

ALCANCE Nº 279 A LA GACETA Nº 238

Año CXLI

San José, Costa Rica, viernes 13 de diciembre del 2019

102 páginas

PODER LEGISLATIVO

LEYES

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

DIRECTRIZ

DOCUMENTOS VARIOS

HACIENDA

REGLAMENTOS

BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

AUTORIDAD REGULADORA

DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

FE DE ERRATAS

PODER LEGISLATIVO

PODER LEGISLATIVO

LEYES

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

REFORMA DE LOS ARTÍCULOS 56, 60, 141, EL EPÍGRAFE DEL CAPÍTULO II DEL TÍTULO III Y LOS ARTÍCULOS 151 Y 152 DE LA LEY N.º 5476, CÓDIGO DE FAMILIA, DE 21 DE DICIEMBRE DE 1973, Y DEL ARTÍCULO 35 DE LA LEY N.º 7739, CÓDIGO DE LA NIÑEZ Y LA ADOLESCENCIA, DE 6 DE ENERO DE 1998. RÉGIMEN DE INTERRELACIÓN FAMILIAR

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9781

EXPEDIENTE N.º 20.833

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

REFORMA DE LOS ARTÍCULOS 56, 60, 141, EL EPÍGRAFE DEL CAPÍTULO II DEL TÍTULO III Y LOS ARTÍCULOS 151 Y 152 DE LA LEY N.º 5476, CÓDIGO DE FAMILIA, DE 21 DE DICIEMBRE DE 1973, Y DEL ARTÍCULO 35 DE LA LEY N.º 7739, CÓDIGO DE LA NIÑEZ Y LA ADOLESCENCIA, DE 6 DE ENERO DE 1998. RÉGIMEN DE INTERRELACIÓN FAMILIAR

ARTÍCULO 1- Se reforman los artículos 56, 60, 141, el epígrafe del capítulo II del título III y los artículos 151 y 152 de la Ley N.º 5476, Código de Familia, de 21 de diciembre de 1973. Los textos son los siguientes:

Artículo 56- Guarda, crianza y educación, falta de capacidad de los padres para ejercerlas, interrelación familiar, alimentos y cosa juzgada

Al declarar el divorcio o la separación judicial, el Tribunal determinará lo correspondiente a la guarda, crianza y educación de los hijos y las hijas menores de edad, tomando en cuenta el acuerdo, las aptitudes físicas y morales y las capacidades del padre y la madre, de conformidad con el interés superior de la persona menor de edad. Asimismo, se tomará en cuenta el interés superior de los hijos menores.

Sin embargo, si ninguna de las personas progenitoras está en capacidad de ejercerlas, los hijos y las hijas se confiarán a una persona idónea de su círculo familiar y afectivo o, en su defecto como último recurso y durante el menor tiempo posible, a una institución especializada, quienes asumirían las funciones de tutela. El Tribunal adoptará, además, las medidas necesarias concernientes a las relaciones familiares entre padres, madres, hijos e hijas, procurando no separar a los hermanos y las hermanas, de conformidad con el artículo 152 de este Código y el artículo 35 de la Ley N.º 7739, Código de la Niñez y la Adolescencia, de 6 de enero de 1998.

Cualquiera que sea la persona o institución a cuyo cargo queden los hijos y las hijas, los padres y las madres quedan obligados a sufragar los gastos que demanden su guarda, crianza y educación, al tenor de lo indicado por el numeral 35 del presente Código.

Lo resuelto conforme a las disposiciones de este artículo no constituye cosa juzgada y el Tribunal podrá modificarlo de acuerdo con la conveniencia de los hijos y las hijas o por un cambio de circunstancias.

Artículo 60- Convenio de divorcio o separación en cuanto a los cónyuges y convivientes

Se puede decretar el divorcio o la separación judicial de los cónyuges por mutuo consentimiento, de acuerdo con el procedimiento establecido en el Código Procesal de Familia.

La solicitud de divorcio o separación judicial se presentará al Tribunal por convenio firmado en escritura pública por ambos cónyuges; documento en el cual se debe hacer mención sobre los siguientes puntos:

- a) El establecimiento del derecho o no de obligación alimentaria entre los cónyuges y el monto en que se obligan.
- b) La distribución de la propiedad de los bienes gananciales habidos en el patrimonio de los cónyuges.
- c) En caso de tener hijos o hijas menores, a las disposiciones establecidas en el artículo 152 del presente Código.

Estas mismas disposiciones serán aplicables en caso de que se dé un acuerdo de separación de las uniones de hecho, según lo estipulado en el artículo 242 del presente Código.

