

SESIÓN ORDINARIA

N.º 88-2013

12 de diciembre de 2013

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 88-2013

Acta de la sesión ordinaria número ochenta y ocho dos mil trece, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves doce de diciembre de dos mil trece, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Pablo Sauma Fiatt y Adriana Garrido Quesada, así como los señores (as): Rodolfo González Blanco, Gerente General; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Carol Solano Durán, Directora a.i. de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de inasistencia.

La señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, no participa en esta oportunidad dado que se encuentra con una licencia sin goce de salario.

Asimismo, el señor Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno, no asiste a esta sesión por impedírsele la atención de una cita médica.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor **Dennis Meléndez Howell** da lectura al Orden del Día de esta sesión y lo somete a votación. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-88-2013

Aprobar el Orden del Día de esta sesión. A la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación de las actas de las sesiones 85-2013 y 86-2013.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
4. *Asuntos del Regulador General.*
5. *Asuntos resolutivos.*
 - 5.1 *Propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional, expediente OT-342-2013. Oficio 5-CAHNNE-2013 del 10 de diciembre de 2013.*
 - 5.2 *Recurso de revisión interpuesto por Aguacorporación Internacional S.A., contra la resolución RJD-107-2013 del 29 de agosto de 2013, expediente ET-112-2012. Oficio 999-DGAJR-2013 del 6 de diciembre de 2013.*
 - 5.3 *Recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, contra la resolución 892-RCR-2012 del 16 de julio de 2012, expediente ET-030-2012. Oficio 1005-DGAJR-2013 del 9 de diciembre de 2013.*

5.4. *Exposición del señor Guillermo Monge Guevara sobre pasantía en Corea.*

6. *Asuntos informativos.*

6.1 *Estado del trámite del procedimiento de fijación de la tarifa para el servicio de Internet móvil por transferencia de datos en la modalidad post pago. Cumplimiento de acuerdo 09-77-213). Oficios 6159-SUTEL-SCS-2013 del 2 de diciembre de 2013 y 5940-SUTEL-DGM-2013 del 19 de noviembre de 2013.*

6.2 *Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre la consulta al Texto sustitutivo del Proyecto de Ley de alimentación para las personas trabajadoras, expediente 18.646. Oficio 060-RGA-2013 del 4 de diciembre de 2013.*

6.3 *Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley creación de una contribución especial por el pago de peaje en el puente sobre el río Tempisque, expediente 18.811. Oficio 055-RGA-2013 del 3 de diciembre de 2013.*

6.4 *Audiencia pública a realizarse el 17 de diciembre de 2013 sobre la Propuesta para establecer el “Modelo para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”, expediente OT-355-2013. Oficio 3428-DGAU-2013 del 6 de diciembre de 2013.*

6.5 *Situación Financiera de la Refinadora Costarricense de Petróleo. Oficio P-0538-2013 del 4 de diciembre de 2013.*

ARTÍCULO 3 Aprobación de las actas de las sesiones 85-2013 y 86-2013.

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a conocimiento de la Junta Directiva los borradores de las actas de las sesiones 85-2013 y 86-2013, celebradas el 2 y 5 de diciembre de 2013, respectivamente.

En discusión el acta 85-2013

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que se abstiene de votarla, toda vez que no participó en dicha sesión. La somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por cuatro votos:

ACUERDO 02-88-2013

Aprobar, con la salvedad realizada por el señor Dennis Meléndez Howell, el acta de la sesión 85-2013, celebrada el 2 de diciembre de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión.

En discusión el acta 86-2013

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que se abstiene de votarla, toda vez que no participó en dicha sesión. La somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por cuatro votos:

ACUERDO 03-88-2013

Aprobar, con la salvedad realizada por el señor Dennis Meléndez Howell, el acta de la sesión 86-2013, celebrada el 5 de diciembre de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva, para su revisión.

ARTÍCULO 4. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.***Sobre revisión de política salarial.***

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** comenta la importancia de agendar, para la próxima sesión, el tema de la revisión de la política de salarios a raíz del pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, dado que es un tema que debe finiquitarse en este año.

Sobre solicitudes de las directoras Garrido Quesada y Saborío Alvarado.

Por otra parte, la señora **Adriana Garrido Quesada** manifiesta que en las últimas sesiones se ha abordado y discutido una serie de estudios sobre la organización para la toma de decisiones. Al respecto, considera oportuno que la Administración presente a conocimiento de esta Junta Directiva, un esquema de cómo cada una de esas iniciativas se articulan con los demás, por ejemplo; el Sistema Administrativo Financiero, Tecnologías de Información, el estudio de los procesos, la estructura organizacional, el manual de puestos; de manera que se pueda obtener una visión más integral y poder observar un avance armonioso de todos los diferentes componentes.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que además resulta importante conocer qué estatus presenta las revisiones y priorizaciones de las metodologías, de forma que esta Junta Directiva tenga claro el panorama que van a atender para el próximo año y que, eventualmente, según las circunstancias, puede cambiar el orden de los factores y consecuentemente, esas prioridades.

ARTÍCULO 5. Asuntos del Regulador General.***Informe de participación en la “4º Conferencia Estatal de Calidad en los Servicios Públicos”***

El señor **Dennis Meléndez Howell** se refiere a su participación en la “4º Conferencia Estatal de Calidad en los Servicios Públicos”, la cual se celebró en la ciudad de la Madrid, España, el 26 y 27 de noviembre de 2013, así como a las reuniones que sostuvo con las autoridades de AEVAL y la Red Interadministrativa de Calidad en los Servicios Públicos de España, con el objeto de establecer vínculos para beneficiar a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos con las actividades de cooperación que mantienen dichas entidades con países latinoamericanos.

Indica que la Conferencia constituye un medio para potenciar y exteriorizar la actividad de la Red, difundir la calidad y la evaluación en el sector público desde una lógica de consenso, así como presentar buenas prácticas y enfoques innovadores de gestión. Este es un foro estratégico para establecer contactos y discusión para la definición de mecanismos de colaboración a futuro, trasladar propuestas a los responsables de las Administraciones Públicas y proyectar a la sociedad civil el compromiso de las Administraciones en la mejora de los servicios públicos.

El lema del evento fue la "Calidad e innovación, valores para el buen Gobierno", desarrollado en dos ejes temáticos: i) Innovación en la Gestión Pública, aportación de la Calidad a la Innovación, y ii) Medición y evaluación, como instrumentos que facilitan la Transparencia y la Rendición de Cuentas.

En cuanto a las distintas visitas en que participó, destaca la realizada a la empresa de la Red de Distribución de Energía Eléctrica de España; empresa estatal que se encarga de toda la distribución y despacho nacional en todo el territorio español. Menciona que se realizó una exposición histórica de cómo ha venido cambiando el esquema de la producción de electricidad en España y cómo, por

política específica, han decidido ir disminuyendo la participación de la generación de energía térmica y, por otra parte, disminuir la generación con energía nuclear, que lo que han hecho es mantenerla en alrededor de un 20%.

En dicho país se ha incrementado sustancialmente la generación con gas natural y energía eólica. Sin embargo, como consecuencia de esta política, se ha observado un incremento en los precios de la electricidad, pues la sustitución que se ha hecho mediante fuentes renovables (energía eólica, solar e hidroeléctrica) ha incrementado los costos significativamente. Esto ha motivado que, en la actualidad se esté haciendo un alto en el camino para evaluar la conveniencia de continuar con dicha sustitución. En cambio, en la medida de lo posible, se utilizará mucho más gas natural y se mantendrá (aunque sin incrementar la participación) de la energía atómica.

Indica además, que se visitó las instalaciones de Unión Fenosa, que es la empresa estatal que se encarga de la distribución y explotación de gas natural en España. Esta visita fue de todo un día. Se recibió una charla completa de la utilización del gas natural en diferentes actividades económicas, principalmente en el transporte público y posteriormente se hizo una visita a las plantas de almacenamiento y distribución, así como a una planta de licuefacción y envasado. Además, le suministraron una serie de proformas que trasladará al Ministro de Ambiente y Energía, pues tienen que ver con el costo de equipos operados a gas natural. Ofrecen además, realizar inversiones en actividades como tranvías y ferrocarriles. Le parecen interesantes todas las opciones que ofrecieron, sobre todo con el uso del gas natural en el transporte y las propuestas que plantean para utilizarlo en los sistemas de tranvías.

Asimismo, visitó la Empresa Metropolitana de Transportes de Madrid, y le dieron una amplia explicación de cómo está organizado el transporte en Madrid, así como los mecanismos de operación de los autobuses, trenes, tranvías y el metro. Apunta que la experiencia no es la misma en todas las regiones de España, pues hay lugares en donde el transporte también está privatizado, con esquemas muy similares a Costa Rica, a pequeña escala. Tienen la desventaja que están muy atomizados, porque normalmente son empresas municipales y hay lugares en donde hay 365 Municipalidades y algunas son de 500 habitantes únicamente, por lo que se transforma en todo un problema.

Finalmente, señala que dentro de aspectos importantes a rescatar, está el tema del pago electrónico, parte de lo que le indicaron es que por más esfuerzo que han hecho, no han logrado bajar del 60% el uso de efectivo. Agrega que las personas tienen una resistencia muy alta al uso de tarjetas; se adaptan muy bien a la compra de tarjetas para el transporte, pero no llegan a las máquinas a comprar con la tarjeta.

ARTÍCULO 6. Propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional, expediente OT-342-2013.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria: Stephanie Castro Benavides, Edwin Espinoza Mekbel, José Carlos Rojas Vargas, Edwin Canessa Aguilar y Alejandra Castro Cascante, a exponer el tema objeto de este y siguientes artículos.

La Junta Directiva conoce el oficio 5-CAHNNE-2013 del 10 de diciembre de 2013, mediante el cual la Comisión Ad Hoc, nombrada por el Regulador General para tales efectos, somete a conocimiento de la Junta Directiva, la propuesta de norma técnica AR-NT-POASEN “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”. Asimismo, se conoce el oficio 1021-DGAJR-2013 del 11 de diciembre de 2013, por cuyo medio la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en

torno a dicha propuesta, la cual fue sometida originalmente a audiencia pública según acuerdo 09-75-2013, del acta de la sesión 75-2013 del 24 de octubre de 2013.

La señorita **Stephanie Castro Benavides** y el señor **Edwin Espinoza Mekbel** explican los principales extremos del criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el cual se limitó a analizar la propuesta de Reglamento sometida a audiencia pública por parte de la Junta Directiva y la propuesta de reglamento recomendada por la Comisión Ad Hoc para ser aprobado por este Cuerpo Colegiado, con el fin de determinar si existen cambios sustanciales introducidos que ameriten la tramitación de una segunda audiencia pública.

Ante una consulta de la señora **Sylvia Saborío Alvarado** en torno a los cambios que se están presentando en esta oportunidad, el señor **Edwin Espinoza Mekbel** aclara que los cambios en la versión se desprenden de las respuestas a oposiciones y otras, para introducir mejoras y fueron clasificados en 3 tipos: de forma, aclaratorias y de fondo.

La señora **Adriana Garrido Quesada** enfatiza la importancia para esta Junta Directiva, de entender cómo va a impactar la norma al mercado con los nuevos cambios sugeridos y cómo se ha modificado con respecto a la versión original, a lo que la señora **Carol Solano Durán** señala que precisamente en el oficio de la Comisión Ad Hoc se presentan los anexos comparativos de la versión original y las observaciones recibidas.

Asimismo, la señorita **Stephanie Castro Benavides** se refiere a algunos de los cambios de fondo sustanciales considerados por esa Dirección, contenidos en la Tabla 1 del oficio 1021-DGAJR-2013, así como las recomendaciones del caso:

- *Someter al trámite de audiencia pública el proyecto de norma técnica denominada Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN-2013, remitida por la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 5-CAHMNE-2013.*
- *Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.*
- *Instruir a la Comisión Ad Hoc para que proceda con el trámite respectivo.*

Añade, como recomendación adicional, solicitar a la Contraloría General de la República una prórroga del plazo otorgado mediante el oficio DFOE-SD-1221, con fundamento en lo señalado en este criterio.

El señor **Juan Manuel Quesada Espinoza** sugiere propiciar conversaciones con la Contraloría General de la República sobre el plazo de atención del oficio DFOE-SD-1221, por lo que sería oportuno que lo hiciera el Regulador General.

La señora **Carol Solano Durán** indica que se recomienda a la Junta Directiva solicitar la prórroga, porque es la competente para emitir la norma.

A partir de este momento ingresan el señor Edgar Cubero Castro, la señorita Adriana Agüero Arias y el señor Marlon Yong Chacón, a participar en la discusión del tema.

El señor **Dennis Meléndez Howell** extiende un reconocimiento al señor Edgar Cubero Castro, dado que, de forma individual ha estado a cargo de la elaboración de la Norma Técnica y prácticamente actúa como Comisión Ad Hoc.

El señor **Edgar Cubero Castro** explica los principales cambios sustantivos analizados por la Comisión Ad Hoc, conforme al proceso de audiencia pública y la comparación realizados por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Entre otras cosas, comenta el cambio del artículo 3 de la propuesta, sobre la generación a pequeña escala para autoconsumo. Asimismo, responde distintas consultas formuladas por los señores miembros de la Junta Directiva.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta, si desde el punto de vista de la Comisión Ad Hoc, los cambios recomendados ameritan que la propuesta sea nuevamente sometida a audiencia pública, a lo que el señor **Edgar Cubero Castro** manifiesta que, en efecto, requiere someterse nuevamente al proceso de audiencia.

