sistema Eléctrico Nacional

La operación del Sistema Eléctrico Nacional es responsabilidad del Operador del Sistema, el cual deberá de ajustarse a los requerimientos de calidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en las regulaciones nacionales y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Para tales efectos de conformidad con el artículo 10 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a través del Órgano Administrativo que designe o cree para el efecto, realizar las funciones de Operador del Sistema y Operador del Mercado.

Artículo 8. Principio de planeación

La planeación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, será responsabilidad del Operador del Sistema, la cual se hará de forma integrada con la información técnica que de manera obligatoria deben suministrarle las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión y tendrá como objetivos fundamentales los siguientes:

- a. Satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica al costo óptimo, bajo un horizonte de planificación a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), utilizando al máximo los recursos nacionales, sin detrimento de aprovechar las ventajas económicas que pueda ofrecer el Mercado Eléctrico de América Central.
- b. Minimizar los costos de operación y mantenimiento de SEN.
- c. Maximizar la generación a partir de fuentes renovables.
- d. Minimizar la generación térmica a partir de derivados del petróleo.
- e. Mantener los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad definidos en la presente norma técnica y en otras que emita la Autoridad Reguladora para las actividades de generación y transporte y en concordancia con la reglamentación del Mercado Eléctrico de América Central.
- f. Coadyuvar al cumplimiento de las normas referentes a la calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución.

La frecuencia de actualización del planeamiento operativo será anual, pudiéndose actualizar más frecuentemente si las circunstancias lo ameritan. El Operador del Sistema definirá la información y plazos con que las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión, deberán suministrarla para la debida planeación de la operación integrada.

Artículo 9 Estrategia de planeación

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema debe desarrollar una estrategia de planeación que involucre metas a corto y mediano plazo (de cero a cinco años, con una resolución máxima de un mes), tomando en cuenta para ello y según corresponda:

- a. La planificación del desarrollo de la infraestructura eléctrica del SEN.
- b. El crecimiento de la demanda de potencia y energía.
- c. Las pérdidas de transmisión.
- d. La hidrología de las diferentes plantas hidroeléctricas y sus niveles mínimos y máximos operativos de sus embalses.
- e. La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el mediano plazo y los de regulación semanal, diaria y horaria en el mediano y corto plazo.
- f. La estacionalidad del recurso hidroeléctrico, eólico, solar y de biomasa.
- g. Los indicadores de indisponibilidad histórica e indisponibilidad de corto plazo del parque de generación nacional.
- h. Los costos de combustible y lubricantes de las unidades térmicas.
- i. La eficiencia y rendimiento de las unidades térmicas
- j. Los costos de operación y mantenimiento del parque de generación nacional y de la infraestructura de transporte.
- k. Las restricciones eléctricas, contractuales y operativas de los componentes del SEN, entre otros.

Artículo 10. Criterios técnicos adicionales

Se establecen como criterios técnicos adicionales, a considerar en el planeamiento de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, los siguientes:

- a. En estado estacionario, las tensiones en las barras en alta y media tensión de las subestaciones no deben sobrepasar los valores límites tolerables indicados en el artículo 6.
- b. Se optimizará la máxima transferencia por las líneas de transmisión tomando en cuenta el límite térmico intrínseco de los conductores, el límite de transmisión por regulación de tensión y el límite por estabilidad transitoria y de pequeña señal y el límite por claros mínimos. No obstante, todas las líneas deben estar cargadas debajo del 85% de la capacidad térmica nominal, pudiendo el operador del sistema superar este grado de cargabilidad siempre y cuando no vaya en contra de los principios de calidad y seguridad operativa regional y nacional y de la integridad de los elementos de la red. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las líneas se ajustará a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13. Adicionalmente, tanto el ICE como el Operador del sistema deberán verificar continuamente la cargabilidad de las líneas de transmisión debiéndose tomar acciones para reforzar la capacidad de las líneas de transmisión cuando deban operarse las mismas con cargabilidad superior al 85% durante más del 6 000 horas al año.
- c. No se permitirán sobrecargas permanentes. En la operación diaria o a corto plazo (1 año) se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo con la duración de la misma, sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir en forma significativa su vida útil.
- d. Para la coordinación de protecciones, determinación del esquema de baja/sobre frecuencia, determinación de cargabilidad de líneas y sobrecarga de componentes del SEN, el Operador del Sistema debe efectuar los correspondientes análisis del sistema en estado estacionario y transitorio (corto circuito, flujos de carga convencional y estabilidad transitoria y de pequeña señal).
- e. Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transporte, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es eliminada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento fallado, el sistema debe conservar la estabilidad.
- f. Bajo una salida de operación de un componente (un generador, una línea de transmisión, un interruptor, etc.) del SEN, el sistema debe conservar la estabilidad.
- g. En el caso de producirse redes o subsistemas eléctricos aislados (islas) después de un evento, en cada red o subsistema eléctrico, deberán cumplirse los criterios de calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y demás normas emitidas por la Autoridad Reguladora en relación con la calidad y continuidad del suministro eléctrico, considerando la instalación de esquemas suplementarios de protección que permitan su operación con condiciones de calidad en el suministro eléctrico.
- h. De presentarse oscilaciones de potencia, se debe velar porque las mismas no excedan más de un 5% de la capacidad nominal de cada unidad de generación sincronizada al SEN.

- i. No deben existir desbalances de corriente en los puntos de entrega a empresas distribuidoras o a abonados o usuarios en alta y media tensión, que produzcan desbalances en la tensión superiores al 3 %. Mantener el desbalance permisible en la corriente es responsabilidad de las empresas distribuidoras y de los abonados y usuarios en alta y media tensión.

Artículo 11. Desconexión de carga por baja frecuencia

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en la red será implementado de acuerdo con los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados por el Operador del Sistema y coordinados con los participantes del negocio eléctrico (generadores, transmisores, distribuidores y abonados o usuarios en alta tensión). El rango de variación, conformado por varias etapas, que se elija para dicho esquema, debe ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente y por lo menos una vez al año. También se debe tomar en cuenta lo relativo a la reserva rodante para evitar la desconexión parcial de cargas en la primera etapa de operación de este esquema. En ese sentido el Sistema Eléctrico Nacional debe operarse en todo momento con una reserva rodante mínima que defina el Operador del Sistema en términos de la calidad y seguridad operativa del SEN y en concordancia con lo establecido en la reglamentación regional.

Asimismo, en relación con las interconexiones regionales, tienen obligación de operar dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño que establece la normativa regional, siempre y cuando la misma contemple especificaciones superiores a la nacional.

El esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia del SEN, se diseñará con los criterios siguientes:

- a. El disparo de la unidad de generación de mayor capacidad del sistema, no debe activar la primera etapa de desconexión.
- b. Se determinará para cada empresa el número de etapas a implementar y su correspondiente temporización.
- c. En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57,5 Hertz.
- d. En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58,5 Hertz.
- e. Después de 50 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de desconexión automática de carga.
- f. Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobre- frecuencia.
- g. Cada empresa distribuidora y abonado o usuario a alta tensión debe habilitar su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SEN pueda soportar la salida de las mayores plantas de generación y evitar así, en lo posible, colapsos totales.

- h. Se determinará para cada empresa distribuidora el número de etapas a implementar, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y su correspondiente temporización.
- i. Siempre que sea técnicamente factible, la selección de la carga a desconectar se efectuará en aras de optimizar la continuidad del suministro eléctrico en el Área Metropolitana y en centros de población con características comerciales, industriales y gubernamentales importantes y en centros hospitalarios.
- j. En el caso de operación del SEN en islas, se deberá considerar la instalación de esquemas suplementarios de protección que permitan su operación con condiciones de calidad en el suministro eléctrico, acordes con esta disposición y otras emitidas por la Autoridad Reguladora.
- k. El ajuste de frecuencia del esquema debe indicar la frecuencia mínima y máxima de actuación, el paso de frecuencia entre las diferentes etapas y el tiempo de actuación en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador – interruptor a cada etapa.

El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año si el Operador del Sistema determina que hay situaciones o condiciones que así lo requieran.

La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo, excepto que lo anterior sea debidamente justificado ante el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema informará a cada usuario del sistema de transmisión, el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, según le corresponda, con la siguiente información:

- a. Magnitud y ubicación de la carga a desconectar.
- b. Frecuencia de inicio de disparo.
- c. Frecuencia final de disparo.
- d. Número de pasos o etapas del esquema.
- e. Velocidad de los interruptores de potencia.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación

El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad y será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional, con potencias mayores a 1 MW.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 13. Criterios de seguridad operativa y planificación

Los criterios de seguridad con que se deberá de operar y planificar el Sistema Eléctrico Nacional, se muestran en la Tabla N° 2 (Anexo A de esta norma).

Artículo 14. Traslado de información

Todas las empresas participantes en la industria eléctrica nacional, tienen la obligación de suministrar al Operador del Sistema, de acuerdo con los procedimientos que éste proponga y apruebe la Autoridad Reguladora, toda la información necesaria para la debida operación y la planeación de la operación del SEN, de conformidad con esta normativa y la normativa regional.

CAPÍTULO IV

COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SEN

Artículo 15. Responsabilidades

Es responsabilidad del Operador del Sistema, supervisar en tiempo real como mínimo: el estado de los interruptores, las tensiones en barras del sistema de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y los transformadores, los intercambios regionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades de generación con potencia superior a 1 MW y la frecuencia del SEN y en general de cada nodo del SEN de extracción o inyección con una tensión de operación igual o superior a 13,8 kV. Adicionalmente, es responsable de coordinar las acciones para garantizar la confiabilidad, seguridad, calidad y desempeño de la operación del SEN.

El ICE y los participantes del SEN, serán responsables de instalar y mantener la correcta operación del equipamiento de su propiedad necesario para la supervisión de la red de transmisión y del parque de generación nacional.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 16. Coordinación de maniobras

Para la debida operación del SEN, el Operador del Sistema deberá coordinar las maniobras que en él se efectúen, con las empresas de transmisión, generación y distribución. Por tanto cada una de esas empresas es responsable de definir la secuencia de las maniobras con los equipos bajo su cobertura, de las cuales informará al Operador del Sistema.

Artículo 17. Mantenimiento del SEN

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los generadores conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior; además de los elementos de la red de transmisión. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria

Todas las plantas del sistema con potencias superiores a 1 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.

De igual forma todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos del SEN que establezca el Operador del Sistema.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 19. Control de tensión

Las tensiones requeridas en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados del planeamiento operativo del SEN, en concordancia con lo que señala el artículo 24.

Todas las plantas del SEN están en la obligación de participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con la curva de capacidad de sus unidades. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establecerá de acuerdo con los análisis eléctricos de estado estacionario realizados por el Operador del Sistema, para las diferentes condiciones de demanda.

CAPÍTULO V

EXPANSIÓN Y DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Artículo 20. Principio de expansión

La planeación de la expansión del SEN es responsabilidad del ICE, quien deberá hacerlo bajo un contexto de coordinación con el Operador del Sistema y las empresas distribuidoras con horizontes a corto, mediano y largo plazo (1, 5 y 10 años respectivamente), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad operativa establecidos en esta norma, en otras emitidas por la Autoridad Reguladora y en las de carácter regional.