El convenio no podrá surtir efecto para su homologación, si no es presentado ante el despacho judicial antes de los tres meses posteriores a su celebración notarial.

El convenio, si es procedente y no perjudica los derechos de los hijos y las hijas menores, se aprobará por el Tribunal en resolución fundamentada en un plazo de quince días hábiles. El Tribunal podrá pedir que se complete o aclare el convenio presentado, si es omiso o confuso en los puntos señalados en este artículo de previo a su aprobación.

Artículo 141- Los derechos y las obligaciones inherentes a la responsabilidad parental no pueden renunciarse. Tampoco pueden modificarse por acuerdo de las partes, salvo lo dispuesto para la separación y el divorcio por mutuo consentimiento, en cuanto se refiera a la guarda, crianza y educación de los hijos y las hijas.

Asimismo, cuando se realice el reconocimiento de hijas e hijos menores habidos fuera del matrimonio, el padre y la madre deberán acordar los atributos de la responsabilidad parental, guarda, crianza, educación y régimen de interrelación familiar de los primeros. Dicho acuerdo se realizará según lo dispuesto por el artículo 152 del presente Código, sea en sede judicial o ante el Registro Civil, el Patronato Nacional de la Infancia (PANI) o notario público; en defecto de acuerdo o cuando el interés superior de la persona menor de edad así lo justifique, el Tribunal dispondrá y modificará en resolución fundada todo lo correspondiente.

TÍTULO III

[...]

CAPÍTULO II

RESPONSABILIDAD PARENTAL SOBRE LOS HIJOS Y LAS HIJAS HABIDOS EN EL MATRIMONIO Y LA UNIÓN DE HECHO

Artículo 151- Ejercicio conjunto, casos de conflicto, administración de bienes de los hijos y las hijas

El padre y la madre ejercerán, con iguales derechos y deberes, la responsabilidad parental sobre sus hijas e hijos habidos en el matrimonio y uniones de hecho. En caso de conflicto, a petición de cualquiera de ellos, y mediante el procedimiento resolutivo familiar establecido en el Código Procesal de Familia, el Tribunal decidirá, apegándose estrictamente a los plazos establecidos en dicho Código, sobre el ejercicio de la responsabilidad parental y sus atributos, incluyendo todo lo concerniente a la fijación o modificación del régimen de interrelación familiar. En todo caso, se deberá resolver tomando en cuenta el interés superior de la persona menor de edad.

La administración de los bienes del hijo o la hija corresponde a aquel que se designe de común acuerdo o por disposición del Tribunal.

Artículo 152- Hijos menores de edad. Atributos de la autoridad parental, guarda, crianza, educación y régimen de interrelación familiar

En caso de divorcio, nulidad de matrimonio o separación judicial o por mutuo consentimiento, los cónyuges con hijos e hijas menores deberán acordar o, en defecto de acuerdo, el Tribunal dispondrá en resolución fundada todo lo correspondiente sobre los siguientes puntos:

a) La custodia de los hijos y las hijas menores y el ejercicio de la responsabilidad parental. Será prioritario elegir la custodia y el ejercicio de la responsabilidad parental compartidas para ambos padres; para ello, se tomará en cuenta el interés superior del menor. Asimismo, deberá asegurarse el derecho a la vivienda para los hijos y las hijas menores.

b) Lo correspondiente a la alimentación, guarda, crianza, educación de los hijos y las hijas menores y la administración de los bienes de estos, de forma proporcional a las capacidades y los ingresos económicos del padre y la madre.

c) El régimen de interrelación familiar, incluyendo el derecho de las personas menores de edad a mantener contacto, visitas y comunicación con sus padres o madres que no cohabiten con ellos y ellas, y demás parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad, así como a terceros no parientes que formen parte de dicho círculo familiar extendido y afectivo, cuando el interés

superior de la persona menor de edad así lo justifique y según lo estipula el artículo 35 de la Ley N.º 7739, Código de la Niñez y la Adolescencia, de 6 de enero de 1998.

Estas mismas disposiciones serán aplicables a la finalización de las uniones de hecho por cualquier causa y su posterior reconocimiento en sede jurisdiccional.

En caso de divorcio y separación por mutuo consentimiento, el pacto no valdrá mientras el Tribunal no se pronuncie sobre la aprobación de la separación en resolución fundamentada en un plazo de quince días hábiles. La autoridad judicial podrá pedir que se complete o aclare el convenio presentado, si es omiso o confuso en los puntos señalados en este artículo de previo a su aprobación; en estos casos deberá improbar o modificar el convenio en beneficio de los hijos y las hijas, e intervendrá, si no hay acuerdo entre las partes.