El señor **Juan Manuel Quesada Espinoza** sugiere además, para evitar cualquier confusión, la posibilidad de que la Junta Directiva tome un acuerdo en el sentido de dar por finalizado el proceso original de discusión de la propuesta, la cual se sometió a audiencia pública mediante acuerdo 09-75-2013, del acta de la sesión 75-2013 del 24 de octubre de 2013 y ordenar el archivo del expediente OT-342-2013, así como agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública.

Analizado el tema, conforme a lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y la Comisión Ad Hoc, conforme a los oficios 1021-DGAJR-2013 y 5-CAHNNE-2013, así como tomando en consideración los comentarios y sugerencias formuladas en esta oportunidad, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter firme:

A) En cuanto al cierre del expediente OT-342-2013.

ACUERDO 04-88-2013

- I. Dar por finalizado el proceso de discusión de la propuesta de Norma Técnica denominada de “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), sometida a audiencia pública mediante acuerdo 09-75-2013, del acta de la sesión 75-2013 del 24 de octubre de 2013, y ordenar el archivo del expediente OT-342-2013.
- II. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de normativa señalada en el punto anterior e informarles que, con fundamento en lo señalado por la Comisión Ad Hoc en el oficio 5-CAHMNE-2013 del 10 de diciembre de 2013 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 1021-DGAJR-2013 del 11 de diciembre de 2013, esta Junta Directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la Norma Técnica denominada de “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).
- III. Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-03-2012.

B) En cuanto a la nueva propuesta de la Norma Técnica denominada de “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).

ACUERDO 05-88-013

- I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de norma técnica denominada “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Comisión Ad Hoc mediante el oficio 5-CAHMNE-2013 del 10 de diciembre de 2013:

**“Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”
(AR-NT-POASEN-2013)**

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 de obligatoriedad, en lo que les corresponda, para todos los abonados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y abonados o usuarios en baja y media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

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.
- h) Generación distribuida a pequeña escala para autoconsumo, con o sin pago de excedentes de producción.

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.

Alta tensión: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o superior a 100 kV.

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: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es igual o menor a 1000 Volt.

Bajo nivel de tensión: Condición de tensión inferior al valor mínimo permitido para un valor de tensión nominal declarado, con una duración superior a un minuto.

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 óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio continuo y de calidad.

Concesión: Es la autorización otorgada por el Estado para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica. Título habilitante.

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.).

Consumo neto: Es la diferencia entre el consumo mensual del servicio eléctrico en el que se encuentra instalado el micro o mini generador y la energía producida y entregada a la empresa distribuidora por parte del generador. Es positivo, cuando el consumo es mayor que lo producido por el micro o mini generador; es cero, cuando la energía producida iguala el consumo; y negativo, cuando existe un excedente de producción con respecto al consumo.

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 o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), 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.

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 operada 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 máxima: Valor más alto de la demanda en un período dado para una instalación, elemento de red o dispositivo eléctrico.

Demanda: Valor de la potencia requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante 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: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de distribución.

Empresa eléctrica: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas definidas en el inciso a) del artículo 5 de la Ley N°7593 y sus reformas.

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

Energía renovable: 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 intervalo de tiempo dado.

Fuerza mayor: Acciones de la naturaleza tales como huracanes, terremotos, inundaciones, tormentas eléctricas, etc., que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño óptimo, civil, mecánico o eléctrico en aras de un servicio 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.

Generación a pequeña escala para autoconsumo: Generación de energía eléctrica menor o igual a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender, al precio que determine la Autoridad Reguladora, o intercambiar excedentes de producción, de hasta un 49 % de la energía mensual producida con la red de distribución 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.

Generador: Empresa generadora de energía eléctrica. Abonado o usuario que dispone de un sistema de generación de energía eléctrica para autoconsumo integrado a la red de distribución nacional.

Hueco de tensión (Sag): Disminución del valor eficaz (rms) de tensión entre un 10 % y un 90 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo (8,33 milisegundos) y un minuto.

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: Tensión utilizada para el suministro eléctrico, cuyo valor nominal eficaz (rms) es mayor a 1000 Volt y menor que 100 kV.

Micro generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación inferior o igual a 100 kVA.

Mini generador: Generadores de energía eléctrica con una potencia de generación superior a 100 kVA e inferior a 1000 kVA.

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 inestabilidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo.

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 entre un 10% y un 80 % del valor de tensión nominal a la frecuencia fundamental de la red de distribución, con una duración entre medio ciclo y un minuto.

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 de pequeña escala para autoconsumo el punto de entrega será los terminales del lado de la carga del contador de energía eléctrica.

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 eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: barras a media tensión de las subestaciones reductoras, subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores de media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, para la utilización final de la energía.

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 dispositivos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta y distribuye la energía eléctrica a los abonados o usuarios, con las características técnicas apropiadas para su utilización.

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 los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo.

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: Supervisor y 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: Hertzio: 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
13,20	12,54-13,86	14,52-11,88
13,8	13,11-13,49	12,42-15,18
4,16	3,95-4,37	4,58-3,74

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 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 (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.
- e. La optimización del manejo de los embalses de regulación plurianual en el largo 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. Ante la presencia de contingencias la cargabilidad de las líneas se ajustarán a los criterios de calidad y seguridad operativa indicados en el artículo 13.
- 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 un desbalance 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 con una reserva rodante mínima de un 5% de su demanda en todo momento.

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 información siguiente:

- 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.

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. El ICE será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional.

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. Trasiego 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 igual o superior a 5 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.

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 elementos conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior. 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.

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria.

Todas las plantas del sistema con potencias iguales o superiores a 5 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.

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 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.

Se deberá minimizar la inversión en generación térmica a base derivados de petróleo, incorporando al SEN, cuando sea estrictamente necesario, unidades térmicas con rendimientos y costos totales mínimos, y en 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.

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

	≤ 69 kV	69-161 kV	> 161 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.

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:

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

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.

Artículo 27. Seguridad.

El SEN debe planearse 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 en líneas ni en transformadores.

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 (redes de transmisión y distribución) 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.

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. 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.

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 ~~90~~ 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:

- a. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.
- b. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- c. Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones.

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios:

Se establecen a los interesados y usuarios generadores conectados al SEN en alta y media tensión 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. 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.
- c. Cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE y las empresas distribuidoras y la Autoridad Reguladora apruebe.
- d. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora o el 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.
- e. 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.
- f. 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 o de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema.
- g. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”.
- h. Cancelar la energía que se consuma 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.
- i. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.

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 usuario podrá correr 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).

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 usuario o 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 usuario al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del usuario o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora.

CAPÍTULO VII CONTRATO DE CONEXIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN.

Artículo 34. Contrato 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.

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
- 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. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.
 - iii. Frecuencia de revisión de los cargos.

- iv. Información que el usuario 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 telemedida.
 - 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.

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 y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora son los responsables 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 usuarios que se conecten a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional.

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.

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.

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-NTCON “Uso, funcionamiento y control de contadores 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 iguales o superiores a 5MW, 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 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.

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-CON, “Uso, funcionamiento y control de contadores 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 o usuario en 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 o usuario en 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.

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.

Artículo 45. Protocolos y procedimientos:

El Operador del Sistema en coordinación con el ICE, el ICE, las empresas de transmisión, los generadores y las empresas distribuidoras, deberán 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.

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 1º 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 1º 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 tomarán 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:

EXTLT_i = Extensión de la línea de transmisión i en Km.

=

HD_i = 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:

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

En donde:

HIDLPI = 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:

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

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.

$$FRIDF$$

En donde:

FRIDF = 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 período de integración de 10 minutos.
 CTNL = 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:

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

En donde:

NFLTP_i = Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i, por evento propio.
 EXTLP_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:

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

En donde:

NFLT_i = Número de fallas semestrales de la línea de transmisión i, por eventos indirectos.
 EXTLP_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 1º 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 1º 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:

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

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:

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

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 (EMEPG) 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 (PMEPG) 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 (PMEPG) 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:

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

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:

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

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:

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

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 A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO

Artículo 123. Libre acceso a la red de distribución nacional.

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.

Artículo 124. Interconexiones autorizadas.

Se autoriza la interconexión y operación en paralelo de micro generadores con la red de distribución a baja tensión y la de mini generadores a la red de distribución de media tensión a través de un transformador exclusivo cuya capacidad será mínimo un 10% superior a la capacidad del mini generador.

Artículo 125. Capacidad de acceso.

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de micro y mini generadores, considerando que la operación de los mismos no interfiera con la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 126. Limitaciones de acceso.

En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la cargabilidad del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, etc.) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

- a. La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.
- b. La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.
- c. La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad del mismo.
- d. La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Artículo 127. Adecuaciones de red.

Las adecuaciones de la red de distribución a baja tensión necesarias para la conexión de un micro generador, con una capacidad inferior a 50 kVA, a la red de distribución nacional, correrán por cuenta de la empresa distribuidora, salvo que la misma requiera de inversiones en la red de media tensión.

En el caso de que se requieran adecuaciones de red para la interconexión de mini generadores y de micro generadores con una capacidad superior a 50 kVA, los costos correrán por cuenta del interesado.

Artículo 128. Construcción de línea y equipos de conexión.

Los materiales, equipos y los costos de construcción necesarios para llegar de las instalaciones del generador (micro o mini generador), hasta la red de distribución, correrán a cargo del interesado, debiendo para ello cumplirse, en lo aplicable, con las normas y disposiciones emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Punto de interconexión.

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnico y de responsabilidad, del generador con la red de distribución, lo será el punto de entrega.

Artículo 130. Contrato de conexión

Para la interconexión y operación de un micro o mini generador a la red de distribución, el interesado deberá suscribir un “Contrato de Conexión” con la empresa distribuidora, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, comerciales y jurídicas, así como las obligaciones, bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. La Autoridad Reguladora aprobará los formatos y prototipos de los contratos de conexión y las observaciones que haga serán de acatamiento obligatorio.

Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades:

a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.

b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes).

Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo anual de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación el día 1º

de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende del 1º de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución, equivalente al monto de la tarifa mínima respectiva y de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas.

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- b. Objeto y alcance contractuales incluyendo obligaciones que se impongan a las partes.
- c. Normas jurídicas que forman parte del contrato y rige para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas, así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.
- d. Régimen contractual elegido por el abonado-usuario, de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.
- e. Obras y equipos que forman parte de la conexión así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- f. Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normal y de contingencia.
- g. Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- h. Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- i. Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.
- j. Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 134. Procedimiento para la puesta en servicio.

El procedimiento para la puesta en servicio de un micro o mini generador inicia con la solicitud de conexión y finaliza con la puesta en servicio permanente del generador, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la operación comercial.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras diseñar e implementar el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación y puesta en servicio de las conexiones de micro y mini generadores a sus redes de distribución. Dicho procedimiento será remitido a la Autoridad Reguladora para su aprobación dentro del plazo máximo de seis meses contado a partir de la publicación de esta norma, incluyendo los prototipos de los contratos de conexión.

Artículo 135. Pruebas operativas.

El procedimiento de puesta en servicio de un micro o mini generador, deberá incluir las pruebas técnicas que la empresa distribuidora considere necesarias para resguardar la confiabilidad y seguridad operativas de su red, así como la continuidad y calidad del suministro eléctrico y la integridad física de usuarios del servicio y de transeúntes que eventualmente se desplacen cerca de donde están ubicados los generadores.

Artículo 136. Especificaciones técnicas de generadores. Generalidades.

Los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir, según corresponda en cada caso, con las especificaciones constructivas y operativas contempladas en las normas siguientes:

- a. IEEE-1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” (Estándar para la interconexión de recursos distribuidos en sistemas eléctricos de potencia).
- b. IEEE-519 “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.
- c. IEEE-929 “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems.
- d. UL-1741 “Inverters, Converters and Controllers and Interconnection System Equipment for use with Independent Power System.

Además se deberá considerar lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 36979-MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” publicado en La Gaceta No. 33, del 15 de febrero de 2012 y estar en concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 137. Regulación de la tensión.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas, y el estándar IEEE-1547, los micro y mini generadores que se operen en paralelo con la red de distribución nacional, tendrán los impedimentos siguientes:

- a. Regular la tensión en el punto de interconexión con la red de distribución.
- b. Causar sobre niveles de tensión o bajo niveles de tensión en la red de distribución, diferentes a los límites permisibles, según corresponda.
- c. Producir variaciones mayores al cinco por ciento (5%) de la tensión nominal de la red de distribución, al sincronizarse.
- d. Producir en la red de la distribuidora, huecos o picos de tensión con duraciones y magnitudes fuera de los rangos establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro”.

Artículo 138. Límites del Parpadeo.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de parpadeo establecidos en la norma AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 139. Distorsión armónica de la tensión.

Durante la sincronización y operación de un micro o mini generador con la red de distribución, no se excederán los límites de distorsión armónica de tensión establecidos, según corresponda, de la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CVS “Calidad del voltaje de suministro” y sus reformas.

Artículo 140. Otras consideraciones conformes al estándar IEEE 1547.