Artículo 21. Expansión de la transmisión

Para efectuar el planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional en lo concerniente a la red de transmisión, se considerarán elementos de planeación aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio del SEN. El ICE definirá índices de confiabilidad que permitan medir la calidad y seguridad del SEN y se efectuarán los proyectos necesarios para el mejoramiento de los mismos. Estos estudios serán de carácter público de conformidad con lo establecido en el artículo 178.

Adicionalmente, deberá planearse una red de transmisión flexible, robusta y adaptada tecnológica y estructuralmente para incorporar la mayor cantidad de generación a partir de fuentes de energía renovables y disponer de un sistema de respaldo de transformación en subestaciones de transmisión y distribución, de manera tal que se garantice la satisfacción de la demanda.

Artículo 22. Expansión de la generación

En lo que respecta al planeamiento del Sistema Eléctrico Nacional referente a la generación, se considerará el máximo aprovechamiento de los recursos renovables, mediante una matriz energética diversificada que propicie la satisfacción de la demanda de energía independientemente de la estacionalidad climática, y con el mínimo costo, dentro de un plan con horizontes a corto, mediano y largo plazo.

Artículo 23. Generación térmica a base de derivados de petróleo

La incorporación y uso de generación térmica a base de derivados de petróleo deberá ser la menor posible, siempre y cuando permita minimizar el costo total del sistema de generación. Estas unidades térmicas, cuyo costo total (operación e inversión) es el óptimo para la matriz energética, se conectaran a un sistema de transmisión, robusto y flexible, que permita el transporte de la generación térmica de menor costo a los centros de carga del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 24. Tensión

El SEN se planeará de forma tal que, considerando todas las etapas de la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución), se garantice que la tensión en las barras en condiciones normales de operación, se encuentre en el rango de variación normal de $\pm 5\%$, de conformidad con el artículo 6.

Artículo 25. Tensiones Armónicas

El SEN se planeará y diseñará de forma tal que en condiciones normales, la forma de onda de tensión con respecto al contenido de armónicas y desbalances de fases, se regirá por la tabla siguiente:

Tabla N° 3
Distorsión máxima de tensión en el punto de interconexión.
Sin presencia de la carga del abonado
Porcentaje máximo

	$\leq 69 \text{ kV}$	69-161 kV	$> 161 \text{ kV}$
Armónica Individual	3.0	1.5	1.0
Total de distorsión armónica de tensión (TDA)	5.0	2.5	1.5

De igual forma se deberá considerar lo dispuesto en las normas: IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” e IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, más recientes.

Artículo 26. Desbalance de fases

La planeación y diseño del SEN se hará de forma tal que en condiciones normales de operación el desbalance de la tensión no exceda el 3%, en condiciones de ausencia de carga.

El desbalance de la tensión se expresa en términos porcentuales, calculado de la siguiente forma:

$$D = \frac{100x|\Delta m_{\acute{a}x}|}{V_{prom}}, \text{ donde:}$$

D = Porcentaje de desbalance (%)

$|\Delta m_{\acute{a}x}|$ = Valor absoluto de la mayor diferencia entre cualquiera de los valores de tensión fase a fase y el valor promedio de las tensiones fase a fase.

V_{prom} = Tensión promedio de las tres tensiones fase a fase.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 27. Seguridad

El SEN debe planearse y diseñarse en forma integrada (generación, transmisión y distribución), de manera que garantice el cumplimiento de las condiciones de calidad y seguridad establecidas en el artículo 13. Adicionalmente se requerirá que:

- a. Una vez despejada una falla, la tensión no permanezca por debajo del 80 % del valor nominal, por más de 700 milisegundos.
- b. No se produzcan valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hertz durante el régimen transitorio.
- c. No se den sobrecargas permanentes en líneas ni en transformadores.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 28. Confiabilidad

Para la evaluación de la confiabilidad del SEN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos a criterio del Operador del Sistema. No obstante lo anterior, en la planeación de cualquier elemento del SEN se debe considerar los criterios de seguridad establecidos en el artículo 13.

CAPÍTULO VI

ACCESO AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Artículo 29. Interconexión y libre acceso al SEN

El acceso al SEN es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN

En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema, salvo para plantas interconectadas a la red de distribución nacional, con potencias inferiores o iguales a 1 MW.

Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que, según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir.

En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.

De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución

Corresponden al Operador del Sistema, al ICE y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:

- a. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- b. Efectuar y comunicar los resultados al interesado, en un plazo máximo de 120 días naturales los estudios de la solicitud de conexión, incluyendo la revisión y aprobación por parte del Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 30.

- c. Formalizar el “Contrato de Conexión” que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.
- d. Verificar que el usuario cumpla con el “Contrato de Conexión”.
- e. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.

Corresponden al ICE, a las empresas de generación y distribución y a los usuarios en alta tensión:

- f. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de pago a los generadores con una potencia inferior a 1 MW.
- g. Mantener el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- h. Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios

Se establecen a los interesados en adquirir la condición de abonado en alta tensión o de generador las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- a. Pagar al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.
- b. Construir su instalación cumpliendo con las normas técnicas de diseño, construcción, montaje y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.
- c. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”, de previo a la firma del mismo.

Se establecen a los abonados y usuarios de alta tensión y generadores las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- d. Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.
- e. Mantener su instalación conforme a las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.
- f. Operar y mantener sus instalaciones y equipos conforme a los requisitos técnicos establecidos en esta norma y de los que de ella se deriven. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora, el generador, el abonado o usuario, según se convenga en el contrato de conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al plan de operación emitido por el ICE o la empresa distribuidora y aprobado por el Operador del Sistema.
- g. Dar un apropiado mantenimiento a los equipos e instalaciones de la conexión de manera tal, que se disponga de la máxima disponibilidad de la conexión.

- h. Instalar, operar y mantener los equipos de protección, interrupción, medición, telecomunicaciones, registrador de fallas, supervisión y control, según los requerimientos de la empresa de transmisión, de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema.
- i. Mantener el cumplimiento de las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”.
- j. Cancelar la energía que se consume en el punto de conexión de acuerdo con las tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para el nivel de tensión de la conexión y el nivel de consumo.
- k. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de este pago a los generadores con una potencia inferior a 1 MW.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el interesado podrá ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “Contrato de Conexión” (Capítulo VII de esta norma), y conforme con lo indicado en el inciso c) del artículo 32 de esta norma.

Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.

En el “Contrato de Conexión” se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión, así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.

La propiedad de los equipos que permitan el acceso del interesado al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del

interesado o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

CAPÍTULO VII

CONTRATO DE CONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Artículo 34. Contrato o convenio de conexión

Para el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, el interesado deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas que no podrán exceder lo dispuesto en la normativa vigente, bajo las cuales se regirá el diseño, adquisición, construcción, la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. El texto del contrato o convenio de conexión deberá ser revisado y avalado por el Operador del Sistema en el plazo que se establezcan en los procedimientos y protocolos que se aprueben por parte de la Autoridad Reguladora, conforme a lo dispuesto en el artículo 45 de esta norma técnica.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 35. Aspectos contractuales

El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.
- b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión a la empresa distribuidora o a los usuarios.
- c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:
 - i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas
 - ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora.

- v. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.
- d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora.
 - i. Determinación de los cargos a pagar por los usuarios, forma de facturación y pago.
 - ii. Frecuencia de revisión de los cargos.
 - iii. Información que el interesado debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.
- e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.
- f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:
 - i. Del inmueble.
 - ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.
 - iii. En los circuitos de protecciones.
 - iv. En los circuitos de sincronización.
 - v. En los circuitos de control.
 - vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
 - vii. En telecomunicaciones y telecontrol.
 - viii. En los circuitos de medida y teled medida.
 - ix. En el sistema contra incendio.
 - x. Otros aspectos que sean necesarios especificar.
- g. De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.
- h. Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- i. Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- j. Los servicios prestados entre las partes tales como:
 - i. La operación.
 - ii. El mantenimiento.
 - iii. Las comunicaciones.
 - iv. Los servicios auxiliares.
 - v. El suministro eléctrico para servicios propios.
 - vi. Préstamo o arriendo de equipo
 - vii. Servicios de supervisión, medición e información.

- k. Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- l. Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.
- m. Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.
- n. Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.
- o. Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.
- p. Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.
- q. Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 36. Procedimiento de la conexión

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.

El Operador del Sistema, en coordinación con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, es el responsable de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para interesados en conectarse a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

CAPÍTULO VIII

TOPOLOGÍA Y REQUISITOS TÉCNICOS DE LAS CONEXIONES AL SEN

Artículo 37. Principio del desarrollo topológico del SEN

Con el fin de maximizar la calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, la configuración topológica del Sistema Eléctrico Nacional debe desarrollarse de manera integral, ordenada y acorde con su propio crecimiento, al aumento de la demanda de energía y potencia, a los requisitos tecnológicos de los usuarios y en armonía con el medio ambiente, de tal forma que se

asegure su flexibilidad operativa y una estructura simple, pero adaptable a las condiciones actuales y futuras del país. En ese sentido debe potencializarse la configuración anillada de la red de transmisión y la redundancia de alimentación a los principales centros de carga, siempre y cuando, en este último caso, las obras cuenten con las justificaciones técnicas y económicas.

Artículo 38. Requisitos técnicos de las conexiones

En este apartado se presentan los requisitos técnicos generales que deben cumplir todas las instalaciones y equipos del ICE, de las empresas de transmisión, de las empresas generadoras, de las empresas distribuidoras y de los abonados y usuarios en alta tensión, en las interconexiones al SEN. Los requisitos técnicos particulares de la conexión de empresas generadoras y de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión se establecen en los artículos 39 y 42 respectivamente.

A. Subestaciones

La configuración de una nueva subestación o de la conexión a una subestación existente, debe ser tal que, como mínimo permita efectuar el mantenimiento al equipo de interrupción de cualquier circuito de la subestación, sin interrumpir la continuidad del flujo de energía para los usuarios y que permita la discriminación de propiedad entre el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el usuario para efectos de operación y mantenimiento.

Los interruptores de potencia, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de potencia, transformadores de instrumento, reactores, pararrayos, equipo de neutro, condensadores, trampas de onda, acoplamientos de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el sitio de conexión usuario – ICE o empresa de transmisión o empresa distribuidora, deben cumplir con las normas aplicables, en el momento de su diseño.

a. Selección de la configuración

La configuración de subestaciones debe seleccionarse asegurando que se mantenga la flexibilidad operativa, la seguridad, la confiabilidad y la disponibilidad existente en el SEN; por tanto se debe cumplir con lo siguiente:

- i. No se permitirá la configuración de “Barra Sencilla” debido a su baja flexibilidad y confiabilidad en la red de transmisión nacional. La configuración de “Barra Sencilla”, quedará supeditada, para el servicio a las empresas de distribución, a que se demuestre el respaldo de la carga en caso de contingencia a través de la interconexión con otras subestaciones en cumplimiento del punto iv siguiente. Así mismo se podrá aceptar una configuración de barra sencilla cuando en ella converja una única línea de transmisión con un único generador en su extremo.
- ii. En subestaciones existentes con una configuración de barra sencilla, debe incluirse seccionamiento de la barra si los estudios técnicos y económicos así lo justifican. En barras a media tensión, pueden considerarse los aspectos de segmentación de usuarios y condiciones de calidad si los estudios técnicos y económicos lo justifican.