Lo resuelto conforme a las disposiciones anteriores relativas a los hijos y las hijas menores no constituye cosa juzgada y el Tribunal podrá modificarlo por vía incidental, a solicitud de parte o del Patronato Nacional de la Infancia (PANI), de acuerdo con la conveniencia de los hijos y las hijas menores de edad o por un cambio de circunstancias.

ARTÍCULO 2- Se reforma el artículo 35 de la Ley N.º 7739, Código de la Niñez y la Adolescencia, de 6 de enero de 1998. El texto es el siguiente:

Artículo 35- Derecho al contacto con el círculo familiar y afectivo

Las personas menores de edad, que vivan o no con su familia, tienen derecho a tener contacto de manera regular y directa con su círculo familiar y afectivo, hasta el cuarto grado de consanguinidad y segundo de afinidad; así como con terceros no parientes que formen parte de dicho círculo familiar extendido y afectivo, cuando el interés superior de la persona menor de edad así lo justifique.

La negativa del menor a mantener contacto, visitas y comunicación deberá ser considerada y obligará, a quien tenga su custodia, a solicitar a la oficina local del Patronato Nacional de la Infancia (PANI) que investigue y brinde la atención psicosocial necesaria.

La autoridad judicial, mediante resolución fundamentada, deberá modificar o suspender el ejercicio de estos derechos en cuanto a los lugares, la frecuencia y las condiciones de la interrelación, cuando se determine que impliquen un perjuicio físico, moral o psicológico para la persona menor de edad o para las personas de su círculo familiar y afectivo con quienes este cohabite, atendiendo al interés superior del hijo o la hija y su capacidad de decisión y comprensión.

Cualquiera que sea la persona o institución a cuyo cargo queden los hijos y las hijas, el padre y la madre quedan obligados a sufragar los gastos que demanden su guarda, crianza y educación.

Lo resuelto conforme a las disposiciones de este artículo no constituye cosa juzgada y el Tribunal podrá modificarlo de acuerdo con el interés superior de los hijos y las hijas menores de edad o por un cambio de circunstancias.

TRANSITORIO ÚNICO- Los procesos que estuvieran pendientes a la entrada en vigencia de las reformas contenidas en esta ley y los que se inicien posteriormente, hasta la entrada en vigencia del Código Procesal de Familia, se continuarán tramitando según la legislación procesal aplicable, de conformidad con la Ley N.º 9621, Ley de Vigencia Transitoria para Procedimientos de Familia, de 2 de octubre de 2018.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA-
del año dos mil diecinueve.

Aprobado a los veintiocho días del mes de octubre

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Carlos Ricardo Benavides Jiménez
Presidente



Laura María Guido Pérez
Primera secretaria



Carlos Luis Avendaño Calvo
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José a los doce días del mes de noviembre del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.



CARLOS ALVARADO QUESADA



MARCIA GONZÁLEZ AGUILUZ
Ministra de Justicia y Paz



PATRICIA VEGA HERRERA
Ministra de la Niñez y la Adolescencia

1 vez.—Solicitud N° 106-2019.—O. C. N° 78700.—(L9781-IN2019417470).

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

REFORMA DEL ARTÍCULO 77 DE LA LEY N.º 8, LEY ORGÁNICA DEL PODER JUDICIAL, DE 29 DE NOVIEMBRE DE 1937, LEY PARA PROMOVER LA PUBLICIDAD, LA TRANSPARENCIA Y LA RENDICIÓN DE CUENTAS EN LAS SESIONES DEL CONSEJO SUPERIOR DEL PODER JUDICIAL

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9782

EXPEDIENTE N.º 20.908

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

REFORMA DEL ARTÍCULO 77 DE LA LEY N.º 8, LEY ORGÁNICA DEL PODER JUDICIAL, DE 29 DE NOVIEMBRE DE 1937, LEY PARA PROMOVER LA PUBLICIDAD, LA TRANSPARENCIA Y LA RENDICIÓN DE CUENTAS EN LAS SESIONES DEL CONSEJO SUPERIOR DEL PODER JUDICIAL

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforma el artículo 77 de la Ley N.º 8, Ley Orgánica del Poder Judicial, de 29 de noviembre de 1937, reformada íntegramente por la Ley N.º 7333, Ley Orgánica del Poder Judicial, de 5 de mayo de 1993. El texto es el siguiente:

Artículo 77- Las sesiones del Consejo serán públicas, salvo en casos especiales debidamente motivados en los que la ley disponga lo contrario.

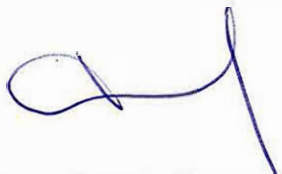
El Consejo podrá invitar a sus sesiones a las personas que a bien tenga, con el objeto de oír sus criterios respecto de los asuntos de su competencia.