De conformidad con el estándar IEEE 1547, los micro y mini generadores que se interconecten y operen en paralelo con la red de distribución, deberán cumplir con lo siguiente:

- a. No interferir con la coordinación de protección del alimentador al que está conectado.
- b. Resistir a la interferencia electromagnética de acuerdo con el estándar IEEE-.90.1-1995 “Standard for Surge Withstand Capability”.
- c. Resistir sobre corriente y sobre tensión de acuerdo con los estándares IEEE C62.41.2-2002 “Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits” o IEEE C37.90.1-2002 “Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus”.
- d. No exceder, la inyección de corriente directa (C.D.) del generador al sistema de distribución, el cinco por ciento (5%) de la corriente máxima del equipo.

Artículo 141. Seguridad operativa. Bloqueo ante salidas operativas.

Los micro o mini generadores deberán contar con un sistema de bloqueo que inhabilite su conexión con la red de distribución cuando la misma se encuentre sin energía.

Artículo 142. Comportamiento ante salidas operativas.

Los micros o mini generadores dejarán de alimentar a la red de distribución ante una salida de operación de la red de distribución.

Artículo 143. Operación en isla.

No está permitida la operación en isla de micro generadores. En el caso de los mini generadores, capaces de operar en forma aislada, se requerirá de un canal de comunicación entre el sistema de protección de la empresa distribuidora y el mini generador.

La operación en isla, de ser técnicamente posible, será autorizada por la empresa distribuidora y deberá cumplir con las condiciones técnicas que para tales efectos, se le establezcan por parte de la empresa eléctrica y en concordancia con la normativa técnica emitida por la Autoridad Reguladora.

Artículo 144. Obligación de indicar el equipo de interrupción necesario.

Con fundamento en los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma, la empresa distribuidora indicará al interesado las características técnicas del equipo de interrupción necesario para operar en paralelo el micro o mini generador.

Artículo 145. Equipo de protección.

Las protecciones de las unidades de micro y mini generación y sus conexiones a la red de distribución nacional, deberán cumplir con los requisitos que la empresa distribuidora establezca, de conformidad con los principios técnicos establecidos en esta norma.

Artículo 146. Protecciones a requerir.

Dentro de las posibles protecciones que podrá la empresa eléctrica requerir para la interconexión y operación paralela de un micro o mini generador, estarán las que a continuación se indican, de acuerdo con la capacidad del generador y su impacto en la red de distribución, según los estudios indicado en los artículos 125 y 126 de esta norma:

- a. Interruptor manual con bloqueo.
- b. Disparo por sobre tensión.
- c. Disparo por baja tensión.
- d. Disparo por sobre/baja frecuencia.

- e. Sincronismo (Automático o manual).
- f. Sobre corriente a tierra.
- g. Disparo por telemetría.
- h. Regulador automático de tensión.
- i. Otras de acuerdo con las necesidades específicas.

Artículo 147. Responsabilidad de la operación y mantenimiento.

El generador es responsable de la operación y el mantenimiento de sus equipos de producción, conexión, seguridad y protección. No obstante, en el caso de mini generadores la empresa distribuidora podrá realizar remotamente maniobras de conexión y desconexión, cuando la seguridad operativa de la red de distribución así lo requiera.

Artículo 148. Causales para la desconexión.

Las empresas podrán desconectar las instalaciones del generador a pequeña escala para autoconsumo, previo aviso de al menos 24 horas de antelación, en las siguientes situaciones:

- a. Por mantenimiento programado o no programado (no rige el pre aviso) de la red de distribución.
- b. Por fallas en la red de distribución provocadas por el generador.
- c. Por incumplimiento del generador a lo establecido en esta norma o en el contrato.
- d. A solicitud del generador.
- e. A solicitud de Autoridad Judicial.

Artículo 149. Póliza de responsabilidad civil.

El generador deberá, si la empresa distribuidora lo requiere, adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil por los daños que la operación de sus equipos o fallas de sus instalaciones pueda ocasionar a la empresa distribuidora o que ésta produzca a sus abonados o usuarios, a consecuencia de deficiencias o fallas operativas de sus instalaciones y equipos.

Artículo 150. Obligaciones de las empresas distribuidoras.

Será responsabilidad de las empresas distribuidoras:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma que les correspondan.
- b. Efectuar los estudios indicados en los artículos 125 y 126 de esta norma.
- c. Suscribir y formalizar el “Contrato de Conexión” que regula las condiciones técnicas, administrativas y comerciales y someter el formato y prototipo de contrato a aprobación de la Autoridad Reguladora, debiendo implementar en él, las modificaciones que indique el Ente Regulador.
- d. Adecuar la red de distribución en baja tensión para la interconexión y operación en paralelo de los micro generadores.
- e. Informar a los usuarios de los requisitos técnicos que debe cumplir los equipos de generación e instalaciones de interconexión y equipo asociado.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores a pequeña escala para autoconsumo.

Será responsabilidad de los generadores:

- a. Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma, que les competa.
- b. Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.

- c. Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en las disposiciones de esta norma.
- d. Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- e. Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 152. Aspectos comerciales. Preceptos normativos.

Serán aplicables, para los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, si no se contraponen con esta norma, lo establecido en la norma técnica emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-SDC “Prestación del Servicio de Distribución y Comercialización del Servicio Eléctrico” y sus reformas.

Artículo 153. Liquidaciones contractuales.

Las empresas distribuidoras son responsables de implementar los mecanismos necesarios para efectuar las liquidaciones mensuales de energía para los contratos tipo “Medición Neta Sencilla” y anuales para los contratos tipo “Medición Neta Completa”, indicados en el artículo 131 de la presente norma.

Artículo 154. Sistema de medición.

El sistema de medición para el registro de la energía consumida y generada en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, correrá a cargo de la empresa eléctrica y cumplirá con lo indicado en la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas.

Artículo 155. Control de equipo de medición.

En concordancia con la norma emitida por la Autoridad Reguladora AR-NT-CON “Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica” y sus reformas, las empresas distribuidoras llevarán un control de los medidores utilizados para el registro de la energía consumidas y generadas en los servicios con generación a pequeña escala para autoconsumo, de tal forma que no se confundan con los utilizados en servicios de los demás abonados o usuarios.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes.

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de “Medición Neta Sencilla”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al mes de diciembre de cada año.

En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica debe facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma.

Artículo 158. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Completa”.

En la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes.

En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma, independientemente de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores.

Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.

**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 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 racionamientos, 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-CVS “Calidad del voltaje de suministro”, 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.

l. 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 previsiones 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.

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 principio 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.

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	Todos los componentes en servicio.	Ninguno.	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo elemento Contingencia Única	- Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. - Disparo de un componente sin falla.	- 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 componentes Contingencia Múltiple	- Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. - Disparo sin falla.	- Una sección de barra. - Todos los circuitos en una misma torre.	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
	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).	- 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	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).	- 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	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). Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias. Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.
	Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la operación incorrecta de un mecanismo de acción correctiva.	Iguales a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva.	Más de uno	

- II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III.** Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV.** Instruir a la Comisión Autónoma Ad Hoc, encargada de la revisión, actualización, replanteamiento o modificación de la referida norma (Oficio 721-RG-2013), para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final de la norma técnica los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente.
- V.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia al informe DFOE-AE-IF-03-2012.

Se retiran los funcionarios Edgar Cubero, Adriana Arguello y Marlon Yong.

ARTÍCULO 7. Recurso de revisión interpuesto por Aguacorporación Internacional S.A., contra la resolución RJD-107-2013. Expediente ET-112-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 999-DGAJR-2013 del 6 de diciembre de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio sobre el recurso de revisión interpuesto por Aguacorporación Internacional S.A., contra la resolución RJD-107-2013

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 999-DGAJR-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 06-88-2013

1. Rechazar de plano por inadmisible, el recurso extraordinario de revisión interpuesto por Aquacorporación Internacional S.A. contra la resolución RJD-107-2013.
2. Dar por agotada la vía administrativa.
3. Notificar a las partes, la resolución que ha de dictarse.
4. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 27 de julio de 2012, mediante el oficio GG-OF-549-2012, el Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenimiento (*en adelante "SENARA"*), solicitó ajuste a las tarifas de los servicios que se brindan en el Distrito de Riego Arenal-Tempisque (*en adelante "DRAT"*) que son: servicio de riego por gravedad, servicio de riego por bombeo y servicio de agua para piscicultura (*folios 1 a 270*).
- II. Que el 2 de noviembre de 2012, mediante la resolución 978-RCR-2012, publicada en el Alcance Digital N° 188 de La Gaceta N° 277 del 23 de noviembre del 2012, el Comité de Regulación, resolvió entre otras cosas, aprobar a Senara-Drat, incrementos tarifarios para los años 2012, 2013 y 2014 (*folios 1098 a 1156 y publicación a folios 1182 a 1220*).
- III. Que el 14 de noviembre de 2012, Pacific Land Corporation (*en adelante "Pacific Land"*), inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad contra la resolución 978-RCR-2012 (*folios 1022 a 1052*).
- IV. Que el 15 de noviembre de 2012, Ingenio Taboga S.A. (*en adelante "Taboga"*) y Aquacorporación Internacional S.A. (*en adelante "Aquacorp"*), inconformes con lo resuelto, interpusieron recursos de revocatoria con apelación en subsidio y gestiones de nulidad respectivamente contra la resolución 978-RCR-2012 (*folios 1055 a 1086 y 1087 a 1097 respectivamente*).
- V. Que el 18 de diciembre de 2012, mediante las resoluciones 1019-RCR-2012, 1020-RCR-2012 y 1021-RCR-2012 el Comité de Regulación, resolvió rechazar por el fondo, los recursos de revocatoria y gestiones de nulidad interpuestos en orden por Aquacorp, Pacific Land y Taboga.

Igualmente se procedió a emplazar a las partes ante el superior jerárquico a fin de hacer valer sus derechos (*folios 1419 a 1458, 1477 a 1515 y 1536 a 1572 respectivamente*).

- VI. Que el 10 de enero de 2013, Aquacorp, Pacific Land y Taboga respondieron al emplazamiento conferido (*folios 1325 a 1336, 1337 a 1342 y 1343 a 1348 respectivamente*).
- VII. Que el 11 de enero del 2013, SENARA respondió al emplazamiento conferido (*folios 1349 a 1371*).
- VIII. Que el 29 de enero de 2013, mediante los oficios 0023-IA-2013, 0024-IA-2013, 0025-IA-2013 la Intendencia de Aguas, remitió a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, los informes de los recursos interpuestos por Taboga, Pacific Land y Aquacorp respectivamente, contra la resolución 978-RCR-2012. Lo anterior de conformidad a lo establecido en el artículo 349 de la LGAP (*folios 1599 a 1601, 1602 a 1605 y 1606 a 1610*).
- IX. Que el 30 de enero de 2013, la Secretaría de Junta Directiva de Aresep, mediante los memorandos 42-SJD-2013, 43-SJD-2013, 44-SJD-2013, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, los recursos de apelación y gestiones de nulidad interpuestos por Taboga, Pacific Land y Aquacorp respectivamente, contra la resolución 978-RCR-2012 (*folios 1611 al 1613 respectivamente*).
- X. Que el 9 de agosto de 2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, mediante el oficio 605-DGAJR-2013, rindió el criterio sobre los recursos de apelación y gestiones de nulidad interpuestos por Taboga, Pacific Land y Aquacorp respectivamente, contra la resolución 978-RCR-2012 (*folios 1616 al 1631*).
- XI. Que el 29 de agosto de 2013, la Junta Directiva de la ARESEP mediante la resolución RJD-107-2013, resolvió entre otras cosas: [...] **II.** *Acoger el incidente de nulidad absoluta interpuesto por Aquacorp Internacional S.A. y anular la resolución 978-RCR-2012 del 2 de noviembre del 2012 y por su conexidad, las resoluciones 1019-RCR-2012, 1020-RCR-2012 y 1021-RCR-2012 y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna.* [...] **IV.** *Dimensionar los efectos de la anulación de la resolución 978-RCR-2012, manteniendo vigentes las tarifas allí establecidas, hasta tanto la Intendencia de Agua proceda a fijarlas conforme a derecho, es decir, tomando en consideración la normativa vigente para ello y lo señalado en esta resolución.* [...] (*folios 1661 a 1681*).
- XII. Que el 19 de noviembre de 2013, Aquacorp inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revisión contra la resolución RJD-107-2013 (*folios 1725 a 1726*).
- XIII. Que el 20 de noviembre de 2013, la Secretaría de Junta Directiva de ARESEP, mediante el memorando 774-SJD-2013, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de revisión interpuesto por Aquacorp contra la resolución RJD-107-2013 (*folio 1727*).
- XIV. Que el 6 de noviembre de 2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, mediante el oficio 999-DGAJR-2013, rindió el criterio sobre el recurso de revisión interpuesto por Aquacorp, contra la resolución RJD-107-RCR-2013 (*no consta en autos*).
- XV. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 999-DGAJR-2013 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

II- ANÁLISIS POR LA FORMA**1. NATURALEZA DEL RECURSO**

El recurso interpuesto contra la resolución RJD-107-2013, es el extraordinario de revisión, al cual se le aplican las disposiciones contenidas en los artículos 353 al 355 de la LGAP.