- iii. En subestaciones compartidas por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa de distribución y el usuario se debe dar preferencia a las configuraciones que faciliten los límites de propiedad y de responsabilidad en operación y mantenimiento.
- iv. La configuración óptima de la subestación debe ser obtenida a partir de los estudios técnicos y económicos que demuestren la maximización de la confiabilidad y calidad del servicio.

b. Localización

Se debe seleccionar la mejor localización considerando, entre otros, los aspectos siguientes:

- i. Disponibilidad de área.
- ii. Futuras ampliaciones.
- iii. Potencial de explotación energética de la zona.
- iv. Accesos.
- v. Necesidad de construir variantes de línea.
- vi. Topografía y características geológicas.
- vii. Contaminación.
- viii. Aspectos ambientales.

c. Línea de Transmisión para acometida al SEN

Por confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional no se permiten conexiones en “T” en la red de transmisión nacional.

d. Calidad

Se debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que el equipamiento conectado al SEN cumple con los requisitos por contenidos de armónicas establecidos en el artículo 25 y con los de desbalance de fases y fluctuaciones de tensión.

e. Tensión y frecuencia

Se debe cumplir en el punto de conexión con las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en los artículos 6 y 5 de esta norma según corresponda.

f. Sistema de puesta a tierra

Las conexiones al SEN deben contar con un sistema de puesta a tierra de conformidad con lo que establezca el ICE o la empresa distribuidora según corresponda.

g. Parpadeo de tensión

Las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, con una carga variable directamente conectada al sistema de transmisión, no deben exceder los valores recomendados por la norma IEEE 1453 “IEEE Recommended Practice--Adoption of IEC 61000-4-15:2010, Electromagnetic compatibility (EMC)--Testing and measurement techniques--Flickermeter--Functional and design

specifications”, en su versión más reciente. También debe considerarse en caso de excepción la aplicación de las normas internacionales: IEC-1000-3-7 “Electromagnetic compatibility (EMC). Limits Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems”, e IEC-868 “Flickermeter. Functional and design specifications”, en sus versiones más recientes.

Artículo 39. Requisitos técnicos para la conexión de generadores al SEN

a. Equipo de interrupción

Toda conexión entre un Generador y el SEN debe ser a través de interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora brindarán al usuario, en un plazo no mayor a 120 días naturales contados a partir del día siguiente a la formulación de la petitoria y como parte del estudio de conexión (artículo 30), la información necesaria de valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transporte o de distribución en el punto de conexión.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

b. Equipo de protección

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de transmisión deben cumplir con los requisitos que el ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN por fallas en los circuitos propiedad de los generadores.

El ICE o la empresa de transmisión y el Operador del Sistema brindarán al Generador los tiempos de despeje de las protecciones primarias y de respaldo por fallas en los equipos del Generador conectados directamente al sistema de transmisión y por fallas en los equipos del ICE o de la empresa de transmisión conectados directamente al equipo del Generador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia. El Operador del Sistema especificará para las plantas de generación renovables no convencionales, mayores de 1 MW, los requisitos mínimos requeridos para soportar huecos de tensión en la red de transmisión sin la desconexión de éstos del SEN, con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

A criterio del ICE y del Operador del Sistema, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores locales o remotos, que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable después de detectada la condición de falla de interruptor.

Adicionalmente y siempre a criterio del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema, el Generador deberá proveer las protecciones que minimizan el impacto de fallas sobre el SEN siguientes:

- i. Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del SEN.
- ii. Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el plan de operación y el artículo 12 de esta norma.

Los sistemas de protección deberán contar con equipos de respaldo para garantizar la integridad de los esquemas de protección y deberán ser adecuadamente coordinados, según los requerimientos del ICE o de la empresa de transmisión y del Operador del Sistema y además instalados de común acuerdo con el ICE.

De igual forma, las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al sistema de distribución deben cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora y el Operador del Sistema establezcan para reducir a un mínimo el impacto en el SEN y en la red de distribución por fallas en los circuitos de propiedad de los generadores.

c. Equipo de medición comercial

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario en el punto de conexión para llevar la información que se requiera de medición y registro de potencia, y de calidad, para efectos tarifarios, de conformidad con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos” y con el Sistema de Medición Comercial Regional, según corresponda.

d. Equipos de telecomunicaciones

Para asegurar el correcto control operativo entre el Generador y el Operador del Sistema, según se consigne en el Contrato de Conexión y a criterio del Operador del Sistema establecidos en protocolos aprobados por la Autoridad Reguladora, se deben establecer uno o varios de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- i. Servicio de telefonía operativa.
- ii. Teleprotección.
- iii. Servicio de comunicación de emergencia (estación base de la red móvil del ICE, red pública conmutable, telefonía celular) que dé respaldo en los casos de colapso de la telefonía operativa.
- iv. Servicio de telefax

Además de los anteriores servicios y siempre a criterio del Operador del Sistema y del ICE, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información desde el punto de conexión a la red de transmisión siguiente:

- i. Datos generados por el equipo de supervisión y control, según inciso f) de este artículo.
- ii. Datos del equipo de registro de fallas, según inciso e) de este artículo.
- iii. Datos del equipo de medición comercial, según inciso c) de este artículo.

e. Equipo registrador de fallas

El Generador debe disponer de un sistema registrador de fallas que permita al Operador del Sistema, supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al SEN en el punto de conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas serán especificados por el Operador del Sistema en coordinación con el ICE.

f. Equipo de supervisión y control

El Generador debe contar con la infraestructura y equipo necesario para transmitir la información que se requiera para supervisión y control por parte del Operador del Sistema.

Artículo 40. Requisitos técnicos del generador

Como mínimo se establecen los requisitos siguientes:

a. Puesta a tierra del neutro

El sistema de puesta a tierra del grupo turbina – generador y de los devanados de alta tensión del transformador de cada unidad se establecerá por el ICE o la empresa distribuidora, mediante los requisitos que establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

b. Relés de frecuencia y tensión

Las unidades de generación deben contar con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el planeamiento operativo del SEN y en concordancia con lo indicado en los artículos 10 y 27.

c. Ajustes de protecciones

El ajuste de los relés del sistema de protección será coordinado (al momento de la puesta en servicio de la conexión y a futuro) con referencia al punto de conexión, para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla. Para la coordinación con otras protecciones de la red se utilizarán, según corresponda, los otros tipos de relé (por ejemplo de sobre corriente y sus tiempos, etc.). Los ajustes de protecciones deben de garantizar la selectividad, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El Generador realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del ICE o la empresa distribuidora y del Operador del Sistema. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el Generador ni por el ICE, ni por la empresa de transmisión, ni por la empresa distribuidora.

Artículo 41. Servicios auxiliares que el generador debe proveer

Todos los Generadores con unidades de generación superiores a 1 MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:

- i. Control de tensión y de suministro de potencia reactiva.
- ii. Control de frecuencia.
- iii. Estabilización de potencia.
- iv. Capacidad de arranque en condiciones de colapso total del SEN (arranque en negro)
- v. Potencia reactiva suministrada por compensadores sincrónicos o estáticos.
- vi. Reserva rodante.
- vii. Reserva fría.

Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme a la Ley 7593.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión al SEN

a. Equipo de interrupción

Toda conexión entre un abonado o un usuario en alta tensión y una empresa distribuidora y el SEN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE brindará a la empresa distribuidora y al abonado o usuario en alta tensión, los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transmisión, en puntos de conexión existentes y futuros.

b. Equipo y esquema de protección

Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas del ICE o de la empresa de transmisión, los sistemas de protección a instalarse deben de ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Los sistemas de protección a instalar por el abonado o usuario en alta tensión o por la empresa distribuidora, deberán ajustarse a los requerimientos del Operador del Sistema y del ICE.

c. Equipo de telecomunicaciones

Se aplica lo establecido en el artículo 39, inciso d.

d. Equipo de medición

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL, “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos” y con lo establecido en la reglamentación regional.

e. Equipo de registro de fallas

Aplica lo indicado en el artículo 39 inciso e).

f. Equipo de supervisión y control

Aplica lo estipulado en el artículo 39 inciso f).

g. Ajuste de protecciones

Los ajustes de protecciones que inciden sobre el comportamiento de la red de transmisión deben hacerse de manera integrada por el Operador del Sistema y el ICE o por la empresa de transmisión y ser comunicados a las empresas distribuidoras o abonados y usuarios en alta tensión. Cuando fuere necesario, los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al punto de conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Operador del Sistema las empresas trasmisoras, los abonados y usuarios en alta tensión y las empresas distribuidoras, deberán acordar los medios y la periodicidad y el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, mediante los procedimientos que el Operador del Sistema establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

h. Trabajos en el equipo de protección

Ningún sistema de protección (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio de los abonados o de los usuarios en alta tensión o de las empresas distribuidoras) puede ser intervenido o alterados por el personal de éstas, sin la anuencia de las empresas transmisoras y del Operador del Sistema.

i. Puesta a tierra del neutro

El abonado de alta tensión o la empresa distribuidora, implementarán los sistemas de puesta a tierra de sus instalaciones de conformidad con los lineamientos que establezca el ICE.

j. Relés de frecuencia

Cada abonado de alta tensión o empresa distribuidora, debe disponer la infraestructura y equipo necesario para la desconexión automática de carga por baja frecuencia de conformidad con lo indicado en el artículo 11.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

CAPÍTULO IX

RESPONSABILIDADES

Artículo 43. Calidad de la operación del SEN

Es responsabilidad del Operador del Sistema, en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), mantener la calidad del SEN en términos de la frecuencia, y la tensión dentro de los límites establecidos en esta norma.

El ICE, las empresas transmisoras y distribuidoras así como los abonados o los usuarios en alta tensión son responsables de mantener la calidad en la forma de onda y el desbalance de tensión conformidad con lo estipulado en esta norma.

Artículo 44. Disponibilidad, continuidad y seguridad

La disponibilidad, continuidad y seguridad del SEN, en aras de mantener su operación óptima, asegurar la selectividad de los sistemas de protección y la seguridad en la ejecución correcta de las maniobras ordenadas por el Operador del Sistema, son responsabilidad de las empresas generadoras, de las transmisoras, de las distribuidoras y de los abonados o de los usuarios en alta tensión.

Este artículo fue modificado mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

Artículo 45. Protocolos y procedimientos

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, debe en el plazo de un año, a partir de la puesta en vigencia de esta norma, proponer y mantener actualizados los protocolos y procedimientos establecidos en esta norma y los que consideren necesarios para equipar, desarrollar y operar al SEN dentro de los parámetros de calidad, seguridad y desempeño establecidos en esta norma y en la reglamentación regional, y someterlos a aprobación por parte de la Autoridad Reguladora:

Los protocolos y procedimientos deberán revisarse cuando las circunstancias lo ameriten. Los cambios deberán ser aprobados por la Autoridad Reguladora, de conformidad con los procedimientos que esta establezca.

Este artículo fue modificado mediante acuerdo 04-24-2015 de la sesión ordinaria N° 24 de la Junta Directiva de la ARESEP celebrada el 4 de junio de 2015.