En cada sesión se levantará un acta, la cual constituirá una transcripción literal de todas las intervenciones efectuadas.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los veintiocho días del mes de octubre del año dos mil diecinueve.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Carlos Ricardo Benavides Jiménez
Presidente



Laura María Guido Pérez
Primera secretaria



Carlos Luis Avendaño Calvo
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José a los doce días del mes de noviembre del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.


CARLOS ALVARADO QUESADA


MARCIA GONZÁLEZ AGUILUZ
Ministra de Justicia y Paz

1 vez.—Solicitud N° 107-2019.—O. C N° 78700.—(L9782-IN2019417472).

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

**REFORMA DEL ARTÍCULO 111 DE LA LEY N.º 8508, CÓDIGO PROCESAL
CONTENCIOSO-ADMINISTRATIVO, DE 28 DE ABRIL DE 2006**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9784

EXPEDIENTE N.º 20.906

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 111 DE LA LEY N.º 8508, CÓDIGO PROCESAL
CONTENCIOSO-ADMINISTRATIVO, DE 28 DE ABRIL DE 2006**

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforma el artículo 111 de la Ley N.º 8508, Código Procesal Contencioso-Administrativo, de 28 de abril de 2006. El texto es el siguiente:

Artículo 111-

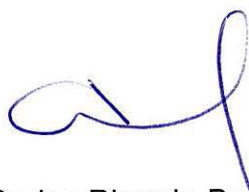
- 1) Transcurrida la audiencia, el tribunal deliberará inmediatamente y procederá a dictar sentencia. Se emitirá oralmente en ese acto; para tal efecto, el tribunal podrá ordenar un receso. La sentencia dictada oralmente quedará notificada con su dictado, pero el tribunal tendrá la obligación de entregar a las partes, en ese mismo acto, una reproducción escrita de la sentencia. Cuando no sea posible emitirla en el acto oralmente, se dictará por escrito dentro de los cinco días hábiles siguientes. En casos muy complejos, según lo determine el juez, se informará a las partes y se dictará por escrito la sentencia dentro del plazo máximo de quince días hábiles siguientes a la terminación del juicio oral y público.
- 2) El dictado de la sentencia fuera de los plazos indicados en el inciso anterior, sin causa justificada, constituirá falta grave de servicio y dará lugar a las responsabilidades correspondientes.
- 3) En caso de muerte, incapacidad o alguna otra situación fortuita o de fuerza mayor, por la que deba sustituirse a alguna de las personas integrantes del tribunal antes del dictado de la sentencia, se suspenderán los plazos indicados en el inciso 1) y el tribunal deberá dictar sentencia con vista al registro audiovisual del juicio oral y público. De no existir o estar incompleto este registro, lo actuado y resuelto será nulo, por lo que deberá repetirse el juicio oral y público. Lo anterior, salvo en el caso de los actos o las actuaciones probatorias irreproducibles, que mantendrán su validez en la nueva audiencia convocada.
- 4) De producirse un voto salvado se notificará conjuntamente con el voto de mayoría, en el plazo indicado en el aparte 1) del presente artículo. Si no se hace así, se notificará el voto de mayoría y caducará la facultad de salvar el voto.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA-
del año dos mil diecinueve.

Aprobado a los veintiocho días del mes de octubre

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Carlos Ricardo Benavides Jiménez
Presidente



Laura María Guido Pérez
Primera secretaria



Carlos Luis Avendaño Calvo
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José a los doce días del mes de noviembre del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.


CARLOS ALVARADO QUÉSADE


MARGIA GONZÁLEZ AGUILUZ
Ministra de Justicia y Paz

1 vez.—Solicitud N° 108-2019.—O. C. N° 78700.—(L9784-IN2019417474).

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

**REFORMA DEL ARTÍCULO 16 DE LA LEY N.º 7654, LEY DE PENSIONES
ALIMENTARIAS, DE 19 DE DICIEMBRE DE 1996, PARA LA
RAZONABILIDAD EN LA FECHA DE PAGO DE
AGUINALDO POR PENSIÓN ALIMENTARIA**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9788

EXPEDIENTE N.º 21.175

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 16 DE LA LEY N.º 7654, LEY DE PENSIONES
ALIMENTARIAS, DE 19 DE DICIEMBRE DE 1996, PARA LA
RAZONABILIDAD EN LA FECHA DE PAGO DE
AGUINALDO POR PENSIÓN ALIMENTARIA**

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforma el artículo 16 de la Ley N.º 7654, Ley de Pensiones Alimentarias, de 19 de diciembre de 1996. El texto dirá:

Artículo 16- Carácter obligatorio del aguinaldo

Las personas obligadas a pagar una pensión alimentaria, provisional o definitiva, deberán cancelar por concepto de aguinaldo la suma equivalente a una mensualidad, pagadera en los primeros veintiún días de diciembre, sin necesidad de resolución que así lo ordene.