*En este sentido, la normativa es clara en establecer, entre otras cosas, las circunstancias bajo las cuales procede la interposición de dicho recurso. La LGAP señala, que dicho recurso se plantea contra aquellos actos finales firmes y cuando se presente alguna de las siguientes circunstancias: **a)** manifiesto error de hecho, **b)** cuando aparezcan documentos de valor esencial para resolver el asunto que hayan sido ignorados al dictarse el acto o que hubiere sido imposible aportarlos al expediente, **c)** cuando en el acto hayan influido esencialmente documentos o testimonios declarados falsos por sentencia judicial firme y **d)** cuando el acto se hubiera dictado como consecuencia de prevaricato, cohecho, violencia u otra maquinación fraudulenta declarada en sentencia judicial.*

De la impugnación planteada por el recurrente, no se desprende su fundamento bajo el cual se configuró alguna de las causales establecidas taxativamente en el artículo 353 supra indicado. En virtud de lo anterior y en aplicación de lo dispuesto en el artículo 292 inciso 3) de la LGAP, el recurso de revisión interpuesto por Aquacorp, contra la resolución RJD-107-2013, resulta inadmisibile.

2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO

Como bien se indicó en el apartado anterior, en cuanto al recurso extraordinario de revisión, debe acudir al artículo 353 de la LGAP, para determinar las circunstancias por las cuales puede plantearse, para efectos de establecer cuál de los distintos plazos de presentación le resulta aplicable y con ello valorar la temporalidad del recurso, ya que éstos operan según sea la circunstancia bajo la cual se fundamente su interposición, todo ello en virtud de lo establecido en el artículo 354 Ibídem.

En el caso en estudio, no se deduce del análisis del escrito de impugnación, cuál es el presupuesto del artículo 353 que fundamenta la interposición del recurso. Por lo tanto, no es posible ponderar ni determinar cuál es el plazo aplicable a este asunto, para efectos de comprobar la temporalidad del mismo.

3. LEGITIMACIÓN

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar que Aquacorp está legitimada para actuar -en la forma en lo que ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 36 de la Ley 7593 en relación con los artículos 275 y 276 de la LGAP; ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida (folios 510 y 734).

4. REPRESENTACIÓN

La señora Fabiana Gutiérrez León-Páez, actúa en su condición de Apoderada Especial facultada entre otras cosas, para realizar todos los trámites y firmar todos los documentos necesarios para la defensa de los intereses de la empresa Aquacorp -según consta en la certificación notarial visible a folios 492- por lo cual está facultada para actuar en nombre de dicha empresa.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

A pesar de que el recurso extraordinario de revisión planteado por Aquacorp resulta inadmisibile, se procede a efectuar el análisis de su argumento con el fin de determinar si la resolución impugnada está viciada de nulidad al tenor de lo indicado en el artículo 174 de la LGAP.

En cuanto al argumento de inconformidad, este órgano asesor procede a realizar las siguientes aclaraciones:

En cuanto al dimensionamiento de los efectos de la resolución RJD-107-2013

En la resolución recurrida, se fundamentaron las razones por las cuales se dimensionaron los efectos del acto anulatorio que dispuso la Junta Directiva en la resolución RJD-107-2013 (folios del 1661 al 1681). En ese sentido se dispuso:

[...] resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, se encuentra facultada por los artículos 229 de la LGAP y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo, para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, a fin de que no se produzcan graves dislocaciones de la seguridad jurídica, la justicia y la paz social; todos, bienes jurídicos comprendidos en el concepto de interés público.

Siendo que la resolución 978-RCR-2012 contiene vicios en su motivo y contenido y que estos constituyen elementos sustanciales del acto administrativo, que acarreen la nulidad absoluta de la misma, es jurídicamente viable que la Junta Directiva al anular esa resolución, dimensione el alcance de sus efectos anulatorios, manteniendo vigentes las tarifas fijadas en dicho acto hasta tanto la Intendencia de Agua fije las tarifas conforme a la normativa vigente. [...]

Tal y como se indicó en la resolución recurrida -RJD-107-2013-, en las tarifas fijadas en la resolución inmediata anterior a la 978-RCR-2012, no se consideró la cuota complementaria

(CC) –por cuanto ésta nunca se habían fijado-. Cabe reiterar que fue hasta en la resolución 978-RCR-2012, que por primera vez se fijó la cuota complementaria (CC), para piscicultura.

De no haberse dimensionado –en el espacio / tiempo- los efectos del acto anulatorio dispuesto por la Junta Directiva en la resolución recurrida, la consecuencia hubiera sido dejar al operador del servicio sin tarifas vigentes para ese servicio, con el perjuicio económico que ello conllevaría.

Así las cosas, el mantener vigentes las tarifas establecidas en la resolución 978-RCR-2012, hasta tanto la Intendencia de Aguas fije una nueva tarifa ajustada al ordenamiento jurídico, se realizó en resguardo del servicio prestado por SENARA, por el fin público que reviste su actividad, así como para evitar graves dislocaciones de la seguridad, la justicia y la paz social.

Por el contrario de lo que alega Aquacorp, se le reitera que sí existe fundamento jurídico, para dimensionar los efectos anulatorios de manera temporal y mantener vigentes las tarifas fijadas en la resolución anulada. En este sentido, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, se encuentra facultada por los artículos 143, 186 y 229 de la LGAP y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado, tal y como sucedió en el presente caso.

En virtud de lo anterior, considera este órgano asesor, que no lleva razón el recurrente en cuanto a su argumento.

V. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, tenemos que:

1. Desde el punto de vista formal, el recurso extraordinario de revisión interpuesto resulta inadmisibile, puesto que no se desprende que se haya configurado alguno de los supuestos taxativos establecidos en el artículo 353 de la LGAP para su interposición.
2. En las tarifas fijadas en la resolución inmediata anterior a la 978-RCR-2012, no se consideró la cuota complementaria (CC), para el servicio de piscicultura –por cuanto nunca se habían fijado-.
3. De no haberse dimensionado –en el espacio / tiempo- los efectos de acto anulatorio dispuesto por la Junta Directiva en la resolución recurrida, la consecuencia hubiera sido dejar al operador del servicio sin tarifas vigentes para el servicio de piscicultura, con el perjuicio económico que ello conllevaría.
4. Del estudio de nuestro ordenamiento normativo se desprende que existe fundamento jurídico, para que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora pueda dimensionar los efectos de sus actos anulatorios. En este sentido, pueden verse los artículos 143, 186 y 229 de la LGAP y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo.

(...)”

- II- Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso extraordinario de revisión interpuesto por Aquacorporación Internacional S.A. contra la resolución RJD-107-

2013; 2.- Dar por agotada la vía administrativa; 3.- Notificar a las partes, la presente resolución, tal y como se dispone.

- III-** Que en sesión 88-2013, del 12 de diciembre de 2013, cuya acta fue ratificada el 19 del mismo mes y año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 999-DGAJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

RESUELVE:

- I.** Rechazar de plano por inadmisibile, el recurso extraordinario de revisión interpuesto por Aquacorporación Internacional S.A. contra la resolución RJD-107-2013.
- II.** Dar por agotada la vía administrativa.
- III.** Notificar a las partes, la resolución que ha de dictarse.

NOTIFÍQUESE.

ARTÍCULO 8. Recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados contra la resolución 892-RCR-2012. Expediente ET-030-2012.

La Junta Directiva conoce el oficio 1005-DGAJR-2013 del 9 de diciembre de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, contra la resolución 892-RCR-2012 del 16 de julio de 2012, expediente ET-030-2012.

La señora **Alejandra Castro Cascante** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso:

- *Acoger parcialmente el recurso de apelación interpuesto por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012, únicamente en cuanto a la inclusión del riesgo país (argumento 6.c). En los demás argumentos se rechaza por el fondo el recurso interpuesto.*
- *Revocar parcialmente la resolución 892-RCR-2012 únicamente en lo referente al riesgo país (argumento 6.c) y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.*
- *Revocar de oficio la resolución 892-RCR-2012 únicamente en cuanto a: 1) Base tarifaria, ya que esta no incluyó los bienes de uso general correspondientes a acueducto y alcantarillado y 2) Depreciación, ya que incluyó la totalidad de la depreciación de los bienes de uso general y se debió excluir el 1% correspondiente a hidrantes y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.*
- *Agotar la vía administrativa.*

- *Notificar a las partes la presente resolución.*
- *Trasladar el expediente administrativo a la Intendencia de Agua para que dentro del plazo de un mes, contado a partir de la comunicación de la resolución dictada, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente fijar las tarifas que correspondan, tal y como se dispone.*

Ingresa el señor Carlos Herrera Amighetti, Intendente de Agua.

Seguidamente se suscita un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, en torno al caso en análisis.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme al oficio 1005-DGAJR-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

a) En cuanto al recurso de apelación interpuesto por AyA.

ACUERDO 07-88-2013

1. Acoger parcialmente el recurso de apelación interpuesto por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012, únicamente en cuanto a la inclusión del riesgo país (argumento 6.c). En los demás argumentos se rechaza por el fondo el recurso interpuesto.
2. Revocar parcialmente la resolución 892-RCR-2012 únicamente en lo referente al riesgo país (argumento 6.c) y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.
3. Revocar de oficio la resolución 892-RCR-2012 únicamente en cuanto a: 1) Base tarifaria, ya que esta no incluyó los bienes de uso general correspondientes a acueducto y alcantarillado y 2) Depreciación, ya que incluyó la totalidad de la depreciación de los bienes de uso general y se debió excluir el 1% correspondiente a hidrantes y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.
4. Agotar la vía administrativa.
5. Notificar a las partes la presente resolución.
6. Trasladar el expediente administrativo a la Intendencia de Agua para que dentro del plazo de un mes, contado a partir de la comunicación de la resolución dictada, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente fijar las tarifas que correspondan, tal y como se dispone.
7. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 7 de marzo de 2012, el AyA presentó solicitud de ajuste tarifario para los servicios de acueductos y alcantarillados (*folios 1 a 725*).
- II. Que el 13 de junio de 2012 se celebró la audiencia pública, según consta en el acta 51-2012 (*folios 1 155 a 1 190*).
- III. Que el 13 de julio de 2012, la entonces Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente emitió el oficio 262-DIAA-2012 que sirvió de sustento para emitir la resolución 892-RCR-2012 (*folios 1 239 a 1 518*).
- IV. Que el 16 de julio de 2012, mediante la resolución 892-RCR-2012, el Comité de Regulación fijó las tarifas para los servicios de acueductos y alcantarillados que brinda el AyA (*folios 1 564 a 1 591*).
- V. Que el 31 de julio de 2012, el AyA presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución 892-RCR-2012 (*folios 1 519 a 1 560*).
- VI. Que el 10 de octubre de 2012, mediante el oficio 390-DIAA-2012, la entonces Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente rindió criterio técnico y legal sobre el recurso de revocatoria presentado por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012 (*folios 1 602 a 1 631*).
- VII. Que el 19 de octubre de 2012, mediante la resolución 966-RCR-2012, el Comité de Regulación acogió parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por AyA en los argumentos 1 y 3, modificó los pliegos tarifarios de la resolución 892-RCR-2012 y emplazó al recurrente (*folios 1 659 a 1 681*).
- VIII. Que el 25 de octubre de 2012, el Comité de Regulación dictó un auto de trámite en el cual corrigió la notificación de la resolución 966-RCR-2012, notificándose nuevamente (*folios 1 653 a 1 658*).
- IX. Que el 31 de octubre de 2012, el AyA respondió al emplazamiento conferido ante el superior, donde amplió los argumentos del recurso (*folios 1 702 a 1 710*).
- X. Que el 31 de octubre de 2012, mediante el oficio 425-DIAA-2012, la entonces Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, sobre el recurso presentado por el AyA (*folios 1 713 a 1 715*).
- XI. Que el 1 de noviembre de 2012, mediante el memorando 609-SJD-2012, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) el recurso de apelación interpuesto por el AyA, contra la resolución 892-RCR-2012 para su análisis (*folio 1 719*).
- XII. Que el 18 de junio de 2013, la Intendencia de Agua (IA) emitió el oficio 327-IA-2013 que sirvió de base para la resolución RIA-005-2013 (*folios 1 749 a 1 756*).
- XIII. Que el 20 de junio de 2013, mediante resolución RIA-005-2013 la IA modificó la resolución 966-RCR-2012, disponiendo entre otras cosas, trasladar las fechas indicadas en esta «para que sea a partir del 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2014, que comiencen a regir

las tarifas del servicio de acueducto prestado por el AyA, que estaban programadas para entrar en vigencia el 1 de julio de 2013 al 30 de junio de 2014. Consecuentemente, la rebaja para el servicio de acueducto establecida para el 1 de julio de 2014, entraría a regir hasta el 1 de enero de 2015». Esto se publicó en el Alcance Digital N°117 de La Gaceta N°123 del 27 de junio de 2013 (folios 1 757 a 1 784).