CAPÍTULO X

DESEMPEÑO DE LA RED DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Artículo 46. Eventos. Identificación, registro y conteo

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE y de toda empresa de transmisión establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de su red de transmisión incluyendo la(s) causa(s) que dieron origen a los mismos.

Artículo 47. Integración de los sistemas de identificación y registro

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con las empresas de transmisión establecer y mantener un sistema informático que integre la información sobre la identificación, registro y conteo de todos los eventos asociados con la disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de la red de transmisión nacional. Para ello toda empresa de transmisión o que posea instalación que cumpla con la función de transmisión, está en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria conforme a los procedimientos que éste establezca y la Autoridad Reguladora apruebe.

Artículo 48. Naturaleza de los eventos

Para identificar los eventos asociados a la red de transmisión nacional se considerará lo siguiente:

- a. **Eventos propios:** Asociados a la operatividad propia del componente de la red de transmisión.
- b. **Eventos indirectos:** Los producidos en un componente de la red de transmisión, como consecuencia de un fallo operativo de otro componente de la red de transmisión o distribución, en forma particular, o a consecuencia de la operatividad de la red de transmisión en su conjunto.
- c. **Eventos programados:** Los planificados por la empresa eléctrica por actividades de mantenimiento preventivo, correctivo o por actividades de construcción o mejoramiento de la red de transmisión.
- d. **Eventos forzados:** Los no previstos debidos a fallas o razones de seguridad operativa sin considerar.

Artículo 49. Clasificación de las indisponibilidades

Las indisponibilidades se clasificarán así:

- a) Por su duración.

En función de la duración de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 4:

Tabla N° 4
Clasificación de las indisponibilidades por su duración

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a diez minutos
Prolongadas	Superior a diez minutos

- b) Por su origen

De acuerdo con el origen de las indisponibilidades, éstas se clasifican como se muestra en la Tabla N° 5:

Tabla N° 5
Clasificación de las indisponibilidades por su origen

Tipo de Indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzadas	Por falla de un componente ajeno a la línea de transmisión o por restricción operativa.
	Programadas	Eventos programados ajenos a la línea de transmisión.
Propias	Forzadas	Por falla o restricción operativa de la línea de transmisión.
	Programadas	Por eventos programados propios de la línea de transmisión

Serán “indisponibilidades indirectas” aquellas que se den como consecuencia de eventos indirectos y serán “indisponibilidades propias” aquellas que se den en el propio elemento de la red de transmisión.

Los periodos de tiempo en los cuales uno o varios elementos de la red de transmisión estén fuera de servicio por mejoras provenientes de la planificación a largo plazo no serán considerados para el cálculo de indisponibilidades.

Artículo 50. Caso fortuito y fuerza mayor

Para el registro y cómputo de los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y régimen de falla se excluirán los eventos suscitados por caso fortuito y fuerza mayor, que afecten de forma directa al elemento evaluado (línea de transmisión, subestación o equipo de transformación, etc.).

Artículo 51. Semestres operativos

Para la clasificación y determinación de los diferentes indicadores, se establecen los semestres operativos siguientes:

- a. **Semestre 1:** Comprendido del 1° de enero al 30 de junio, con una duración de 4 344 horas en año no bisiesto y 4 368 en año bisiesto.
- b. **Semestre 2:** Comprendido del 1° de julio al 31 de diciembre, con una duración de 4 416 horas en año bisiesto y no bisiesto.

Artículo 52. Indicadores de disponibilidad

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente de la red de transmisión nacional. Para su determinación se tomaran todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda, y son los estipulados en los artículos del 53 al 59.

Artículo 53. Disponibilidad de línea

El indicador mide el porcentaje semestral de la disponibilidad total de la línea de transmisión y se define como:

$$DISL = \left[\frac{HD}{HS} \right] * 100$$

En donde:

HD = Número de horas semestrales disponibles de la línea de transmisión.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 54. Disponibilidad global de líneas de transmisión nacional

El indicador muestra la disponibilidad global de las líneas de transmisión y se define como:

$$DISGL = \left[\frac{\sum_{i=1}^N EXTLT_i * HD_i}{HS * \sum_{i=1}^N EXTLT_i} \right] * 100$$

En donde:

- EXTLTi = Extensión de la línea de transmisión i en Km.
HDi = Número de horas disponible de la línea de transmisión.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.
N = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 55. Porcentaje de indisponibilidad forzada de una línea de transmisión

El indicador muestra el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible por eventos forzados, sean estos propios o indirectos y se define como:

$$IDIFL = \left[\frac{HIDLF}{HS} \right] * 100$$

En donde:

- HIDLF = Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos forzados, propios o indirectos.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 56. Indisponibilidad propia de una línea de transmisión

El indicador muestra el porcentaje de horas que una línea de transmisión estuvo indisponible debido a eventos propios, sean estos forzados o programados, y está definido por:

$$IDIPL = \left[\frac{HIDL P}{HS} \right] * 100$$

En donde:

- HIDL P = Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos propios, sean estos forzados o programados.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 57. Porcentaje de indisponibilidad indirecta de una línea de transmisión

Este indicador expresa el porcentaje de horas semestrales en que una línea de transmisión estuvo indisponible a consecuencia de eventos indirectos, sean programados o forzados, y está definido por:

$$IDIIL = \left[\frac{HIDLI}{HS} \right] * 100$$

En donde:

- HIDLI = Total de horas semestrales en que la línea estuvo indisponible por eventos indirectos,

sean estos forzados o programados.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Artículo 58. Frecuencia de indisponibilidad

Este indicador mide la frecuencia semestral con que se dan indisponibilidades en una línea de transmisión, sean forzadas o programadas, propias o indirectas.

$$FRIDI$$

En donde:

FRIDI = Número total de indisponibilidades semestrales de una línea de transmisión.

Artículo 59. Frecuencia de indisponibilidad forzada

Mide la frecuencia con que una línea de transmisión está indisponible por salidas forzadas, sean propias o indirectas.

$$FRIDIF$$

En donde:

FRIDIF = Número total de indisponibilidades forzadas semestrales de una línea de transmisión.

Artículo 60. Indicadores de cargabilidad

Los indicadores de cargabilidad miden el desempeño en la utilización de la capacidad de transporte del sistema de transmisión nacional y además brindan información relacionada con su planificación integral y son los estipulados en los artículos 61 al 69.

Artículo 61. Energía máxima transportable de una línea de transmisión

La energía máxima transportable semestralmente de una línea de transmisión corresponde al 85 % de su capacidad térmica nominal, por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXTR = 0,85 * CTNL * HS \text{ (MVA-Horas)}$$

En donde:

CTNL = Capacidad térmica nominal de la línea de transmisión en MVA.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

Para efectos de este cálculo, se tomará como capacidad térmica nominal, la potencia máxima que produzca una dilatación tal que no se supere los claros mínimos permitidos para la línea de transmisión.

Artículo 62. Factor de carga de una línea de transmisión

Este indicador refleja la utilización de una línea de transmisión en relación con su capacidad máxima de transporte de energía y se define por:

$$FCL = \frac{ESGE}{EMAXTR}$$

En donde:

ESGE = Energía semestral transportada por la línea de transmisión.
EMAXTR = Energía semestral máxima transportable.

Artículo 63. Porcentaje de restricción por seguridad operativa

Este indicador mide el porcentaje relativo de la energía no trasegada por una línea de transmisión, ante restricciones por seguridad operativa, con respecto a la energía máxima transportable y la energía semestral transportada. Se define como:

$$RESTSEGOP = \frac{EGRESTOP}{EMAXTR - ESGE} * 100$$

En donde:

EGRESTOP = Energía transportada semestralmente por una línea de transmisión operando en condiciones restrictivas por seguridad operativa.
EMAXTR = Energía semestral máxima transportable por la línea de transmisión.
ESGE = Energía semestral transportada por la línea de transmisión.

Artículo 64. Energía máxima transformable de una subestación

La energía máxima transformable semestral de una subestación corresponde al 120 % de la sumatoria de las capacidades térmicas nominales de los transformadores de la subestación, menos la capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad, por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXSUB = 1,20 * \left(\sum_{i=1}^N CT_i - CTM \right) * HS \text{ (MVA-Horas)}$$

En donde:

CT_i = Capacidad térmica nominal del transformador i, en MVA.
CTM = Capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad de la subestación, en MVA.
HS = Número de horas del semestre correspondiente.
N = Número de transformadores de potencia que conforman la subestación.

Para el cálculo de este índice se tomará en cuenta la capacidad de transformación para efectos de transporte de energía, sin considerar la transformación asociada a la actividad de distribución, salvo que a través de un circuito de distribución se esté inyectando generación.

Artículo 65. Factor de carga de una subestación

Este indicador refleja la utilización de una subestación con respecto a su capacidad máxima de transporte de energía y se define por:

$$FCSUB = \frac{ESTR}{EMAXSUB}$$

En donde:

ESTR = Energía semestral transportada por la subestación.
EMAXSUB = Energía semestral máxima transportable por la subestación.

Artículo 66. Factor de utilización de una subestación

Refleja la utilización de una subestación con respecto a su potencia máxima transportable y se define por:

$$FUSUB = \frac{DEMAXSUB}{CAPMAXSUB}$$

En donde:

DEMAXSUB = Demanda máxima semestral exigida a la subestación, en un periodo de integración de 10 minutos.
CAPMAXSUB = Capacidad máxima de la subestación, es igual al 85 % de la sumatoria de las capacidades térmicas nominales de los transformadores menos la capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad.

$$CAPMAXSUB = 0,85 \left(\sum_{i=1}^N CT_i - CTM \right)$$

En donde:

CT_i = Capacidad térmica nominal del transformador i, en MVA.
CTM = Capacidad térmica nominal del transformador de mayor capacidad de la subestación, en MVA.
N = Número de transformadores de potencia de la subestación.

Artículo 67. Factor de utilización de una línea de transmisión

Refleja la utilización de una línea de transmisión con respecto a su potencia máxima transportable y se define por:

$$FULT = \frac{DEMAXILT}{CTNL}$$

En donde:

DEMAXILT = Demanda máxima semestral registrada exigida a la línea de transmisión en un

CTNL = período de integración de 10 minutos.
 = Capacidad térmica nominal de la línea de transmisión en MVA.

Artículo 68. Tasa de operación en condición restrictiva

El indicador muestra la cantidad de veces en un semestre en que la línea de transmisión operó en condición restrictiva, sea por eventos forzados propios o impropios y se define por:

$$TOPREST$$

En donde:

TOPREST = Cantidad de ocasiones durante el semestre en que una línea trabajó en condición restrictiva.

Artículo 69. Duración promedio de la operación restrictiva

Este indicador muestra la duración promedio en que una línea de transmisión opera en condición restrictiva y se define por:

$$DPOPRESTL = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRESTL_i}{NOP}$$

En donde:

DOPRESTL_i = Duración en minutos de operación restrictiva de la línea de transmisión i.
 NOP = Número de operaciones restrictivas en el semestre evaluado.
 N = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 70. Indicadores de falla

Estos indicadores muestran la cantidad de fallas que se dan en una línea de transmisión o en los diferentes elementos de una subestación. Para su determinación se considerarán las fallas que causen indisponibilidades prolongadas y son los estipulados en los artículos 71 al 76.