Rige a partir de su publicación y hasta la entrada en vigencia del Código Procesal de Familia.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los treinta y un días del mes de octubre del año dos mil diecinueve.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Zoila Rosa Volio Pacheco
Vicepresidenta en el Ejercicio de la Presidencia



Laura María Guido Pérez
Primera secretaria



Carlos Luis Avendaño Calvo
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José a los diecinueve días del mes de noviembre del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.



CARLOS ALVARADO QUESADA



MARCIA GONZÁLEZ AGUILUZ
Ministra de Justicia y Paz

1 vez.—Solicitud N° 101-2019.—O. C. N° 78700.—(L9788-IN2019417475).

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

DECRETO EJECUTIVO N° 42110-S

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Y EL MINISTRO DE SALUD

En uso de las facultades contenidas en los artículos 140 incisos 3) y 18) y 146 de la Constitución Política; 28 párrafo 2 inciso b) de la Ley No. 6227 del 2 de mayo de 1978 “Ley General de la Administración Pública”, 285 al 297 de la Ley No. 5395 del 30 de octubre de 1973, "Ley General de Salud", 50, 51 y 52 de la Ley No. 7554 del 4 de octubre de 1995, "Ley Orgánica del Ambiente", 69 y 128 de la Ley N° 7317 del 30 de octubre 1992 "Ley de Conservación de Vida Silvestre".

Considerando:

1° - Que la salud de la población es un bien de interés público tutelado por el Estado, por lo que es potestad del Ministerio de Salud velar por la salud de la población y de las condiciones sanitarias y ambientales.

2° - Que proteger el recurso hídrico, los recursos naturales es proteger la salud del ser humano, la vida sobre la Tierra y es un elemento sustancial para alcanzar el desarrollo sostenible del país.

3° - Que mediante Decreto Ejecutivo No. 40260-S-MINAE del 7 de marzo del 2017 se publica la “Oficialización de la Política Nacional de Saneamiento de las Aguas Residuales”, la cual establece que el 70% de la población utiliza el tanque séptico para la disposición de las aguas residuales de tipo ordinario.

4° - Que actualmente un 65% de lodos procedentes de los tanques sépticos no reciben tratamiento, siendo sólo recolectados, transportados y dispuestos en sitios no autorizados, lo que pone en riesgo o peligro la salud de la población, además de producir deterioro del medio ambiente, según información obtenida de la Política Nacional de Saneamiento de las Aguas Residuales.

5° - Que de conformidad con el Decreto Ejecutivo No.41527-S-MINAE del 4 de diciembre del 2018 “Reglamento general para la clasificación y manejo de residuos peligrosos”, se clasifican los lodos ordinarios como no peligrosos según la Lista Europea de Residuos contenida en su anexo, lo que amerita recalificarlos como actividades con Riesgo B, según el Decreto Ejecutivo No. 39472-S del 18 de enero del 2016, “Reglamento General para Autorizaciones y Permisos Sanitarios de Funcionamiento Otorgados por el Ministerio de Salud”. Sin embargo, lo anterior no cambia las características infecciosas que tienen dichas sustancias al entrar en contacto con las personas, lo que conlleva que exista la ficha de emergencia para el transporte de lodos y biosólidos y la rotulación respectiva.

6º- Que el artículo 32 de la Ley para la Gestión Integral de Residuos establece la obligatoriedad que todas las personas físicas o jurídicas, públicas o privadas que se dediquen a la gestión total o parcial de residuos deben de registrarse ante el Ministerio de Salud como gestor autorizado para poder operar, esto incluye a los proveedores de servicio de recolección y transporte de lodos.

7º- Que es necesario aclarar los procedimientos a seguir con el uso de los sellos de seguridad para la descarga de lodos de los vehículos de transportes de lodos, esto con el fin mejorar la fiscalización de la actividad.

8º- Que de conformidad a lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 37045-MP-MEIC del 22 de febrero de 2012 publicado en el Alcance 36 a la Gaceta N° 60 del 22 de marzo de 2012 “Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos”, se establece aumentar la vigencia de las fichas de emergencia de los vehículos de transporte de los proveedores del servicio de recolección de lodos.