- XIV. Que el 26 de junio de 2013, mediante oficio PRE-0703-2013, el AyA presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIA-005-2013 (*folios 1 799 a 1 812*).
- XV. Que el 12 de julio de 2013, mediante oficio PRE-0792-2013, el AyA retiró formalmente los recursos de revocatoria y apelación interpuestos contra la resolución RIA-005-2013, ya que consideró que los puntos expuestos requieren básicamente una aclaración técnica por parte de la IA (*folios 1 819 a 1 821*).
- XVI. Que el 22 de julio de 2013, mediante oficio 547-DGJR-2013, la DGAJR solicitó aclaración a la IA para resolver el recurso de apelación interpuesto por AyA contra la resolución 892-RCR-2012 (*folios 1 858 a 1 860*).
- XVII. Que el 24 de julio de 2013 mediante oficio 413-IA-2013, la IA dio respuesta a las aclaraciones solicitadas por el AyA presentadas originalmente en el recurso de revocatoria con apelación contra la resolución RIA-005-2013 (*folios 1 822 a 1 830*).
- XVIII. Que el 7 de agosto de 2013 mediante oficio 439-IA-2013, la IA dio respuesta parcial al oficio 547-DGJR-2013 (*folios 1 845 a 1 857*).
- XIX. Que el 20 de setiembre de 2013, mediante oficio 538-IA-2013, la IA completó la consulta efectuada en el oficio 547-DGJR-2013 (*folios 1 861 a 1 865*).
- XX. Que el 23 de octubre de 2013, mediante oficio PRE-2013-1314, el AyA solicitó el pronunciamiento por parte de la Junta Directiva sobre su propuesta de analizar la productividad por sistema en lugar de comparar por regiones (*folio 1 873*).
- XXI. Que el 9 de diciembre de 2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria mediante el oficio 1005-DGAJR-2013, rindió el criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012 del 16 de julio de 2012.
- XXII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 1005-DGAJR-2013 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

"[...]"

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

1. NATURALEZA DEL RECURSO

El recurso presentado es el ordinario de apelación al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 a 352 de la LGAP y sus reformas.

2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 26 de julio de 2012 (folios 1 583 y 1 585) y la impugnación fue planteada el día 31 de julio de 2012 (folios 1 519 a 1 560).

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado en el artículo 346, inciso 1 , de la LGAP, y que vencía el 31 de julio de 2012, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo legal.

3. LEGITIMACIÓN

El AyA se encuentra legitimado para actuar dentro del expediente ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida, de conformidad con los artículos 275 y 276 de la LGAP.

4. REPRESENTACIÓN

La señora Yesenia Calderón Solano está facultada para actuar en nombre del citado Instituto por cuanto actúa en su condición de Presidenta Ejecutiva, es apoderada generalísima sin límite de suma y ostenta la representación judicial y extrajudicial del AyA según consta en la certificación visible a folio 1 560.

[...]

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

De previo a analizar los argumentos de inconformidad del recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas de los servicios que presta el AyA.

1. Para calcular el rédito para el desarrollo, se deben utilizar las proyecciones del modelo presentado por el AyA y no las del modelo utilizado por ARESEP.

En el recurso interpuesto por AyA se indicó que el modelo utilizado por ARESEP sobreestima los ingresos tarifarios proyectados, lo que disminuye la disponibilidad de fondos para gastos operativos, inversión, atención del servicio de la deuda y recuperación de la depreciación, al afectar el rédito para el desarrollo (folios 1 519 a 1 522) y que consistentemente han tenido réditos menores a los proyectados por ARESEP; por ello solicita que se utilicen sus estimaciones y no las de ARESEP.

Este argumento será analizado en dos partes, en primer lugar se mencionan las proyecciones de los ingresos operativos y en segundo lugar se hace referencia al modelo utilizado, de la siguiente manera:

a. Proyecciones de ingresos operativos

Mediante la resolución 966-RCR-2012 -que respondió el recurso de revocatoria- se determinaron los dos aspectos que influyeron en la sobreestimación de ingresos efectuada por ARESEP: 1) se logró detectar que el cargo fijo se estimó para todo el año 2012 cuando debía incorporarse a partir de agosto de dicho año y 2) Del análisis anterior, basado en distribución de abonados y bloques de consumo se determinó que los bloques de más de 15 m³, contenían el consumo de los primeros 15 metros cúbicos que efectuaban estos abonados. Es decir, este consumo que ARESEP lo consideró ubicado y valorado en el bloque de más de 15 m³, en realidad se encontraba acumulado también el consumo del bloque de 0 a 15 m³. Con base en esto, en la resolución de cita se resolvió: 1) Acoger en forma parcial el recurso de revocatoria [...], en los puntos 1 y 3, y revocar parcialmente la Resolución 892-RCR-2012 del 16 de julio del 2012, específicamente en el Por Tanto primero, por lo que se incrementan las tarifas de acueducto para los años 2012 y 2013, de alcantarillado para el año 2012 y una rebaja en el 2014, para ambos servicios; [...].

Así las cosas, dicho argumento fue analizado y resuelto en su oportunidad en la resolución 966-RCR-2012.

b. Modelo utilizado

Los modelos presentados por AyA son autorregresivos, los cuales presentan como ventaja el ser un método simple y por lo general mejor para efectos de pronóstico, sin embargo, tienen la desventaja de ser ateóricos, dificultad para determinar adecuadamente la longitud apropiada del rezago y asegurar que cada variable sea estacionaria de manera simultánea (Gujarati, D., 2004, p. 826 y 827). Por otra parte, el modelo empleado en la resolución recurrida utiliza variables explicativas ajenas a la variable a estimar que recogen las relaciones entre éstas y la variable dependiente.

A criterio de este órgano asesor, el modelo utilizado en la resolución recurrida se encuentra conforme a lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos, en apego a las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.

Por lo antes indicado, se considera que no lleva razón el recurrente en cuanto a este punto.

A pesar de lo anterior, es criterio de este órgano asesor que resulta necesario elaborar una revisión posterior que verifique si las proyecciones efectuadas se ajustaron a la realidad, a fin de que periódicamente se realicen los ajustes que permitan que las tarifas reflejen el efecto real de las variables consideradas en ellas, independientemente del modelo utilizado para realizar las proyecciones o estimaciones.

¹ Gujarati, D. (2004). *Econometría* (4ta Edición). Ciudad de México, México: Editorial McGraw-Hill.

2. Los niveles de inversión que tomó en cuenta ARESEP no consideraron el pago del servicio de la deuda ni la depreciación.

El AyA señaló en su recurso, que la resolución recurrida supuso variaciones acumuladas en el capital de trabajo iguales a cero, para determinar el monto de las inversiones, sobrevalorando el impacto de los ingresos de las tarifas aprobadas y no consideró el pago del servicio de la deuda ni la depreciación, lo que compromete la atención de inversiones y préstamos. Por ello solicitó ajustar las inversiones para que cubran esos gastos.

En la resolución recurrida se indicó que: « [...] los montos anuales de inversión propuestos por el AyA, superan los recursos disponibles que se destinan para este efecto y que son calculados con base en una rentabilidad competitiva. El valor de la rentabilidad es de 7,29% (folio 1 570). Por otra parte, la resolución 966-RCR-2012 -que resolvió el recurso de revocatoria- señaló que: [...] no es posible con base en la metodología aplicada, reconocer un monto mayor de inversiones, dado que lo que se otorga es un rédito dado, con base en el modelo CAPM en que se determina el costo de capital del AyA. Si se requieren de mayores inversiones, el Instituto deberá buscar una mayor eficiencia en el uso de los recursos otorgados para aplicarlos a las inversiones o buscar financiamiento externo» (folio 1 669).

El análisis de este argumento se divide en dos apartados, como sigue:

a. Servicio de la deuda

En cuanto al pago del servicio de la deuda, la resolución recurrida indicó en el Considerando I, punto 5, que: «Un 88% del crédito del periodo no se ha concretado, se trata de una intención del AyA de obtener el crédito» (folio 1 570). En la resolución recurrida, el Comité de Regulación modificó los montos del servicio de la deuda solicitados por AyA ante los cambios efectuados por concepto de rédito para el desarrollo, ya que en lugar del 9,95% solicitado, se otorgó como rédito meta 5,77% en el 2012 y 7,29% tanto para el 2013 como para el 2014 (folio 1 305).

Los montos de inversión señalados por AyA en su recurso, corresponden solo a recursos tarifarios (folio 1 526), ya que se trata de los mismos datos indicados en la resolución recurrida (folio 1 570). La Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente, en el oficio 262-DIAA-2012 -fundamento de la resolución recurrida- « [...] supuso que se mantendría la misma razón de apalancamiento que se encuentra en la propuesta del AyA» (folio 1 281), por ello, de la inversión total a efectuar por el AyA, el 34% proviene de recursos tarifarios, 53% de crédito público y 14% de transferencias no reembolsables (folio 1 570).

Cabe indicar que mediante el oficio 547-DGAJR-2013, esta asesoría consultó a la IA, entre otras cosas, si dentro de los gastos del Estado de resultados proyectado se había incorporado el servicio de la deuda (para inversiones). Dicha solicitud fue atendida mediante los oficios 439-IA-2013 y 538-IA-2013, en el primero consta la respuesta al asunto antes mencionado, en el cual se indicó que: «En el estado de resultados proyectado no se incluye la partida porque en el enfoque de costo total (costo más rentabilidad) aplicado al estudio tarifario, el rubro de rentabilidad debería ser usado por el prestador para financiar tanto una parte de su programa de inversiones, como el costo financiero de los empréstitos que complementan los fondos para tal fin» (folio 1 850).

En la resolución 966-RCR-2012 se indicó que: « [...] el flujo de fondos que se elabora en el estudio tarifario lo que busca es determinar cuánto puede invertir el AyA con dicho rédito, considerando también como fuente de recursos la depreciación [...]. Por lo anterior, no es posible con base en la metodología aplicada, reconocer un monto mayor de inversiones, dado que lo que se otorga es un rédito dado» (folio 1 669).

La resolución 892-RCR-2012 estableció un rédito para el desarrollo de 5,77% en el 2012 y 7,29% tanto para el 2013 como para el 2014, sin embargo, esa situación varió con la entrada en vigencia de la resolución RIA-005-2013, que modificó la resolución 966-RCR-2012 -la que a su vez modificó la resolución recurrida- y trasladó la entrada en vigencia de las tarifas fijadas en la resolución 966-RCR-2012, de la siguiente manera: las que entraban a regir el 1 de julio del 2013 se trasladan al 1 de enero del 2014 y las que entraban a regir el 1 de julio del 2014 se trasladan al 1 de enero del 2015.

El oficio 327-IA-2013, que sirvió de base a la resolución RIA-005-2013 y mediante el cual la IA muestra los resultados de la fiscalización realizada sobre los recursos otorgados al AyA en el estudio ordinario en cuestión y su utilización, indicó lo siguiente:

Las tarifas que se le han aprobado al AyA mediante estudio ordinario, siempre han tenido como contrapartida en su utilización, la atención de sus gastos operativos, de mantenimiento y administración y un rédito de desarrollo para atender la reposición de activos, servicio de la deuda e inversiones nuevas que garanticen la continuidad, calidad y mejoramiento del servicio en el corto, mediano y largo plazo. Los modelos tarifarios utilizados para fijar el precio se basan en estimaciones y ciertas consideraciones, las cuales por su misma naturaleza, en ocasiones difieren de la realidad operativa de la empresa (del día a día).

La fiscalización forma parte de las obligaciones de la ARESEP, de conformidad con el artículo 6, inciso a) de la Ley 7593, y el principio de servicio al costo de conformidad con el artículo 3 de dicha ley, los cuales disponen:

Artículo 6.- Obligaciones de la Autoridad Reguladora

Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:

*a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida. (Así reformado por artículo 41, inciso a) de la Ley 8660 de 8/8/2008, publicada en el Alcance 31, a La Gaceta 156 del 13/8/2008).
[...]*

Artículo 3.- Definiciones

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

[...]

*b) **Servicio al costo.** Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.*

Como resultado de la fiscalización supracitada, la IA señaló en el oficio 327-IA-2013 que «el Superávit de Caja mencionado, se debe principalmente a que las inversiones estimadas por el Instituto no fueron ejecutadas en ese período por un monto similar al sobrante obtenido. Si al monto de 12.095 millones de colones de Superávit de Caja a abril de 2013, se le suma la cifra de 11.658 millones de colones, que corresponde al Saldo Acumulado de Caja a diciembre de 2012 (Flujo de Caja-Fondos Corrientes) se genera un monto acumulado de caja a abril del 2013 de más de 23 mil millones de colones».

Resumen de superávit de caja
(En millones de colones)

	Reales	Estimados	Variación
Ingresos totales	44.685	45.806	(1.121)
Gastos corrientes	26.325	27.008	(683)
Gastos de capital	5.134	17.639	(12.505)
Concesión neta	181	153	28
Superávit de caja (enero 2013 - abril 2013)	13.408	1.313	12.095
Saldo acumulado de caja a diciembre 2012			11.658
Saldo acumulado total a abril 2013			23.753

Fuente: Oficio 327-IA-2013

En el oficio mencionado anteriormente (327-IA-2013) se indicó que el superávit: «demuestra que la institución está teniendo un monto acumulado de caja que no ha podido ejecutar en las inversiones programadas. [...] Sin duda el país tiene un rezago en las inversiones en infraestructura requeridas para cumplir con el derecho humano del suministro de agua potable y saneamiento. Sin embargo, no tiene sentido que el Instituto acumule recursos mientras resuelve los problemas que enfrenta en materia de ejecución de los proyectos de inversión [...] para evitar esto, lo recomendable es trasladar para otra fecha la entrada del próximo ajuste de tarifas que está establecido mediante resolución 966-RCR-2012 para el servicio de acueducto».

Se debe considerar que el AyA (mediante oficio PRE-0703-2013) presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIA-005-2013, donde solicitó:

[...]