Artículo 71. Tasa de falla propia de la red transmisión

El indicador muestra la cantidad de fallas propias semestrales por cada 100 km de línea y se define por:

$$TFLTP = \frac{\sum_{i=1}^N NFLTP_i}{\sum_{i=1}^N EXTLL_i} * 100$$

En donde:

NFLTP_i = Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i, por evento propio.
 EXTLL_i = Extensión de la línea de transmisión i en Km.
 N = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 72. Tasa de falla indirecta de la red de transmisión

El indicador refleja la cantidad de fallas indirectas semestrales por cada 100 km de línea y se define por:

$$TFLIND = \frac{\sum_{i=1}^N NFLT_i}{\sum_{i=1}^N EXTLI_i} * 100$$

En donde:

- $NFLT_i$ = Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i , por eventos indirectos.
 $EXTLI_i$ = Extensión de la línea de transmisión i en Km.
 N = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 73. Tasa de falla de transformador de potencia

El indicador muestra la potencia de falla semestral por cada 100 MVA de capacidad instalada y se define por:

$$TFP = \frac{\sum_{i=1}^N PFTP_i}{\sum_{i=1}^N CT_i} * 100$$

En donde:

- $PFTP_i$ = Potencia de falla (interrumpida) en el transformador de potencia i , en MVA.
 CT_i = Capacidad térmica nominal del transformador i , en MVA.
 N = Número de transformadores de potencia que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 74. Duración promedio de las fallas en las líneas de transmisión

Este indicador muestra la duración promedio de las fallas, durante un semestre, de las líneas de transmisión y se define por:

$$DPFLT = \frac{\sum_{i=1}^K DFLT_{i,j}}{N}$$

En donde:

- $DFLT_{i,j}$ = Duración en minutos de la falla i , en la línea de transmisión j .
 K = Número de fallas totales en el semestre evaluado.
 N = Número de líneas de transmisión que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 75. Duración promedio de las fallas en equipos de transformación

El indicador muestra la duración promedio de las fallas, en un semestre, de los transformadores que conforman la red de transmisión nacional y se define por:

$$DPFT = \frac{\sum_{i=1}^N DFT_{i,j}}{T}$$

En donde:

- $DFT_{i,j}$ = Duración en minutos de la falla i, en el equipo de transformación j.
N = Número de fallas totales en el semestre evaluado.
T = Número de transformadores que conforman la red de transmisión nacional.

Artículo 76. Rangos permisibles

Los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y de falla deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora, previa audiencia pública de conformidad con lo indicado en los artículos 25 y 36 inciso c) de la Ley 7593.

CAPÍTULO XI

DESEMPEÑO DEL PARQUE DE GENERACIÓN NACIONAL

Artículo 77. Eventos. Identificación, registro y conteo

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE y de toda empresa generadora, establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con los estados operativos, disponibilidad, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa de sus plantas generadoras con una capacidad igual o mayor que 5 MW.

Artículo 78. Sistema integral de registro y conteo

Es responsabilidad del Operador del Sistema en coordinación con el ICE, las empresas de distribución con generación propia y las empresas generadoras establecer y mantener un sistema de información que integre los datos sobre la identificación, registro y contabilidad de todos los eventos asociados con los estados operativos, predespacho diario, disponibilidad, programas de mantenimiento, cargabilidad, régimen de falla y seguridad operativa del parque de generación nacional. Para ello, el ICE, las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW, conforme con los procedimientos que éste establezca y la Autoridad Reguladora apruebe, en un lapso no mayor a seis meses después de la entrada en vigencia de esta norma técnica.

Para lo anterior, los generadores deberán instalar, en sus plantas de generación, un enlace de telecontrol con el sistema SCADA/EMS del Operador del Sistema para transmitir datos en tiempo real. Las empresas con varias centrales de generación, podrán centralizar y canalizar remotamente la información de todas sus plantas por medio de su propio Centro de Control desde el cual la

transmitirán hacia el Operador del Sistema, siempre y cuando exista compatibilidad de los protocolos de comunicación y el Operador del Sistema acepte este tipo de implementación.

El enlace de telecontrol deberá cumplir con los requisitos que establezca el Operador del Sistema en coordinación con el ICE de conformidad con lo establecido en el artículo 39, incisos d y f.

Artículo 79. Naturaleza de los eventos

Para identificar los eventos asociados al parque de generación nacional se considerará lo siguiente:

- a. Eventos propios:** Asociados a la operatividad propia de la planta o unidad de generación.
- b. Eventos indirectos:** Los producidos en una planta o unidad de generación, como consecuencia de una falla operativa de otro componente del Sistema Eléctrico Nacional (planta de generación, red de transmisión o red de distribución), en forma particular, o como consecuencia de la operatividad del Sistema Eléctrico Nacional en su conjunto.
- c. Eventos programados:** Los planificados por la empresa generadora por actividades de mantenimiento preventivo, correctivo o por actividades de construcción o mejoramiento de la planta o unidad de generación, cumpliendo con los plazos establecidos por el Operador del Sistema para solicitar indisponibilidades programadas.
- d. Eventos forzados:** Los no previstos debidos a fallas, razones de seguridad operativa no consideradas previamente y a mantenimientos programados no finalizados a tiempo.

Artículo 80. Clasificación de las indisponibilidades

Las indisponibilidades se clasificarán de la siguiente manera:

a) Por su duración

De acuerdo con su duración, las indisponibilidades se clasifican como se muestra en la tabla N° 6:

b) Por su origen

De acuerdo con su origen, las indisponibilidades se clasifican como se muestra en la tabla N° 7:

Tabla N° 6

Clasificación de las indisponibilidades por su duración

Tipo de Indisponibilidad	Duración
Temporal	Inferior o igual a treinta minutos
Prolongadas	Superior a treinta minutos

Tabla N° 7

Clasificación de las indisponibilidades por su origen

Tipo de Indisponibilidad		Origen
Indirectas	Forzadas	Por falla de un componente ajeno a la unidad o planta de generación.
	Programadas	Eventos programados ajenos a la unidad o planta de generación.
Propias	Forzadas	Por falla o restricción operativa de la unidad o planta de

		generación.
	Programadas	Por eventos programados propios de la unidad o planta de generación.

Serán “indisponibilidades indirectas” aquellas que se den como consecuencia de eventos indirectos y serán “indisponibilidades propias” aquellas que se den en la propia unidad o planta de generación.

Artículo 81. Estados operativos de una planta de generación

De acuerdo con sus condiciones de operación, una central de generación o unidad de generación puede estar en alguno de los estados indicados en la Tabla N° 8.

Tabla N°8
Estados de las plantas de generación

Estado	Condición	Situación
Disponible	Operativa	Operación Normal
		Con restricción
	Reserva	Reserva Fría
Indisponible	Indisponibilidad programada	Mantenimiento preventivo
	Indisponibilidad no programada	Salida Forzada
		Mantenimiento Correctivo

Artículo 82. Semestres operativos

Para la clasificación y determinación de los diferentes indicadores, se establecen los siguientes semestres operativos:

- a. **Semestre 1:** Comprendido del 1° de enero al 30 de junio, con una duración de 4344 horas en año no bisiesto y de 4368 horas en año bisiesto.
- b. **Semestre 2:** Comprendido del 1° de julio al 31 de diciembre, con una duración de 4416 horas en año bisiesto y no bisiesto.

Artículo 83. Indicadores de disponibilidad

Los indicadores de disponibilidad tienen como objeto evaluar, desde el punto de vista temporal, la utilización eficiente del parque de generación nacional. Para su determinación se considerarán todas las indisponibilidades prolongadas, sean propias o indirectas, forzadas o programadas, según corresponda.

Artículo 84. Disponibilidad global de una planta de generación

Muestra la disponibilidad global de una planta de generación en un semestre y se define como:

$$DGPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HDUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

- HDUG_i = Número de horas semestrales disponible de la unidad de generación i.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 85. Indisponibilidad forzada global de una planta de generación

Señala la indisponibilidad forzada global de una planta de generación en un semestre debido a eventos forzados, sean estos propios o indirectos y se define como:

$$INDFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

- HINDFUG_i= Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos forzados, propios o indirectos.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 86. Indisponibilidad propia-forzada global de una planta de generación

Indica la indisponibilidad global semestral de una planta de generación debido a eventos propios-forzados y está definido por:

$$INDPFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDPFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

- HINDPFUG_i= Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos propios-forzados.
HS = Número de horas del semestre según corresponda.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 87. Indisponibilidad propia-programada global de una planta de generación

Muestra la indisponibilidad global semestral de una planta de generación debido a eventos propios-programados y está definido por:

$$INDPPRPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDPPRUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

$HINDPPRUG_i$ = Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos propios-programados.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 88. Indisponibilidad indirecta forzada de una planta de generación

Expresa la indisponibilidad forzada de una planta de generación debido a eventos indirectos y está definido por:

$$INDIFPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HINDIFUG_i}{HS * N} \right] * 100$$

En donde:

$HINDIFUG_i$ = Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo indisponible por eventos indirectos forzados.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 89. Disponibilidad de potencia global de una planta de generación

Muestra la potencia global disponible semestral con respecto a la potencia nominal de una planta de generación y se define por.

$$DPGPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N HDUG_i * PNUG_i}{HS * \sum_{i=1}^N PNUG_i} \right] * 100$$

En donde:

$HDUG_i$ = Total de horas semestrales en que la unidad de generación i estuvo disponible.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

$PNUG_i$ = Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 90. Porcentaje de horas semestrales en mantenimiento de una planta de generación

Indica el porcentaje de horas promedio en que estuvieron en mantenimiento las unidades de una planta de generación:

$$IGPG = \frac{\sum_{i=1}^N HNDUG_i}{HS * N}$$

En donde:

HNDUG_i= Horas semestrales no disponible de la unidad de generación i
 HS = Horas del semestre que corresponda
 N = Número de unidades de generación de la planta

Artículo 91. Porcentaje de cumplimiento de mantenimientos programados

Expresa el grado de cumplimiento semestral de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CPMPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N PMCUG_i}{\sum_{i=1}^N PMPUG_i} \right] * 100$$

En donde:

PMCUG_i= Programa de mantenimiento programado cumplido, en tiempo y plazo, en la unidad de generación i.
 PMPUG_i= Programa de mantenimiento programado de la unidad de generación i.
 N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 92. Porcentaje de cumplimiento de tiempo de mantenimiento por planta

Muestra el cumplimiento temporal de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CTPMGP = \left[1 - \frac{\sum_{i=1}^N (HMPUG_i - HMEUG_i)}{\sum_{i=1}^N HMPUG_i} \right] * 100$$

En donde:

HMPUG_i= Horas de mantenimiento semestral programado de la unidad de generación i.
 HMEUG_i= Horas de mantenimiento semestral efectivas realizadas en la unidad de generación i.
 N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 93. Porcentaje promedio de cumplimiento de tiempo de mantenimiento por planta

Muestra el cumplimiento promedio temporal de los programas de mantenimiento programados y se define por:

$$CTPMPG = \left[\frac{\sum_{i=1}^N \frac{HMPUG_i - HMEUG_i}{HMPUG_i}}{NUM} \right] * 100$$

En donde:

- HMPUG_i= Horas de mantenimiento semestral programado de la unidad de generación i.
- HMEUG_i= Horas de mantenimiento semestral efectivas realizadas en la unidad de generación i.
- NUM = Número de unidades en mantenimiento
- N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 94. Factor de utilización de una planta de generación

Expresa el porcentaje promedio de horas semestrales en que estuvieron en servicio las unidades de una planta de generación

$$PHM = \frac{\sum_{i=1}^N HMUG_i}{HS * N}$$

En donde:

- HMUG_i= Horas semestrales que estuvo en mantenimiento la unidad de generación i
- HS = horas del semestre que corresponda
- N = número de unidades de generación de la planta

Artículo 95. Porcentaje promedio de operación restrictiva de una planta de generación

Este indicador muestra el porcentaje de horas semestrales que en promedio estuvieron las unidades operando en condición restrictiva

$$FTPR = \frac{\sum_{i=1}^N HPRUG_i}{HS * N}$$

En donde:

- HPRUG_i = Horas semestrales que estuvo con la potencia restringida la unidad de generación i
- HS = Horas del semestre que corresponda
- N = Número de unidades de generación de la planta

Artículo 96. Indicadores de cargabilidad

Los indicadores de cargabilidad miden el desempeño en la utilización de la capacidad de producción del parque de generación y son los estipulados en los artículos 97 al 110.