9º- Que en cumplimiento de la Directriz No. 052-MP-MEIC del 19 de junio del 2019, *“Moratoria a la Creación de Nuevos Trámites, Requisitos o Procedimientos al Ciudadano para la Obtención de Permisos, Licencias o Autorizaciones”*, publicada en La Gaceta No. 118 del 25 de junio del 2019, artículo 2, inciso e), el cual establece “que se demuestre que el beneficio de dicha regulación es mayor al de su inexistencia” y la Circular No. 001-2019-MEIC-MP, se indica que con la presente propuesta se elimina el requisito f) del artículo 21 del Decreto Ejecutivo No. 39316-S del 10 de agosto del 2015 “Reglamento para el Manejo y Disposición Final de Lodos y Biosólidos”, que actualmente deben cumplir los vehículos

recolectores de lodos y biosólidos, el cual se refiere a lo siguiente “*f) Portar la ficha de emergencia del Anexo 2 de este reglamento para el transporte de lodos la que deberá venir suscrita por el profesional responsable y autorizada por la Dirección de Protección al Ambiente Humano conforme a la normativa vigente. La ficha tendrá una vigencia de dos años*”, siendo que de eliminarse dicho requisito, disminuiría los costos profesionales por su elaboración.

10º- Que de conformidad con lo establecido en el artículo 12 bis del Decreto Ejecutivo No. 37045 del 22 de febrero de 2012 y su reforma “Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos”, esta regulación cumple con los principios de mejora regulatoria, de acuerdo con el informe No. DMR-DAR-INF-120-19 emitido por la Dirección de Mejora Regulatoria del Ministerio de Economía, Industria y Comercio.

Por tanto,

DECRETAN:

**REFORMA A LOS ARTÍCULOS 19, 21 y DEROGATORIA DEL ANEXO 2
“FICHA DE EMERGENCIA PARA EL TRANSPORTE TERRESTRE DE LODOS
Y BIOSÓLIDOS ORDINARIOS Y ESPECIALES”, DEL DECRETO EJECUTIVO
No. 39316-S DEL 10 DE AGOSTO DEL 2015 “REGLAMENTO PARA EL
MANEJO Y DISPOSICIÓN FINAL DE LODOS Y BIOSÓLIDOS”**

Artículo 1º— Refórmense los artículos 19 y 21, del Decreto Ejecutivo No. 39316-S del 10 de agosto del 2015 “Reglamento para el manejo y disposición final de lodos y biosólidos” publicado en el Alcance No. 106 al Diario Oficial La Gaceta No. 234 del 2 de diciembre del 2015, para que en lo sucesivo se lean de la siguiente manera:

“Artículo 19º — Del permiso sanitario de funcionamiento y el Registro de Gestor: Toda persona física o jurídica, que desarrolle actividades de recolección, transporte, tratamiento y disposición final de los lodos provenientes de tanques sépticos u otros sistemas de tratamiento ya sea de manera total o parcial a terceros, deberá contar con el Permiso Sanitario de Funcionamiento otorgado conforme al Decreto Ejecutivo N° 39472 del 18 de enero del 2016 "Reglamento General para Autorizaciones y Permisos Sanitarios de Funcionamiento Otorgados por el Ministerio de Salud" y el artículo 47 del Decreto Ejecutivo No. 37567-S-MINAET-H del 2 noviembre del 2012 “Reglamento General a la Ley para la Gestión Integral de Residuos”.

Con la solicitud de permiso sanitario de funcionamiento debe adjuntarse la siguiente información únicamente para los proveedores de servicio de recolección y transporte de lodos:

A) Número total de vehículos recolectores con la siguiente información de cada uno:

a.1) El número de placa.

a.2) Capacidad de la cisterna o góndola en metros cúbicos.

- a.3) Número de oficio de autorización del Ministerio de Obras Públicas y Transportes para el tránsito de vehículos pesados por carreteras nacionales.

El Ministerio de Salud, en el respectivo certificado de Permiso Sanitario de Funcionamiento, debe colocar los números de placa de los vehículos que incluya el administrado.

B) Contrato del servicio de tratamiento de lodos suscrito con un tercero el cual deberá contener la siguiente información:

- b.1) Número de Permiso de funcionamiento de la empresa prestadora del servicio de tratamiento de lodos y su periodo de vigencia.

- b.2) Número de Certificado de Gestor Autorizado de la empresa prestadora del servicio de tratamiento de lodos y su periodo de vigencia.

- b.3) Plazo de vigencia del permiso sanitario de funcionamiento y del Registro de Gestor Autorizado y tipo de actividad autorizada.

- b.4) Volumen estimado por año y tipo de lodos recolectados.

- b.5) Plazo de vigencia y finalización del contrato.