PETITORIA No.1

Suspender la rebaja tarifaria para el servicio de alcantarillado, propuesta en la resolución 966-RCR-2012, para el mes de julio 2014, sobre la cual no se dictaminó ninguna medida concreta en la Resolución RIA-005-2013, o indicar si la misma queda suspendida de oficio por lo dispuesto en dicha Resolución. [...]

PETITORIA No.2

Suspender la rebaja tarifaria para el servicio de acueducto, propuesta en la resolución 966-RCR-2012, para el mes de julio 2014, y trasladada para el 01 de enero de 2015, tal y como fue propuesto en la Resolución RIA-005-2013, únicamente para el caso del servicio de acueducto. [...]

PETITORIA No.4

4.1 Modificar lo dispuesto en el por tanto VI, respecto al siguiente requerimiento: “...Los recursos tarifarios otorgados para inversión que no fuesen utilizados o no esté debidamente programado su uso serán devueltos a los abonados”

Sustituyéndolo por la creación de un fondo de inversión institucional, donde se mantengan dichos recursos por separado en la respectiva cuenta contable, de manera que dichos recursos sirvan para respaldar los compromisos de inversión debidamente programados.

4.2 Se solicita a la Intendencia de Agua y Saneamiento, ampliar y especificar con mayor detalle el concepto de: "...recursos tarifarios otorgados para inversión que..(sic) no esté debidamente programado su uso"

[...]

Constituyéndose una penalización la exigencia de devolver: "...Los recursos tarifarios otorgados para inversión que no fuesen utilizados o no esté debidamente programado su uso serán devueltos a los abonados". // No obstante, dicha penalización tiene los siguientes inconvenientes para su aplicación [...] // Por lo tanto el AyA solicita con la vehemencia del caso, reconsiderar dicha penalización para buscar otro mecanismo que aunados a los ya propuestos en la Resolución RIA-005-2013, permita reservar esos recursos para los fines que fueron debidamente solicitados.

PETITORIA No.5

[...] se explique el sustento que permite a la actual Intendencia de Agua y Saneamiento, ampliar y/o modificar los requisitos de cumplimiento obligatorio que fueron dictados en las Resoluciones 892-RCR-2012 y 966-RCR-2012.

[...]

Posteriormente, mediante oficio PRE-0792-2013, el AyA retiró el recurso de revocatoria con apelación presentado contra la RIA-005-2013, al considerar que los puntos presentados en dicho recurso (oficio PRE-0703-2013) requerían básicamente una aclaración técnica por parte de la IA.

Mediante oficio 413-IA-2013, la IA envió las aclaraciones solicitadas por el AyA mediante oficio PRE-0792-2013, donde indicó que «el plan de inversiones aprobado en la Resolución No. 892-RCR (sic), no ha sido modificado en las resoluciones No. 966-RCR (sic) y RIA-005-2013. // En realidad lo que ha ocurrido es un rezago en la ejecución de dicho plan, que se refleja en el superávit de efectivo acumulado // De ahí, que lo que se considera conveniente es actualizar y reprogramar estas inversiones, a fin de que se pueda aprobar formalmente un nuevo plan para el periodo 2014-2016, con base en el cual, se realizarían los ajustes tarifarios requeridos en ese periodo».

Dado lo anterior, en vista de que de acuerdo con la RIA-005-2013 y los oficios 327-IA-2013 y 413-IA-2013, el AyA cuenta con recursos suficientes para hacer frente a sus gastos y dado que ese Instituto al presentar el recurso contra la RIA-005-2013 (oficio PRE-0703-2013) implícitamente reconoció que no está utilizando algunos recursos tarifarios, se considera que este argumento debe ser rechazado.

b. Depreciación

En el informe 262-DIAA-2012 -en el cual se basó la resolución recurrida-, se indicó en el cuadro 27 (folio 1 305) que entre los gastos totales de acueducto y alcantarillado se consideró el gasto por depreciación para cada servicio dentro del cálculo de la tarifa.

Mediante el oficio 439-IA-2013 -que respondió la consulta efectuada por esta asesoría-, se indicó que el gasto de depreciación estimado por la Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente es mayor al presentado por AyA, en vista de que la Dirección utilizó datos reales de depreciación al 2011 y que para los periodos 2012 al 2016 «se consideraron los gastos de depreciación de Propiedades de Uso General que se distribuye en la Base Tarifaria de los servicios de acueductos y alcantarillados con porcentajes del 87% y 12% respectivamente, lo cual fue omitido por AyA en los cálculos presentados» (folio 1 855). El

1% restante corresponde a hidrantes que no son considerados en el presente estudio tarifario (tal como es visible a folio 1 857, libro Copia de base tarifaria, hoja electrónica Bienes de uso general). Se desprende por tanto, que la depreciación fue considerada por la Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente en sus cálculos, en consecuencia se considera que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento en los términos planteados en su alegato.

El motivo por el cual la depreciación estimada por la Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente es mayor a la estimada por AyA a pesar de tener una base tarifaria menor se debe a que la primera sumó los montos de acueductos, alcantarillados y bienes de uso general, mientras que para la base tarifaria sumó únicamente acueductos y alcantarillados, sin incluir los bienes de uso general correspondiente a esos servicios (folio 1 857, libro Copia de base tarifaria, hoja electrónica Consolidado), inconsistencia que debería ser corregida.

En cuanto a los bienes de uso general, cabe mencionar que la depreciación estimada por la IA en el oficio 439-IA-2013, incluyó la depreciación total de los bienes de uso general, sin embargo, debió excluirse la depreciación correspondiente a hidrantes (1%), ya que ese servicio no forma parte del presente estudio tarifario. Esa inconsistencia también debería ser corregida.

Dado lo anterior, no lleva razón el recurrente en su argumento en los términos planteados en su alegato, sin embargo, es criterio de este órgano asesor que deben corregirse las inconsistencias señaladas.

3. ARESEP no incluyó en la tarifa, la estimación de ajustes y modificaciones ni otros ingresos por cargos varios.

a. Ajustes y modificaciones

Se señaló que en la resolución recurrida no se descontaron los consumos bonificados por concepto de ajustes y modificaciones a la facturación, conforme a los artículos 86, 95 y 97 del Reglamento de Servicios a los Clientes del AyA, por lo cual, indicó que se sobreestimó la cantidad de metros cúbicos consumidos en cada periodo.

El artículo 95 del reglamento supracitado establece que a un usuario de servicio medido que presente un alto consumo, el ajuste «se aplicará cobrándose el consumo promedio normal mostrado en las últimas seis facturaciones registradas», indica además que: «AyA podrá aplicar ajustes hasta dos facturas leídas consecutivas». Establece también que: «Para la aplicación de nuevos ajustes deberá transcurrir un período de 12 meses desde el último ajuste».

Por otra parte, en cuanto a los servicios no medidos, el artículo 97 del reglamento de cita, establece que: «En los servicios en que no se cuente con registros, o no sea posible establecer que permitan (sic) calcular el consumo promedio normal, se aplicará un volumen por mes por servicio igual “consumo promedio normal”, utilizado en el estudio tarifario que haya servido de base a la resolución que sustenta las tarifas vigentes, para cada una de las categorías».

El AyA señaló en su recurso que este ajuste no ha sido tomado en cuenta anteriormente para efectos de proyecciones de ingresos, sin embargo, manifestó como ejemplo que en el 2009, la aplicación de lo establecido en dichos artículos tuvo un impacto anual en sus ingresos de 1 952,4 millones de colones.

El Comité de Regulación indicó en la resolución 966-RCR-2012 -que resolvió el recurso de revocatoria-, que en los estudios tarifarios «no se consideran los ajustes a la facturación, dado que el análisis del mercado es una proyección de la cantidad de metros cúbicos con la tarifa que se obtenga, la cual supone que ya se han hecho los ajustes respectivos, dado que no es procedente hacer una estimación bajo el supuesto que va a ser ajustada; en todo caso, los ajustes que se efectúen deben afectar directamente los datos reales, y se supone que sobre esa base es que se estima, de lo contrario es responsabilidad del operador el suministrar los datos correctos» (folio 1 670).

Se indica al recurrente que el artículo 32, inciso f) de la Ley 7593 dispone: «Artículo 32.- Costos sin considerar. No se aceptarán costos de las empresas reguladas: [...] f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora». Con fundamento en lo anterior, y siendo que dichos montos no corresponden a incobrables fijados por la ARESEP, dicho concepto no debe reconocerse tarifariamente.

Dado lo anterior, esta asesoría considera que no lleva razón el recurrente en su argumento.

b. Otros ingresos por cargos varios

En el recurso presentado, el AyA indicó que «La ARESEP utiliza en la fijación de tarifas, el rubro de otros ingresos operativos reflejados en el Estado Financiero, los cuales solo muestran los aumentos de la venta de otros servicios, ya que las disminuciones (política de ajustes y modificaciones a la facturación) se registran en el Estado de Resultados en la sección de Ingresos de Operación de Acueducto, en la cuenta “Descuento por reclamos de clientes (41011000)».

La resolución recurrida no estimó ingresos por cargos varios, según se observa del folio 1 518 del estudio tarifario, sin embargo, la resolución 966-RCR-2012 -que resolvió el recurso de revocatoria- incorporó dichos cargos como ingresos adicionales para efectuar el cálculo tarifario, al ser cargos complementarios del servicio de acueductos y alcantarillados (folios 1 670 y 1 671) al señalar que: «Dichos ingresos se consideran en el cálculo de las nuevas tarifas que se determinan en el punto 1 de este informe».

El argumento sobre otros ingresos por cargos varios fue atendido en el punto 4.1 de la resolución 966-RCR-2012 donde se indicó que «En la revisión de los ingresos determinados en el oficio 262-DIAA-2012 [...] que corresponde al informe base en que se determinaron las tarifas que constan en la resolución recurrida, se determinó que no se estimaron Ingresos por Cargos Varios [...] y que corresponden a cargos complementarios a los servicios de acueductos y alcantarillados por lo que se procedió a estimarlos como ingresos adicionales del servicio [...]. Dichos ingresos se consideran en el cálculo de las nuevas tarifas que se determinan en el punto 1 de este informe».

El Por Tanto III de la resolución 966-RCR-2012 dice textualmente que el Comité de Regulación resuelve «Rechazar el Recurso en los puntos 2, 4.1 y 4.2 y las peticiones 4 y 5, presentados por AyA». Se indica que el argumento 4.1 fue rechazado, a pesar de que esos

ingresos fueron incorporados en el cálculo tarifario de la resolución que atendió la revocatoria, según se observa en el párrafo anterior. Por consiguiente, se presenta una inconsistencia en la resolución 966-RCR-2012 del Comité de Regulación, al haber rechazado el argumento, cuando esos otros ingresos fueron tomados en cuenta para el cálculo tarifario, tal como la resolución de cita lo indicara.

El AyA registra las partidas que generan disminuciones en la cuenta «Descuento por reclamos de clientes (41011000)» según lo manifestó en su recurso (folio 1 533). El argumento sobre esta partida fue atendido en el apartado anterior de este informe donde se indicó que de conformidad con el artículo 32, inciso f de la Ley 7593, no se aceptan en las peticiones tarifarias el valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.

Dado lo anterior, se concluye que este argumento fue acogido parcialmente en la resolución 966-RCR-2012 (Considerando II, Punto 4.1) y oficio 390-DIAA-2012 donde se indicó: «Dichos ingresos se consideran en el cálculo de las nuevas tarifas que se determinan en el punto 1 de este informe», y si bien no se consideró la partida 41011000 (Descuento por reclamo de clientes), esta se constituye como un costo no reconocible de acuerdo con el artículo 32 inciso f de la Ley 7593.

4. ARESEP no incluyó los ingresos dejados de percibir por el recurso de amparo interpuesto.

En el recurso interpuesto, el AyA solicitó que se le reconocieran los ingresos no percibidos por un monto de 971,3 millones de colones, por efecto del recurso de amparo presentado por la Asociación de Consumidores de Costa Rica el 6 de diciembre de 2010, el cual fue declarado sin lugar por la Sala Constitucional mediante voto 642 del 21 de enero de 2011.

Cabe indicar que la resolución 966-RCR-2012 rechazó dicha solicitud por dos razones: «Primero; El artículo 34 de la Ley 7593, indica que en ningún caso las tarifas tendrán efecto retroactivo, por lo que los meses en que no se pudo aplicar las tarifas fijadas en el 2008, no pueden ser reconocidas dado el mandato legal. Segundo: El estudio tarifario elaborado recientemente, reconoce los costos del servicio, de acuerdo con la metodología aplicada; esto hace innecesario incluir ingresos que no se recibieron y que no tienen como contraparte los gastos o costos que no fueron ejecutados; por lo que técnicamente tampoco es aceptable esta solicitud». (Considerando II, punto 4.2, folio 1 671).