Artículo 97. Potencia nominal de una planta de generación

La Potencia nominal de una planta de generación es la suma de las potencias nominales que cada unidad generadora puede suministrar y se define por:

$$PNPG = \sum_{i=1}^N PNUG_i$$

En donde:

$PNUG_i$ = Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 98. Proyecciones de potencia y energía estimadas y contratadas

En los meses de enero y julio de cada año, las empresas de generación deberán remitir a la Autoridad Reguladora y al Operador del Sistema, sus proyecciones de potencia máxima, potencia y energía media estimada y contratada (en el caso de contratos de compra-venta entre generadores privados y las empresas) de sus centrales de generación, para cada mes del semestre inmediato siguiente según corresponda.

Artículo 99. Potencia máxima de una planta

La potencia máxima de una planta de generación (PTMXPG) corresponderá a su potencia nominal (PNPG).

Artículo 100. Potencia media estimada

La potencia media estimada de una central de generación corresponde a la potencia que las empresas eléctricas (ICE, CNFL, JASEC, ESPH y Cooperativas de Electrificación Rural) con base en criterios estadísticos de la disponibilidad del recurso energético primario, estiman mantener en promedio (con base a la energía estimada), en sus centrales de generación, durante el semestre siguiente y se define por:

$$PMEPG = \sum_{i=1}^N PMEUG_i$$

En donde:

$PMEUG_i$ = Potencia media estimada de la unidad de generación i en MW.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 101. Energía máxima estimada

La energía máxima estimada de una central de generación corresponde a la potencia media estimada por las horas semestrales y se define por:

$$EMEPG = \sum_{i=1}^N PMEUG_i * HS$$

En donde:

PMEUG_i= Potencia media estimada de la unidad de generación i en MW.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.
HS = Número de horas semestrales.

Artículo 102. Potencia máxima contratada

La potencia máxima contratada de una central de generación corresponde a la potencia máxima especificada en los contratos suscritos entre los generadores privados y las empresas eléctricas y se define por:

$$PMCPG = \sum_{i=1}^N PCUG_i$$

En donde:

PCUG_i Potencia máxima contratada de la unidad de generación i en MW.
=
N Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.
=

Artículo 103. Energía máxima contratada

La energía máxima contratada de una planta de generación corresponde a la potencia máxima contratada por las horas semestrales y se define por:

$$EMCPG = \sum_{i=1}^N PCUG_i * HS$$

En donde:

PCUG_i= Potencia máxima contratada de la unidad de generación i en MW.
N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.
HS = Número de horas semestrales.

Artículo 104. Energía máxima generable de una planta de generación

La energía máxima semestral generable de una planta de generación corresponde a la potencia máxima de la planta por el total de horas del semestre, y está definido por:

$$EMAXG = \sum_{i=1}^N PNUG_i * HS$$

En donde:

$PNUG_i$ = Potencia nominal de la unidad de generación i en MW.

HS = Número de horas del semestre según corresponda.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 105. Energía real generada de una planta de generación

La energía real generada por una planta corresponde a la sumatoria de la energía real generada por cada unidad de generación en el semestre y se define por:

$$ERGPG = \sum_{i=1}^N ERGUG_i$$

En donde:

$ERGUG_i$ = Energía semestral real producida por la unidad i en MWh.

N = Número de unidades de generación que conforman la planta de generación.

Artículo 106. Factor de planta semestral de una planta de generación

Este indicador refleja la utilización de una planta de generación en relación con su energía máxima generable y se define por:

$$FPPG = \frac{ERGPG}{EMAXG}$$

En donde:

$ERGPG$ = Energía semestral producida por la planta de generación en MWh.

$EMAXG$ = Energía semestral máxima generable por la planta de generación en MWh.

Artículo 107. Desviación del factor de planta de una central de generación

Este indicador refleja la desviación del factor de planta de una central de generación en relación con el factor de carga contratado o estimado y se define por:

$$DFPPG = FPPG - \frac{EMAX}{EMAXG}$$

En donde:

$EMAX$ = Energía máxima estimada (EMEPG) o contratada (EMCPG). de la planta de generación

$EMAXG$ = Energía semestral máxima generable por la planta de generación en MWh.

Artículo 108. Porcentaje de restricción por seguridad operativa

Este indicador mide el porcentaje relativo de la energía no generada por una planta de generación, ante restricciones por seguridad operativa, con respecto a la energía máxima contratada o estimada y la energía real semestral generada. Se define como:

$$PRTSEGOPPG = \frac{ENGRESTSEG}{EMAX - ERGPG} * 100$$

En donde:

ENGRESTSEG= Energía no generada por condiciones de seguridad operativa.
 EMAX = Energía máxima semestral contratada (EMCPG) o estimada (EMEPPG) de la planta de generación.
 ERGPG = Energía real generada en el semestre por la planta de generación.

Artículo 109. Desviación de la potencia contratada o estimada

Este indicador muestra el porcentaje de desviación de la potencia media generada en el semestre con respecto a la potencia máxima contratada o estimada. Se define por:

$$DESPOTPG = \left(\frac{|PMAX - PMGPG|}{PMAX} \right) * 100$$

En donde:

PMGPG= Potencia media semestral generada por la planta de generación.
 PMAX = Potencia máxima contratada (PMCPG) o potencia media estimada (PMEPPG) de la planta de generación.

La potencia media semestral generada por una planta es el valor promedio de la potencia media horaria registrada en el semestre, durante las horas de operación de la planta.

Artículo 110. Porcentaje de potencia restrictiva

Este indicador muestra el porcentaje de restricción de la potencia de una planta de generación con respecto a la potencia máxima contratada o potencia media estimada. Se define por:

$$PPOTREST = \frac{PMINREST}{PMPG} * 100$$

En donde:

PMINREST= Potencia mínima operativa por condición restrictiva semestral de la planta
 PMPG = Potencia máxima contratada (PMCPG) o potencia media estimada (PMEPPG) de la planta de generación.

Artículo 111. Indicadores de operación

Estos indicadores muestran la frecuencia y duración de las condiciones de operación de una planta de generación y son los estipulados en los artículos 112 al 117.

Artículo 112. Tasa de operación restrictiva de una planta de generación

El indicador muestra la cantidad de veces que en un semestre, una planta opera en condición restrictiva por seguridad operativa. Se define por:

$$TOPRESPG$$

En donde:

$TOPRESPG$ = Número de ocasiones en que una planta operó en condición restrictiva durante el semestre de estudio sea por una o varias unidades o porque por seguridad no pudo despachar la totalidad de su capacidad disponible.

Artículo 113. Duración promedio de la operación restrictiva

Este indicador expresa la duración promedio en que una planta de generación operó durante un semestre, en condición restrictiva por seguridad operativa. Se define por:

$$DOPRESPG = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRESPG_i}{TOPRESPG}$$

En donde:

$DOPRESPG_i$ = Duración en minutos de la ocasión i en que la planta operó en condición restrictiva por seguridad operativa.

$TOPRESPG$ = Número de ocasiones en que la planta de generación operó en condición restrictiva durante el semestre.

Artículo 114. Tiempo en reserva fría de una planta de generación

El indicador refleja la cantidad de horas (o minutos) en un semestre en que la central estuvo en condición de reserva fría. Se define por:

$$TOPRSFPG = \sum_{i=1}^N TOPRSFUG_i$$

En donde:

$TOPRSFUG_i$ = Duración en minutos de la ocasión i en que la planta estuvo en condición de reserva fría.

N = Número de ocasiones en que la planta de generación estuvo en condición de reserva fría durante el semestre.

Artículo 115. Duración promedio de la operación en reserva

Este indicador muestra la duración promedio en que una planta de generación estuvo en condición de reserva fría. Se define por:

$$DPOPRSVPG = \frac{\sum_{i=1}^N DOPRSVPG_i}{TOPRSVPG}$$

En donde:

- DOPRSVPG_i= Duración en minutos de la ocasión i en que la planta operó en condición de reserva fría.
 TOPRSVPG = Número semestral de ocasiones en que la planta de generación estuvo u operó (parcialmente) con reserva fría sea una o más unidades en condición de reserva fría.

Artículo 116. Tiempo de toma de carga en reserva fría

Indica el porcentaje de cumplimiento en la toma de carga respecto a los 10 minutos por una planta de generación.

$$PTDC = \frac{TTDC - 10}{10} * 100$$

En donde:

- PTDC = Porcentaje de tiempo toma de carga.
 TTDC = Tiempo que tarda en llegar a plena carga.

Artículo 117. Potencia promedio de operación en reserva fría.

Expresa la potencia media semestral de una central que estuvo en reserva fría durante el semestre evaluado. Se define por:

$$PPOPRFCG = \frac{\sum_{i=1}^N PORF_i * DORF_i}{\sum_{i=1}^N DORF_i}$$

En donde:

- PORF_i= Potencia de la central que estuvo en reserva fría durante la ocasión i.
 DORF_i= Duración en minutos que la potencia PORF_i estuvo en reserva fría en la ocasión i.
 N = Número semestral de ocasiones en que la planta de generación que operó en condición de reserva fría.

Artículo 118. Indicadores de despacho diario

Los indicadores de despacho diario el cumplimiento del pre-despacho de las plantas del parque de generación nacional. Son indicadores que se calculan diariamente y son los estipulados en los artículos 119 y 120.

Artículo 119. Porcentaje de cumplimiento del pre despacho diario

Mide el cumplimiento de pre despacho horario de cada planta del parque de generación nacional. Se define por:

$$PCDHPG = \frac{\sum_{j=1}^{24} \left[\sum_{i=1}^N EPHUG_i - \left| \sum_{i=1}^N [EPHUG_i - EDHUG_i] \right| + \sum_{i=1}^N ENGRESTSEG \right]_j}{\sum_{i=1, j=1}^{N, 24} EPHUG_{i,j}} * 100$$

En donde:

EPHUG_i = Energía horaria programada de la unidad de generación i.
 EDHUG_i = Energía horaria despachada de la unidad de generación i.
 EPHUG_{i,j} = Energía horaria programada de la unidad de generación i en la hora j.
 i = 1, 2, 3, ..., N.
 N = Número de unidades de la planta de generación.
 j = 1, 2, 3, ..., 24.
 ENGRESTSEG = Energía no generada por condiciones de seguridad operativa.