Artículo 21 °— De los vehículos recolectores: Los vehículos recolectores y sus góndolas, si las poseen, deben cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) Portar la leyenda "TRANSPORTE EXCLUSIVO DE LODOS".

b) La cisterna del vehículo debe ser hermética, con el objeto de evitar fugas y derrames.

c) Los accesorios, válvulas, tapas, mangueras, tapones, equipo de bombeo y otros deberán ser de materiales resistentes, apropiados para la actividad y deberán mantenerse en buen estado.

d) Las operaciones de carga, transporte y descarga de lodos, deberán realizarse tomando las precauciones necesarias para evitar los derrames o fugas.

e) Los proveedores del servicio de recolección y transporte deberán efectuar el lavado de los vehículos y de sus accesorios dentro de las instalaciones del proveedor del servicio de tratamiento de lodos. Las aguas producto del lavado deberán ser dispuestas cumpliendo con lo establecido en el Decreto Ejecutivo N° 33601-S-MINAE del 9 de agosto de 2006 "Reglamento de Vertido y Reúso de Aguas Residuales".

f) Los vehículos recolectores deberán contar con instalaciones físicas (plantel ó área) que permitan su estacionamiento y almacenamiento temporal de los lodos a fin de evitar problemas sanitarios a la población y de tránsito vehicular, hasta tanto sean descargados en la planta de tratamiento establecida en el contrato.

g) La cisterna del vehículo debe contar con una única salida para la descarga de lodos ubicada en su parte trasera. Esta salida debe tener un diámetro mínimo de 75 mm y

contar con un acople rápido dotado de un sistema de sello de seguridad. Este sello debe ser retirado única y exclusivamente al momento de descargar los lodos en la planta de tratamiento.

h) Cada empresa dedicada a la recolección y al transporte de lodos debe tener sus propios sellos de seguridad con numeración propia y consecutiva. Asimismo, deben contar con una bitácora que indique el número de sello de seguridad con su fecha de colocación, nombres y número de servicios que realizó utilizando esos sellos y la fecha de descarga en la planta de tratamiento de lodos.

i) La planta de tratamiento de lodos debe contar también con una bitácora en la cual debe registrar el nombre de la empresa de recolección y transporte de lodos, los números de sellos de seguridad, el volumen de la descarga a realizar y la fecha.

j) Si la empresa posee varios camiones pequeños para la recolección de lodos y desean descargar en uno de mayor capacidad para transportarlos a la planta de tratamiento de lodos, cada uno de los vehículos dedicados a la operación debe tener sus respectivos sellos de seguridad e incluir esta acción en la bitácora. Por lo cual, en sus instalaciones físicas (plantel o área) debe contar con una zona específica para realizar esta transferencia de lodos, la cual debe cumplir con las siguientes especificaciones: zona impermeable de concreto con perímetro de contención de derrames y lavado de superficie y derrames y con el equipo necesario para el consecuente bombeo hacia las cisternas.”

Artículo 2º – Deróguese el Anexo 2 “Ficha de emergencia para el transporte terrestre de lodos y biosólidos ordinarios y especiales”, del Decreto Ejecutivo No. 39316-S del 10 de agosto del 2015 “Reglamento para el manejo y disposición final de lodos y biosólidos” publicado en el Alcance No. 106 al Diario Oficial La Gaceta No. 234 del 2 de diciembre del 2015.

Artículo 3º – Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Dado en la Presidencia de la República. -San José, a los once días del mes de diciembre del dos mil diecinueve.

CARLOS ALVARADO QUESADA

DANIEL SALAS PERAZA

MINISTRO DE SALUD

1 vez.—Solicitud N° 176639.—(D42110.—IN2019416793).

DIRECTRIZ

MINISTERIO DE SALUD

DIRECTRIZ MINISTERIAL

MS-DM-JG-6335-2019

EL MINISTRO DE SALUD

En uso de las facultades que le confieren los artículos 28 incisos a) de la Ley N° 6227 del 2 de mayo de 1978 "Ley General de la Administración Pública"; 1, 2, 4, 7 de la Ley N° 5395 del 30 de octubre de 1973 "Ley General de Salud"; 1 y 2 incisos b) y c) de la Ley N° 5412 del 8 de noviembre de 1973 "Ley Orgánica del Ministerio de Salud"; Ley N° 8655 del 17 de julio del 2008 "Ley de Aprobación del Convenio Marco de la Organización Mundial de la Salud (OMS) para el Control de Tabaco"; Decreto Ejecutivo N° 34705-RE del 14 de agosto del 2008 "Ratificación de la República de Costa Rica al Convenio Marco de la Organización Mundial de la Salud (OMS) para el Control de Tabaco, suscrito el 23 de julio del 2003"; 9, 10 y 11 de la Ley N° 9028 del 22 de marzo del 2012 "Ley General para el Control de Tabaco y sus Efectos Nocivos en la Salud"; y Decreto Ejecutivo N° 37778-S del 09 de julio del 2013 "Reglamento de etiquetado de los productos de tabaco y sus derivados",