Se le aclara al recurrente que las tarifas establecidas mediante la resolución RRG-465-2010 no fueron cobradas a partir del 9 de diciembre del 2010 -fecha de notificación del auto de traslado a la ARESEP-, ya que la Sala Constitucional mediante el auto de las 14:20 horas del 6 de diciembre del 2010, dio traslado a la Autoridad Reguladora del recurso de amparo interpuesto contra ella por la Asociación de Consumidores de Costa Rica dentro del expediente N° 10-016648-0007-CO, en el cual entre otras cosas se le ordenó: «Conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la misma Ley, la interposición del recurso suspende de pleno derecho los efectos de los actos impugnados, salvo que la Sala, en casos de excepcional gravedad disponga su ejecución (...) La suspensión dispuesta por el artículo 41 citado, implica **ORDENAR A LA AUTORIDAD RECURRIDA NO APLICAR LA RESOLUCIÓN RRG-465-2010 DE LAS ONCE HORAS CON TREINTA MINUTOS DEL**

DOS DE SETIEMBRE DE DOS MIL DIEZ, hasta tanto la Sala no resuelva en sentencia el recurso, o no disponga otra cosa [...].²

En consecuencia, la suspensión de los efectos de la RRG-465-2010 se realizó en virtud del acatamiento de la orden de una autoridad judicial, situación que es ajena a la ARESEP.

Dado lo anterior, no lleva razón el recurrente en este punto.

5. Que la resolución recurrida les fue notificada de manera incompleta y que se le entregue los documentos utilizados como base para efectuar el cálculo tarifario.

La resolución que resolvió la solicitud tarifaria le fue notificada al AyA el 26 de julio de 2012 (folios 1 583 y 1 585), esta se incorporó al expediente el 1 de agosto de 2012 (ver reverso del folio 1 591) y al expediente digital el 7 de agosto de 2012. El informe 262-DIAA-2012 que sirvió de base a la resolución recurrida consta en los folios 1 239 a 1 518 y fue incorporado al expediente el 30 de julio de 2012 (ver reverso del folio 1 517).

Sobre la prueba presentada por el recurrente donde indicó que la resolución recurrida se le notificó de forma incompleta, este órgano asesor observa que del comprobante de notificación (folio 1 585) se logra extraer que las 21 páginas de la resolución fueron notificadas de forma completa. Aunado a lo anterior, de la certificación notarial aportada por el AyA en el recurso interpuesto (ver folio 1 559), se desprende que la resolución recurrida le fue notificada al fax número 2242-5025 y que sólo se recibieron 17 páginas, ya que el facsímil emitió la alerta de “MEMORIA LLENA”, situación que no es imputable a la ARESEP.

Por otro lado, tanto en el expediente físico como en el digital, están los documentos que muestran los valores numéricos y hojas de cálculo (ver CD a folio 1 518) que sustentan las estimaciones de demanda, ingresos, gastos e inversiones (ver folios 1 239 a 1 380 y 1 383 a 1 517). De lo anterior se concluye que en el expediente consta la información utilizada para los cálculos tarifarios, de manera que está disponible para cualquier persona que la requiera.

De conformidad con lo anterior, no se desprende que se le haya causado indefensión al recurrente, toda vez que interpuso los remedios procesales que el ordenamiento jurídico establece para tal efecto.

Así las cosas, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

6. No considera que el índice S&P 500 guarde relación con el costo de capital de las empresas de agua potable, solicita corregir el riesgo sistémico de mercado y que se incluya el riesgo país.

El análisis de este argumento se desarrolla en tres apartados.

a. Índice Standard & Poor's 500

² La ley a la que hace referencia la cita, es la Ley de Jurisdicción Constitucional (Ley 7135).

El AyA indicó en la respuesta al emplazamiento, que apela la decisión de ARESEP de utilizar la mediana de la rentabilidad anualizada del índice Standard & Poor's 500 en la estimación del costo del capital, ya que considera que no guarda relación con las empresas de agua potable (folio 1 703) y sugiere utilizar valores de costo de capital de largo plazo entre 9% y 14% como las utilizadas por las empresas públicas y privadas de agua más importantes a nivel mundial (folio 1 707).

El informe 262-DIAA-2012, en el cual se basó la resolución recurrida, indicó que el uso de la mediana de la rentabilidad anualizada del índice Standard & Poor's 500 fue con el fin de «asignar una rentabilidad adecuada ajustada a las condiciones actuales para los recursos propios de AyA. Esta es una empresa pública que comercializa un servicio no transable. Además, no emite acciones que se coticen en alguna bolsa» (folio 1 300).

Por otro lado, el índice Standard & Poor's 500 es utilizado por entes reguladores a nivel mundial para aproximar las empresas públicas a los mercados de capitales y obtener, aunque sea grosso modo, el rendimiento del mercado como componente del costo de capital propio. Esta asesoría revisó el valor de la mediana de la rentabilidad anualizada del índice Standard & Poor's 500 entre enero del 2006 y diciembre del 2010, según lo indicado por la entonces Dirección de Aguas y Ambiente, con lo que se verifica el valor de 7,96% a partir de los datos disponibles en la página de la Reserva Federal <https://research.stlouisfed.org/fred2/>.

La Ley 7593 le otorga a la ARESEP competencias exclusivas y excluyentes, así como autonomía técnica y administrativa para el ejercicio de sus funciones, por lo cual puede escoger los índices que considere más convenientes en cada caso, sin embargo, puede valorar otras opciones que permitan comparar compañías de tamaño similar, del mismo sector o del mismo país. Si bien, el AyA menciona que deben usarse valores de costo de capital de empresas de agua a nivel mundial, no aporta referencias para considerar su uso. A la fecha no existe una metodología específica para fijar las tarifas al AyA, mediante la que se indique detalladamente la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que la comprende, es decir, que contemple el conjunto de métodos para calcularlas.

Cabe indicar que a criterio de esta asesoría, la elección de este índice se encuentra conforme a lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos en apego a las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.

Así las cosas, no lleva razón el recurrente en este argumento.

b. Riesgo sistémico de mercado

El recurrente señaló en la respuesta al emplazamiento, que ARESEP obtuvo un valor de riesgo sistémico de mercado de 1,54%, mientras que AyA obtuvo 7,1375% (folio 1 704).

El modelo CAPM aproxima el riesgo sistémico mediante el beta (β) y no como $R_b - R_f$ (prima por riesgo) como lo señaló el AyA en su recurso. Para efectos del cálculo de la prima por riesgo efectuado, se tiene que en la resolución recurrida se utilizó un R_b de 7,96% (mediana de rentabilidad del 2006 a 2010 del índice S&P 500), un R_f de 3,91% (promedio de rendimiento del 2006 a 2010 de las letras del tesoro de EE.UU. a 10 años); así, la prima de riesgo fue de 4,05%. El riesgo sistémico -beta desapalancada- (β), fue de 0,61, el cual se

tomó del sitio Web de Damodaran (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html) (folio 1 300). De los datos antes indicados, se obtuvo un valor de costo de capital propio ($CAPM = R_{lr} + \beta * [R_b - R_{lr}]$) de 6,381% (folio 1 300).

Por otro lado, AyA efectuó estos cálculos considerando un R_b de 11,19% (promedio del índice S&P 500 de 1996 a 2006), un R_{lr} de 4,0525% (promedio de bonos del tesoro de EE.UU. a 10 años entre agosto del 2007 a julio del 2008), obteniendo una prima por riesgo de 7,1375% (folios 95 y 96). De lo anterior, se desprende que para determinar la prima por riesgo y en consecuencia el costo de capital, el AyA utilizó periodos distintos para cada variable, lo cual resulta inconsistente.

Por lo anterior, no lleva razón el recurrente en este punto.

c. Incluir el riesgo país

El AyA indicó en la respuesta al emplazamiento que utilizar un riesgo país igual a cero no es sustentable desde el punto de vista económico ni financiero y que este error disminuye los recursos para inversión que percibiría la institución (folios 1 704 a 1 705).

Conceptualmente, el riesgo país es el diferencial (spread) entre el rendimiento de un bono emitido por el gobierno nacional y el de un bono de similar maduración emitido por el gobierno de los EE.UU. (o país similar), ambos denominados en la misma moneda. Puede ser entendido como el riesgo promedio de las inversiones realizadas en un determinado país y tiene como objetivo medir el entorno político, económico, social, fiscal, seguridad pública, etc.

El Consejo Monetario Centroamericano define el riesgo país como «la eventualidad de que un país incumpla sus obligaciones crediticias con algún acreedor extranjero, por razones fuera de los riesgos usuales que surgen de cualquier relación financiera». Señala además que «las condiciones del financiamiento externo se han tornado más restrictivas, y cada vez hay más pruebas de limitaciones en la oferta. Según el FMI, en muchas economías el crecimiento está expuesto a riesgos a la baja». Dicho Consejo indicó en su Informe de riesgo país del III trimestre del 2013³ que algunas calificadoras internacionales de riesgo mantuvieron el perfil de calificación para Costa Rica mientras que otras cambiaron la perspectiva de estable a negativa debido al elevado déficit fiscal, deuda creciente, presiones cambiarias y deterioro recurrente en las pérdidas del Banco Central (BCCR) derivado de la política de esterilización de capitales.

Cabe destacar que el AyA obtiene préstamos de entidades internacionales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Japonés para la Cooperación Internacional (JIBC), el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), entre otros (folio 1509). Por ejemplo, en algunos préstamos del BCIE⁴, dicha entidad percibe coberturas de riesgo país implícitas que les permite excepciones sobre: restricciones de convertibilidad de moneda, de requerimientos especiales de provisiones de deuda, menor probabilidad de reprogramación de pagos en el acontecimiento de una crisis en el país (acreedor preferente) y excepción de cobro de impuestos por fondeo de fuentes no domiciliadas localmente o no registradas en las instancias aprobatorias, lo que le permite al BCIE atraer un mayor

³ <http://www.secmca.org/INFORMES/07%20RiesgoPais/RiesgoPais.pdf>

⁴ <http://www.bcie.org/?cat=1141>

número de inversores interesados en proyectos de inversión en una determinada región. De esto se observa que el AyA debe costearse fondos internacionales para sus inversiones, donde las entidades que otorgan dichos préstamos valoran la rentabilidad de los recursos que otorgan, entre ellas, el riesgo del país donde colocan sus inversiones.

Considerando lo anterior, es criterio de este órgano asesor que un paso para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense (como es el caso de la resolución recurrida) a las condiciones nacionales de inversión debe incluir el riesgo país en su cálculo, por lo que lleva razón el recurrente al respecto.

7. Que se revise la solicitud efectuada por ARESEP, para que en lugar de comparar productividad por regiones, se sustituya por productividad en función de sistemas homólogos.

En el recurso presentado por AyA, se señaló que requiere mejorar sus indicadores de gestión y entrar en una política de reducción de costos, por lo que sugiere sustituir la metodología de comparar productividad por regiones, por una metodología de productividad en función de sistemas de acueductos y alcantarillados homólogos (tecnologías). Lo anterior por cuanto las características por regiones incluyen sistemas no comparables que están en función de: tipo de tratamiento, sistema por gravedad o bombeo, extensión de los sistemas, cobertura, densidad poblacional, topografía, entre otros (folio 1 540).

En la respuesta al emplazamiento, el AyA señaló que tiene la rectoría técnica en la materia desde hace más de 50 años, por lo que desde un punto de vista operativo, cuentan con el fundamento técnico adecuado para asegurar lo afirmado en la apelación (folio 1 708). Indicó además:

La supuesta comparabilidad de la eficiencia operativa entre las distintas regiones que componen al AyA, y la exigencia de pretender la convergencia, surgió a raíz de un informe emitido por la Dirección de Aguas y Ambiente DIAA, mediante el oficio 154-DIAA-2010 del 27 de mayo 2010, en el cual utiliza la información de la contabilidad financiera del AyA para desarrollar la aplicación de la técnica de Análisis envolvente de datos, para descomponer analíticamente al AyA, en seis empresas independientes y comparar su eficiencia operativa.

[...]

En el marco del reciente Estudio Tarifario. Mediante el Oficio PRE-0420-2012 recibido en ARESEP el 26 de Marzo 2012, se enviaron dos documentos: a) Fortalecimiento de la Gestión de Procesos GAM; y, b) Propuesta de Fortalecimiento Operativo Sistemas Periféricos, que detallan las características operativas y los diversos grados de complejidad de los sistemas de agua potable y alcantarillado, precisamente para demostrar que los sistemas no son estrictamente homogéneos y que por lo tanto las regiones que los integran tampoco son comparables desde el punto de vista de las condiciones operativas de sus sistemas.

El oficio 262-DIAA-2012 -en el cual se basó la resolución recurrida- indicó que para los fines de esta fijación tarifaria se busca calcular costos de eficiencia [...]. Las seis regiones de AyA serán comparadas en términos del costo medio de prestación de cada servicio. Las que resulten con un desempeño inferior a la frontera de eficiencia, deberán adecuar su

comportamiento futuro [...] hasta que logren encausar sus costos al nivel que exhiben las más eficientes. En el folio 1 503, la entonces Dirección de Servicios de Aguas y Ambiente indicó los costos medios de eficiencia obtenidos mediante su análisis por regiones y los precios finales a reconocer.

Se observa que la medida de eficiencia considerada por dicha Dirección en el estudio tarifario, contempla básicamente la diferencia de costos (folios 1 305 a 1 309, 1 503 y 1 507), sin analizar restricciones de tecnología u operativas.

En la resolución 966-RCR-2012, que respondió el recurso de revocatoria, se indicó que: Con respecto a la Petitoria 4, no se acepta, dado que no se presenta el respaldo técnico que demuestre que el análisis por regiones no es comparable debido a varias características que se indican en esta petitoria (folio 1 671).