Artículo 120. Desviación neta de energía horaria programada

Muestra la desviación neta diaria de la energía media horaria programada de una planta de generación. Se define por:

$$DNEMPG = \sum_{j=1}^{24} \left(\sum_{i=1}^N (EPHUG_i - EDHUG_i) \right)_j$$

En donde:

EDHUG_{i,j} = Energía horaria despachada en la unidad i durante la hora j.
 EPHUG_{i,j} = Energía horaria programada en la unidad i durante la hora j.
 i = 1, 2, 3, ..., N.
 N = Número de unidades de la planta de generación.
 j = 1, 2, 3, ..., 24 (horas del día).

Artículo 121. Rangos permisibles

Los indicadores de disponibilidad, cargabilidad y de falla del parque de generación nacional deberán encontrarse dentro de los rangos permisibles que para los efectos establezca en su oportunidad la Autoridad Reguladora.

Artículo 122. Cálculo de los indicadores de desempeño

El cálculo de los indicadores establecidos en esta norma técnica se efectuará a partir de los registros de energía y potencia de los sistemas de medición, instalados para cada unidad de generación, en los tableros de control local de las plantas de generación.

CAPÍTULO XII

GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO

Artículo 123. Productor consumidor no interconectado a la red.

El productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, no interconectado a la red de distribución, no estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red se desarrollará y operará bajo las siguientes modalidades:

- a. **Neta sencilla:** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.
- b. **Neta completa (venta de excedentes):** alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía.

Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Dicha actividad se registrará por lo que establezca para tales efectos el Ministerio de Ambiente y Energía como ente rector en la materia. No obstante lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeta a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia.

Artículo 126. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad neta completa.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta completa (venta de excedentes), es servicio público y se registrará por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Asimismo, en lo que le sea aplicable, se registrará por lo establecido para tales efectos por el Ministerio de Ambiente y Energía.

Artículo 127. Relación empresa distribuidora y productores consumidores.

Las relaciones entre las empresas distribuidoras y los productores-consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, se registrarán por el contrato

de interconexión establecido por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias.

Artículo 128. Cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución.

Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, cumplir con los criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda.

Este capítulo fue modificado en su totalidad mediante resolución RJD-030-2016 de las 15:50 horas del 18 de febrero de 2016, publicada en el Alcance N° 25 a La Gaceta N° 37 del 23 de febrero de 2016.

CAPÍTULO XIII

OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN RÉGIMEN DE RACIONAMIENTO

Artículo 160. Participación en los racionamientos

Todas las empresas distribuidoras, generadores privados y abonados o usuarios, salvo las excepciones establecidas en el artículo 172 de esta norma, están en la obligación de participar en los racionamientos eléctricos de acuerdo con la naturaleza de su función dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 161. Responsabilidad

Es responsabilidad del Operador del Sistema, asegurar la debida participación de las empresas y abonados usuarios en los racionamientos programados, de acuerdo con las características propias de cada empresa eléctrica y abonados-usuarios, en cuanto a demanda de potencia y energía y al uso de la misma.

Artículo 162. Coordinación

El Operador del Sistema, es responsable de establecer los mecanismos de coordinación con las empresas eléctricas de distribución y con los generadores privados, para establecer la programación de los racionamientos.

Consecuentemente las empresas distribuidoras y el ICE-Distribución, son responsables de establecer los mecanismos apropiados de coordinación con sus clientes, en lo que respecta a los racionamientos.

Artículo 163. Cumplimiento de la programación de los racionamientos

Es responsabilidad de las empresas el fiel cumplimiento de los racionamientos programados previamente por el Operador del Sistema, en apego a esta norma técnica.

Artículo 164. Disponibilidad de plantas

Salvo caso fortuito o fuerza mayor, los generadores privados y las empresas distribuidoras mantendrán en óptimo funcionamiento sus plantas de generación, de acuerdo con los niveles de capacidad de la fuente primaria existente al momento.

El Operador del Sistema, deberá ejercer una observancia constante, en tiempo real, de los embalses y de los caudales, así como establecer las proyecciones de los niveles de que pueda disponer, según tendencias y aportes de acuerdo con las condiciones hídricas existentes. Igual observancia deberá tener sobre cualquier otro recurso energético primario disponible.

La Autoridad Reguladora podrá directamente o por medio de terceros, verificar el grado de disponibilidad de las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 165. Programa de racionamiento (magnitud y duración)

Es responsabilidad del Operador del Sistema, de conformidad con los estudios técnicos correspondientes, establecer la magnitud del déficit de potencia y energía del Sistema Eléctrico Nacional y determinar el correspondiente racionamiento en lo que respecta a su magnitud y duración.

De conformidad con lo establecido en el artículo 9 el Operador del Sistema, como encargado de la operación del SEN, es responsable de determinar la necesidad de racionamiento en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo con lo siguiente:

a. En los casos en que, de acuerdo con el planeamiento operativo de mediano plazo, se determine que la entrada tardía en operación de una o varias plantas de generación, impide satisfacer la totalidad de la demanda nacional de energía eléctrica, debe el Operador del Sistema informar con seis meses de anticipación a la fecha prevista en que potencialmente debe iniciarse el racionamiento. Esta condición se considerará como una alerta de racionamiento y no significará necesariamente que se ejecutará, por cuanto dependerá de las acciones de emergencia que se lleve para evitarlo. Si al término de dicho plazo se determina que el racionamiento es una condición insalvable, el Operador del Sistema debe informar la fecha prevista del racionamiento con 15 días naturales de antelación a su inicio.

b. Una segunda posibilidad de racionamiento se dará cuando el sistema presente un cuadro de insuficiencia de recursos de generación derivado de condiciones climatológicas extremas o situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor presentadas tanto en el estado del parque de generación como en los inventarios de combustibles, en cuyo caso, el Operador del Sistema debe emitir una alerta de racionamiento cuando los embalses con reserva de seguridad alcancen una autonomía de 10 días naturales. Si esta autonomía llega a 5 días naturales, debe emitirse la orden de ejecución del racionamiento, cuyo inicio será 5 días naturales después de la orden de ejecución.

Artículo 166. Confiabilidad y estabilidad

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE y las empresas transmisoras y mediante los estudios pertinentes, programará, coordinará y supervisará los racionamientos eléctricos, y tomará las acciones pertinentes para que la magnitud, frecuencia, duración y distribución topológica de los

raconamientos, no sometan la operación del Sistema Eléctrico Nacional, a condiciones que pongan en peligro su seguridad y estabilidad. En ese sentido debe prevalecer el criterio de operación segura y confiable en contraposición a la magnitud del racionamiento.

Artículo 167. Información técnica de las distribuidoras hacia el Operador del Sistema

Las empresas distribuidoras, deben brindar al Operador del Sistema, la información sobre sus perfiles de carga, proyecciones de demanda de energía y potencia, así como cualquier otra información técnica necesaria para la debida coordinación de los racionamientos. De igual forma, deben suministrar toda la información que se requiera, en la fase previa, durante y posterior a un período de racionamiento.

El Operador del Sistema debe tener en forma permanente las estrategias de racionamiento establecidas y para ello las empresas distribuidoras deben actualizar anualmente los programas de racionamiento en los términos y condiciones que el Operador del Sistema lo solicite. Esta solicitud será enviada por el Operador del Sistema durante el mes de noviembre de cada año y debe estar acompañada con los lineamientos de racionamiento establecidos para el año siguiente. Es obligación de las empresas distribuidoras enviar las actualizaciones solicitadas antes del 15 de diciembre de cada año.

Es obligación de las empresas distribuidoras cumplir con los formatos y plazos que en este sentido establezca el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora.

Artículo 168. Frecuencia y duración de los períodos de racionamiento

Es responsabilidad y potestativo de las empresas distribuidoras, de acuerdo con lo que a ese efecto le señale el Operador del Sistema programar los racionamientos de acuerdo con la topología de distribución en su área de concesión.

La facultad potestativa de las empresas distribuidoras, comprende la selección de alimentadores u abonados-usuarios, de conformidad con el impacto que el racionamiento les cause en términos de la duración y frecuencia, salvo requerimiento expreso del Operador del Sistema por condiciones de seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

La participación de cada empresa distribuidora en los programas de racionamiento, en términos de magnitud y duración, se establecerá conforme a lo estipulado en el artículo 165.

Artículo 169. Optimización de los racionamientos

Los racionamientos deben cuantificarse y programarse, bajo los siguientes principios:

- . Maximización del uso de fuentes primarias de energía no contaminantes.
- . Minimización de la duración y frecuencia de los racionamientos.
- . Seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- . Minimización de los racionamientos nocturnos en cuanto a su duración y frecuencia.

Artículo 170. Condiciones de calidad de la tensión de suministro

Durante los racionamientos, las condiciones de calidad y frecuencia de tensión de suministro, establecidas en la norma AR-NT-SUCAL “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”, rigen en su totalidad, por lo que las empresas distribuidoras tomarán las

medidas pertinentes de tal forma que la distribución topológica de los racionamientos no interfieran en la calidad de la tensión de suministro.

Artículo 171. Validación de los programas de racionamiento

Una vez que las empresas distribuidoras han establecido su propio programa de racionamiento, en concordancia con la estrategia que el Operador del Sistema ha establecido de acuerdo con los diferentes escenarios de racionamiento, deben enviar dichos programas al Operador del Sistema para someterlos a verificación con la estrategia integral de racionamiento, en términos de magnitud y duración. El Operador del Sistema informará sobre el resultado de dicha verificación e indicará los ajustes que deban realizarse.

Artículo 172. Criterios de interrupción

Las empresas distribuidoras, deberán programar, dimensionar y distribuir en el tiempo y en el espacio los racionamientos, de tal forma que: afecten de manera mínima la vida, la salud, la seguridad y las comunicaciones de los habitantes de la República, el desarrollo socio económico del país, y tengan una incidencia mínima en el bienestar general de la población del país. En cuanto a su frecuencia, duración y horario, y deben tomarse en consideración, cuando las condiciones técnicas y topológicas lo permitan, los criterios siguientes:

a. Horario de los racionamientos

Los racionamientos deberán establecerse en horarios que comprendan de las 05:00 horas a las 22:00 horas de cada día, salvo condiciones extremas que obliguen a ampliar el rango de tiempo.

b. Racionamiento durante los fines de semana

De ser posible no se programarán racionamientos los domingos. Por tanto se efectuarán, de lunes a sábado, durante las horas establecidas en el inciso a) de este artículo.

c. En hospitales y clínicas

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a hospitales y clínicas, donde se atiendan emergencias o existan salas de terapia intensiva y soporte vital, salvo casos en los cuales las empresas distribuidoras establezcan convenios con centros médicos que cuenten con plantas de generación eléctrica de respaldo, o en su defecto se negocien horarios de racionamiento de conveniencia para el centro médico, sin que se afecte la salud humana.

d. En estaciones de radio y comunicación

Siempre que las características topológicas y de equipamiento lo permitan, son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos, ramales, etc., que suministren energía eléctrica a estaciones de radio y comunicación relacionadas con la coordinación de la seguridad pública y atención de emergencias en el ámbito nacional.

e. En sistemas de bombeo de agua potable

Son ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales que suministren, de manera exclusiva, energía eléctrica a los sistemas de bombeo de agua potable.