Por otra parte, en el documento denominado Propuesta análisis comparativo eficiencia operativa regional, el AyA presentó la metodología de Análisis envolvente de datos y señaló que esta requiere de unidades comparables. Los parámetros de comparabilidad se mencionan en el punto 5, las características que impiden la comparación se indican en el punto 6 y el modelo orientado tanto a regiones como a sistemas se incluye en el punto 7 (folios 599 a 608). Al respecto el AyA concluyó que:

Como resultado de la aplicación de la metodología DEA, [...] se obtuvo una primera aproximación de medición de la eficiencia operativa comparada a nivel regional [...].

[...]

No obstante, como se indica en el presente estudio, este primer resultado [...], va a ser desagregado a un nivel que permita identificar y analizar las unidades mínimas comparables (iniciando con las regiones más eficientes), a través de la selección de las variables que mejor reflejen el desempeño, esto en virtud de que existe una gran diversidad de sistemas con características únicas que no permiten una comparación inmediata, y que incluso a lo interno de las regiones aquí analizadas como más eficientes, presentan ineficiencias significativas.

De lo manifestado por AyA se observa que, si bien, presenta en su documento las características que según su criterio, impiden la comparación entre regiones, también se aprecia que la aplicación que el AyA ha efectuado sobre la metodología denominada análisis envolvente de datos (DEA por sus siglas en inglés), no estaba concluida.

Por lo anterior, no lleva razón el recurrente en este punto, lo que no impide que un análisis completo y concluyente, bajo el enfoque propuesto por el AyA, pueda ser considerado en fijaciones tarifarias posteriores, de ser conforme con la metodología que se encuentre vigente.

Es criterio de este órgano asesor que en virtud de que actualmente se está en proceso de establecer una metodología tarifaria para los servicios de acueductos y alcantarillados, entre otros, según el oficio 707-RG-2013 donde se nombró la Comisión Autónoma Ad Hoc que se encargará de realizar la propuesta metodológica, se debe valorar la información suministrada por AyA mediante los documentos Fortalecimiento de la gestión de procesos GAM y Propuesta de fortalecimiento operativo sistemas periféricos (folios 478 a 703 y 706 a 725) en lo que corresponda y en caso de que la metodología propuesta incluya análisis de productividad, se especifique el procedimiento y las consideraciones necesarias para la determinación del nivel de eficiencia técnica y económica en su aplicación.

V. CONCLUSIONES

1. *El recurso de apelación interpuesto por el AyA, en contra de la resolución 892-RCR-2012 del 16 de julio de 2012, resulta admisible, puesto que fue presentado en tiempo y forma.*
2. *No existe actualmente una metodología o modelo formalmente aprobado, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular el tarifas de los servicios que presta el AyA.*
3. *El argumento sobre la sobreestimación de ingresos operativos en la resolución recurrida fue analizado y resuelto en la resolución 966-RCR-2012 que resolvió el recurso de revocatoria.*
4. *El modelo utilizado en la resolución recurrida para estimar la demanda se encuentra conforme a lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la Ley General de la Administración Pública, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos, en apego a las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.*
5. *De acuerdo con la RIA-005-2013 y los oficios 327-IA-2013 y 413-IA-2013, el AyA cuenta con recursos suficientes para hacer frente a sus gastos y ese Instituto en el oficio PRE-0703-2013) implícitamente reconoció que no está ejecutando algunos recursos tarifarios.*
6. *La depreciación fue considerada en el cálculo de la tarifa, sin embargo, esta incluyó todos los bienes de uso general y debió excluir el 1% correspondiente a los bienes de uso general utilizados en hidrantes.*
7. *La base tarifaria sumó únicamente acueductos y alcantarillados, sin incluir los bienes de uso general correspondientes a estos servicios, inconsistencia que debe ser corregida.*
8. *Los consumos bonificados por concepto de ajustes y modificaciones a la facturación no corresponden a incobrables fijados por ARESEP, por tanto y en concordancia con el artículo 32 inciso f) de la Ley 7593 no deben reconocerse tarifariamente.*
9. *La resolución 966-RCR-2012 presenta una inconsistencia en cuanto al argumento sobre Otros ingresos por cargos varios, la cual es visible en el Por Tanto III y en el Considerando II punto 4.1, sin embargo, del estudio de dicha resolución se desprende que esos otros ingresos fueron tomados en cuenta para efectuar el cálculo tarifario.*
10. *La suspensión de los efectos de la RRG-465-2010 se realizó en virtud del acatamiento de la orden de una autoridad judicial, situación que es ajena a la ARESEP.*
11. *La resolución recurrida le fue notificada al AyA de forma completa, por lo que no se le causó indefensión al recurrente, toda vez que interpuso los remedios procesales que el ordenamiento jurídico establece para tal efecto.*

12. *El uso del Índice Standard & Poor's 500 en el cálculo del costo de capital, se encuentra conforme a lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos en apego a las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.*
13. *El modelo CAPM aproxima el riesgo sistémico mediante el beta (β) y no como $R_b - R_{lr}$ (prima por riesgo) como lo señaló el AyA en su recurso. Para determinar la prima por riesgo y en consecuencia el costo de capital, el AyA utilizó periodos distintos para cada variable, lo cual resulta inconsistente.*
14. *Un paso para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense (como es el caso de la resolución recurrida) a las condiciones nacionales de inversión debe incluir el riesgo país en su cálculo.*
15. *El análisis DEA efectuado por el AyA no estaba concluido al momento en el cual se efectuó el cálculo tarifario. Lo que no impide que un análisis completo y concluyente bajo el enfoque propuesto por el AyA, pueda ser considerado en fijaciones tarifarias posteriores, de ser conforme con la metodología que se encuentre vigente.
[...]* ”

II.- Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Acoger parcialmente el recurso de apelación interpuesto por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012, únicamente en cuanto a la inclusión del riesgo país (argumento 6.c). En los demás argumentos se rechaza por el fondo el recurso interpuesto. 2.- Revocar parcialmente la resolución 892-RCR-2012 únicamente en lo referente al riesgo país (argumento 6.c) y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013. 3.- Revocar de oficio la resolución 892-RCR-2012 únicamente en cuanto a: 1) Base tarifaria, ya que esta no incluyó los bienes de uso general correspondientes a acueducto y alcantarillado y 2) Depreciación, ya que incluyó la totalidad de la depreciación de los bienes de uso general y se debió excluir el 1% correspondiente a hidrantes y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013. 4.- Agotar la vía administrativa. 5.- Notificar a las partes la presente resolución. 6.- Trasladar el expediente administrativo a la Intendencia de Agua para que dentro del plazo de un mes, contado a partir de la comunicación de la resolución que llegue a dictarse, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente fijar las tarifas que correspondan, tal y como se dispone.

III. Que en sesión 88-2013-2013, del 12 de diciembre de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 1005-DGAJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas, con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
RESUELVE:**

- I. Acoger parcialmente el recurso de apelación interpuesto por el AyA contra la resolución 892-RCR-2012, únicamente en cuanto a la inclusión del riesgo país (argumento 6.c). En los demás argumentos se rechaza por el fondo el recurso interpuesto.
- II. Revocar parcialmente la resolución 892-RCR-2012 únicamente en lo referente al riesgo país (argumento 6.c) y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.
- III. Revocar de oficio la resolución 892-RCR-2012 únicamente en cuanto a: 1) Base tarifaria, ya que esta no incluyó los bienes de uso general correspondientes a acueducto y alcantarillado y 2) Depreciación, ya que incluyó la totalidad de la depreciación de los bienes de uso general y se debió excluir el 1% correspondiente a hidrantes y por conexidad las resoluciones 966-RCR-2012 y RIA-005-2013.
- IV. Agotar la vía administrativa.
- V. Notificar a las partes la presente resolución.
- VI. Trasladar el expediente administrativo a la Intendencia de Agua para que dentro del plazo de un mes, contado a partir de la comunicación de la resolución dictada, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente fijar las tarifas que correspondan, tal y como se dispone.

NOTIFIQUESE.

b) En cuanto a la recomendación adicional contenida en el oficio 1005-DGAJR-2013.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que mediante el oficio 1005-DGAJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria recomienda adicionalmente, en relación con el recurso de apelación interpuesto por AyA, lo siguiente:

Solicitar a la Administración que instruya a la Comisión Ad Hoc nombrada por el Regulador General mediante el oficio 707-RG-2013, para que incluya dentro del proceso que se lleva a cabo para la elaboración de la metodología para los servicios de acueductos y alcantarillados, entre otros, un apartado donde se contemplen revisiones posteriores al estudio tarifario de manera periódica (como mínimo una vez al año), mediante las cuales se verifique si las estimaciones efectuadas se ajustaron a la realidad, con el fin de que las tarifas reflejen el efecto real de las variables consideradas. Además, en caso de que la propuesta incluya análisis de productividad, especifique el procedimiento y las consideraciones necesarias para la determinación del nivel de eficiencia técnica y económica en su aplicación.

Analizada la recomendación adicional, con base en lo indicado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria en su oficio 1005-DGAJR-2013, somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 08-88-2013

Solicitar a la Administración que instruya a la Comisión Ad Hoc nombrada por el Regulador General mediante el oficio 707-RG-2013 para que incluya dentro del proceso que se lleva a cabo para la elaboración de la metodología para los servicios de acueductos y alcantarillados, entre otros, un apartado donde se contemplen revisiones posteriores al estudio tarifario de manera periódica (como mínimo una vez al año), mediante las cuales se verifique si las estimaciones efectuadas se ajustaron a la realidad, con el fin de que las tarifas reflejen el efecto real de las variables consideradas. Además, en caso de que la propuesta incluya análisis de productividad, especifique el procedimiento y las consideraciones necesarias para la determinación del nivel de eficiencia técnica y económica en su aplicación.

Se retiran los señores (as) Stephanie Castro Benavides, Edwin Espinoza Mekbel, José Carlos Rojas Vargas, Edwin Canessa Aguilar, Alejandra Castro Cascante y Henry Payne Castro.

ARTÍCULO 9. Exposición del señor Guillermo Monge sobre pasantía en Corea.

A partir de este momento ingresa al salón de sesiones, el señor Guillermo Monge Guevara a participar en la exposición de este artículo.

El señor **Guillermo Monge Guevara** brinda una exposición sobre la pasantía que realizó en la empresa KECO “Korea Environment Corporation”, cuya actividad se llevó a cabo en Corea del 2 al 6 de diciembre del 2013.

Entre distintos aspectos, comenta antecedentes y particularidades de dicha empresa, la cual es un ente estatal coreano que diseña políticas, estrategias y proyectos en temas ambientales, tales como clima, aire, agua, circulación de recursos y salud ambiental.

Por otra parte, se refiere al tema de la generación con Residuos Sólidos Municipales (RSM). Asimismo, entre las actividades desarrolladas se refiere a las visitas que se realizaron, entre ellas:

- *Planta de recuperación de recursos y generación con RSM de MAPO.*
- *Planta Eléctrica a partir de Desechos Sólidos en BUSAN.*
- *Relleno Sanitario de la Gran Área Metropolitana de Corea.*
- *Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales en PAJU.*
- *Exposición proyecto ALLBARO (administración de ciclos de disposición de desechos con tecnología de radiofrecuencia).*

Finaliza su presentación y se refiere a temas específicos que fueron clarificados en la visita a KECO, señala:

- *Ventajas y desventajas de distintas tecnologías (incineración, pirólisis, incineración con pretratamiento, gasificación).*
- *Contenido de humedad de la basura.*
- *Poder calórico de la basura.*
- *Stock de desechos en planta.*
- *Malos olores.*
- *Emisiones tóxicas.*
- *Costos de operación y mantenimiento.*
- *“Tipping fee” (costo de disposición de desechos)*
- *Neutralidad tecnológica.*

Analizado el tema, el **señor Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 09-88-2013

Dar por recibido lo informado por el señor Guillermo Monge Guevara, Director General del Centro de Desarrollo de la Regulación, en torno a la pasantía realizada a la empresa KECO “Korea Environment Corporation”, actividad que se llevó a cabo del 2 al 6 de diciembre del 2013.

Se retira el señor Guillermo Monge Guevara.

ARTÍCULO 10. Asuntos informativos.

Seguidamente se dan por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como asuntos de carácter informativo, los cuales se detallan a continuación:

- a) *Estado del trámite del procedimiento de fijación de la tarifa para el servicio de Internet móvil por transferencia de datos en la modalidad post pago. Cumplimiento de acuerdo 09-77-213) Oficios 6159-SUTEL-SCS-2013 del 2 de diciembre de 2013 y 5940-SUTEL-DGM-2013 del 19 de noviembre de 2013.*
- b) *Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre la consulta al Texto sustitutivo del Proyecto de Ley de alimentación para las personas trabajadoras, expediente 18.646. Oficio 060-RGA-2013 del 4 de diciembre de 2013.*
- c) *Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley creación de una contribución especial por el pago de peaje en el puente sobre el río Tempisque, expediente 18.811. Oficio 055-RGA-2013 del 3 de diciembre de 2013.*
- d) *Audiencia pública a realizarse el 17 de diciembre de 2013 sobre la Propuesta para establecer el “Modelo para la fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús”, expediente OT-355-2013. Oficio 3428-DGAU-2013 del 6 de diciembre de 2013.*
- e) *Situación Financiera de la Refinadora Costarricense de Petróleo. Oficio P-0538- 2013 del 4 de diciembre de 2013.*

A las diecisiete horas y treinta y cinco minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de Junta Directiva