Los sistemas de bombeo de agua potable alimentados con energía eléctrica a través de la red general de distribución serán ininterrumpibles, siempre y cuando la topología y equipamiento de la red lo permita y sin que afecte el cumplimiento de los programas de racionamiento.

Las empresas distribuidoras tienen la facultad de establecer convenios con el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, municipalidades y acueductos rurales, los posibles esquemas de racionamiento, basados en la operación de los sistemas de bombeo.

f. En sistemas de bombeo de combustibles

Se considera prioritario el suministro eléctrico a las estaciones de bombeo que la Refinadora Costarricense de Petróleo posee para el suministro nacional de combustibles. Una posible afectación estará basada en la debida coordinación que las empresas distribuidoras deban realizar con la Refinadora Costarricense de Petróleo S.A., contemplando esquemas de operación de las estaciones de bombeo, así como aquellas que poseen plantas de generación eléctrica de respaldo.

g. En el sector Industrial

Siempre que el déficit de energía y potencia sea factible subsanar en su totalidad con carga residencial, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de suministro de energía eléctrica a industrias productoras de bienes y servicios.

h. Iluminación de carreteras

Cuando sea requerido el racionamiento nocturno, siempre que sea factible, serán ininterrumpibles los alimentadores, circuitos o ramales de uso exclusivo para la iluminación de autopistas, intersecciones y carreteras de alto tráfico vehicular.

i. Área metropolitana

Dentro de lo posible, la selección de los alimentadores, circuitos y ramales a participar en los racionamientos, se hará tratando de minimizar la afectación a las áreas de mayor concentración de la población.

j. Áreas de concentración económica

Dentro de la potestad facultativa de las empresas eléctricas en la selección, frecuencia y duración de los racionamientos dentro de su área de concesión, será prioritario el suministro energético de las áreas donde se concentre la actividad económica productiva y comercial de la región servida por la empresa distribuidora.

k. Generación privada

Son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos o ramales, en los cuales se inyecte energía al Sistema Eléctrico Nacional por parte de Generadores Privados y empresas eléctricas de

distribución, siempre y cuando exista un diferencial positivo de inyección mayor que el de retiro de energía.

I. Aeropuertos

Son ininterrumpibles, los alimentadores, circuitos o ramales, en los cuales se brinde de manera exclusiva el servicio eléctrico a aeropuertos y puertos internacionales.

Artículo 173. Responsabilidad de abonados y usuarios. Medidas propias

Los usuarios y abonados serán responsables de tomar las provisiones que consideren pertinentes, en la medida que los racionamientos de energía debidamente programados e informados, les afecten.

Artículo 174. Información del Operador del Sistema hacia la Autoridad Reguladora

Durante el periodo de racionamiento, el Operador del Sistema, deberá informar semanalmente a la Autoridad Reguladora sobre la disponibilidad de todas las plantas que conforman el Sistema Eléctrico Nacional, indicando las causas de las indisponibilidades que se presenten.

De igual forma deberá de presentar un balance de la generación programada versus la efectuada, con la debida explicación de las desviaciones, así como de los cambios en las proyecciones que pudiesen suscitarse.

Artículo 175. Información de las empresas distribuidoras hacia la Autoridad Reguladora

De manera quincenal, las empresas distribuidoras brindarán un informe sobre los racionamientos programados y solicitados por el Operador del Sistema, versus los ejecutados con la debida justificación de los apartamientos o de los cambios.

Deben también presentar un cuadro estadístico que muestre información relacionada con la cantidad de usuarios afectados por los racionamientos, el tiempo de interrupción promedio que tuvieron los abonados afectados, la energía dejada de vender con la debida valoración económica, así como cualquier incidencia significativa sucedida en sus redes durante los racionamientos que deba conocer la Autoridad Reguladora.

Artículo 176. Información hacia los abonados y usuarios

Las empresas distribuidoras deben informar por medio de los periódicos de mayor circulación nacional o regional, radio y televisión, a sus abonados y usuarios, sobre la duración, frecuencia y ubicación de los racionamientos programados en su área de distribución, al menos ocho días naturales de antelación.

CAPÍTULO XIV.

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 177. Intervención de la Autoridad Reguladora

Cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional, disconforme con la interpretación y aplicación de esta norma, podrá solicitar aclaración a la Autoridad Reguladora, la que resolverá sobre lo consultado.

Artículo 178. Principio de transparencia

Todo estudio de planeación operativa o de expansión del Sistema Eléctrico Nacional será de carácter público para cualquier usuario del Sistema Eléctrico Nacional. Son de carácter público también las bases de datos para los estudios de planeación operativa y de expansión del Sistema Eléctrico Nacional.

Artículo 179. Transferencia de información

Semestralmente, el Operador del Sistema deberá remitir a la Autoridad Reguladora, en las fechas y medios que ésta oportunamente comunique, los valores de los indicadores de desempeño de la red de transmisión nacional y del parque de generación nacional, con el análisis correspondiente en función de los principios de confiabilidad, estabilidad y selectividad, establecidos en el artículo 15 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC).

Se establece un plazo de seis meses contados a partir de la puesta en vigencia de esta norma para que el Operador del Sistema desarrolle los procesos informáticos y de coordinación con los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional, para el cálculo de los indicadores establecidos en esta norma.

Artículo 180. Multas y Sanciones

Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente en la presente norma técnica, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas.

Serán sujetos de multas los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional que:

- a. Incumplan en la prestación de los servicios auxiliares definidos en el artículo 41 de esta norma y en general que realicen u omitan acciones que atenten en contra de la calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.
- b. Incumplan con la programación e instrucciones operativas dadas por el Operador del Sistema sin causa justificada, incluyendo incumplimiento en la entrada y retiro programado de instalaciones y la no notificación de cambios en el estado de equipos.
- c. Nieguen o presenten resistencia o falta de colaboración a entregar al Operador del Sistema la información técnica necesaria para la operación, segura, confiable y de calidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- d. Declaren indisponibilidades inexistentes que pongan en peligro la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional o influyan negativamente en la satisfacción óptima económica de la demanda nacional.
- e. Incumplan con los requisitos establecidos por el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, el ICE y las empresas distribuidoras.

Artículo 181. Vigencia

Esta disposición rige a partir de su publicación en el diario oficial.

Artículo 182. Derogación de la norma AR-NT-GT

Se deroga la norma AR-NT-GT “Calidad del Servicio de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica” promulgada mediante la resolución RRG-2439-2001 del 21 de diciembre de 2001.

**Anexo A.
Tabla N° 2**

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN, DISEÑO Y OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.

Contingencias				Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema				
Categoría	Eventos	Componentes fallados	Componentes fuera de servicio	Límite de carga	Límite de voltaje	Sistema estable	Disparos en cascada	Pérdida de carga
A Sin contingencia	<ul style="list-style-type: none"> Todos los componentes en servicio. 	<ul style="list-style-type: none"> Ninguno. 	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo elemento Contingencia Única	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. Disparo de un componente sin falla. 	<ul style="list-style-type: none"> Un generador. Un circuito de una línea de transmisión. Un transformador o un autotransformador. 	Uno (solo el componente fallado)	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
C Eventos que provocan la pérdida de dos o más componente Contingencia Múltiple	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. Disparo sin falla. 	<ul style="list-style-type: none"> Una sección de barra. Todos los circuitos en una misma torre. 	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Un generador. Un circuito de una línea de transmisión. Un transformador o un autotransformador. Una sección de barra. 	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
D Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Extrema	<ul style="list-style-type: none"> Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas). 	<ul style="list-style-type: none"> Todas las líneas en un derecho de paso. Dos secciones de barra en una misma subestación. Todas las unidades de una misma planta generadora. 	Más de uno	<p>Se debe identificar las contingencias extremas, utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creíbles (por ejemplo una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local).</p> <p>Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias.</p>				
	<ul style="list-style-type: none"> Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la operación incorrecta de un mecanismo de acción correctiva. 	<ul style="list-style-type: none"> Igual a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva. 	Más de uno	<p>Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.</p>				

Notas aclaratorias

- a. La indisponibilidad de componentes por mantenimiento programado no se considera como contingencia. Los Criterios de Seguridad deben cumplirse durante los mantenimientos programados, lo que comprende el cumplimiento de todas las categorías de la tabla No. 2.
- b. Los Criterios de Seguridad no necesariamente se tienen que cumplir para porciones radiales del sistema, si no representan un peligro de seguridad para el sistema eléctrico (no deben causar salidas parciales o totales o desconexiones en cascada).
- c. En las porciones radiales del SEN que queden como consecuencia de una contingencia o por indisponibilidades programadas, se aceptará que los niveles de tensión finales sean inferiores a los indicados en la tabla No. 2 siempre y cuando en esos nodos no haya conectados abonados y no represente un peligro de seguridad para el sistema eléctrico.
- d. No se consideran como contingencias de la categoría C o D, aquellos eventos que provoquen la desconexión de un componente, que a su vez causa la desconexión de otros componentes que están conectados en forma radial al primero. Este tipo de contingencia corresponde a la categoría B.
- e. El límite de carga o límite térmico continuo corresponde a la magnitud de corriente con que el componente del SEN puede operar en forma continua. El límite de emergencia puede ser mayor al límite térmico continuo y corresponde a la capacidad de sobrecarga temporal de cada componente específico, la cual debe ser determinada por el propietario del componente y comunicada al Operador del Sistema.
- f. La estabilidad del sistema se refiere tanto a la estabilidad de frecuencia, estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de pequeña señal.
- g. La falla de interruptor debe incluir tanto la no apertura cuando se requiera, como la falla de aislamiento interno o externo en sus cámaras.
- h. La desconexión de carga en forma controlada para proteger el sistema en caso de contingencias múltiples será ejecutada por medio de esquemas previamente evaluados e implementados. Estos pueden ser esquemas de desconexión manual de carga o esquemas automáticos (sistemas de protección especial). Se acepta también la desconexión controlada de generadores y cambios topológicos de la red si se determina que salvaguardan la integridad del sistema en el caso de contingencias múltiples. Los sistemas especiales de protección deben ser redundantes en aquellos casos que el OS/OM lo considere necesario para reducir el riesgo derivado de una operación incorrecta o falla del mismo.
- i. Los límites de carga aplican para todos los componentes del sistema.
- j. Luego de ocurrir una contingencia sencilla o única (contingencia de categoría B) debe realizarse un ajuste del sistema eléctrico en un período de 30 minutos, para que en caso de ocurrir una segunda contingencia de categoría B, se siga cumpliendo con las consecuencias aceptables para esta categoría.

- k. No es permitida la operación de un mecanismo de acción correctiva al ocurrir una contingencia única o sencilla.
- l. La falla en el módulo de un interruptor de enlaces de barras liberada por las protecciones de respaldo, que causan la pérdida simultánea de dos secciones de barra, corresponden a una contingencia de la categoría D.
- m. Para las plantas de generación cuya salida total represente un riesgo para la seguridad del SEN, el diseño de los servicios auxiliares debe realizarse de forma tal que una falla o mal funcionamiento en los mismos no cause la salida completa de la planta.