CONSIDERANDO:

I.- Que mediante Directriz Ministerial N° DM-JG-4482-2017 del 21 de setiembre de 2017, publicada en La Gaceta N° 212 del 9 de noviembre de 2017, con rige a partir de su publicación, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 9 de la Ley N° 9028 del 22 de marzo del 2012 "Ley General para el Control de Tabaco y sus Efectos Nocivos en la Salud" y 1 del Decreto Ejecutivo N° 37778-S del 9 de julio del 2013, "Reglamento de etiquetado de los productos de tabaco y sus derivados", se comunicó a la Industria Tabacalera a efectos de cumplir con la cuarta campaña 2018-2019, lo siguiente:

"Artículo 1º-Comunicar a la industria tabacalera, los seis (6) juegos de pictogramas que deberán ser impresos en los empaques primarios y secundarios de los productos de tabaco y sus derivados que se comercialicen en el territorio nacional durante la Campaña Anual 2018-2019, que aparecen a continuación, los cuales se entregarán a las tabacaleras, por parte de la Dirección de Promoción de la Salud del Ministerio

de Salud, en disco compacto en formatos CS6, PDF, Photoshop e Ilustrador, con seis juegos diferentes de mensajes sanitarios, para ser colocados de manera que cubran el 50% de la parte inferior de la cara frontal y posterior expuesta de los empaques primarios y secundarios de los productos de tabaco y sus derivados, así como el mensaje en el 100% de una de las caras laterales. Asimismo, dichos mensajes sanitarios se podrán accesar en la dirección electrónica del Ministerio de Salud: <https://www.ministeriodesalud.go.cr>". Esta campaña se da por finalizada catorce (14) meses después de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta. Se entiende que este plazo incluye los dos meses de coexistencia entre la Cuarta y la Quinta Campaña. [.]"

II.- Que mediante Directriz Ministerial N° MS-DM-JG-1743-2019 del 6 de agosto de 2019, publicada en La Gaceta N° 172 del 12 de setiembre de 2019, se prorroga la Cuarta Campaña Anual 2018-2019 hasta noviembre de 2020. No obstante, en esta ocasión se hace necesario prorrogarla hasta el 31 de diciembre de 2020.

III.- Que el artículo 8 del Reglamento de etiquetado de los productos de tabaco y sus derivados, Decreto Ejecutivo N° 37778-S del 9 de junio del 2013, publicado en La Gaceta N° 138 del 18 de julio del 2013, establece:

"Artículo 8º-El Ministerio de Salud establecerá los diseños a utilizarse en cada una de las campañas, incluyendo las características del tipo de letra, tamaño, color de fondo de la imagen o pictograma, vía resolución ministerial, la cual se publicará en el Diario Oficial La Gaceta. Se establece un año para que todos los productos de tabaco y sus derivados cumplan con las disposiciones establecidas en este Reglamento. Las nuevas campañas serán notificadas por el Ministerio de Salud a los fabricantes, importadores y distribuidores de productos del tabaco y sus derivados, con 12 meses de anticipación a la vigencia de los nuevos diseños. Se establece un plazo de 2 meses improrrogable para que se dé la transición de una campaña a la otra, lapso único en que pueden utilizarse los anteriores y nuevos diseños establecidos por el Ministerio de Salud. Todo esto de acuerdo con las disposiciones contenidas en el artículo 9 de la Ley N° 9028."

IV.- Que para efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 8 del Decreto Ejecutivo N° 37778-S del 9 de julio del 2013, "Reglamento de etiquetado de los productos de tabaco y sus derivados", el Ministerio de Salud, a través del Programa de Control de Tabaco, Dirección de Planificación Estratégica, deberá comunicar a la Industria Tabacalera, los diseños a utilizar en la Quinta Campaña Anual 2020-2021.

Por tanto,

EL MINISTRO DE SALUD, DISPONE:

Artículo 1- Modificar el artículo 1 de la Directriz Ministerial N° MS-DM-JG-1743-2019 del 6 de agosto de 2019, publicada en La Gaceta N° 172 del 12 de setiembre de 2019, que prorroga la Cuarta Campaña Anual 2018-2019 hasta noviembre de 2020, para que en adelante se lea:

“Artículo 1- Comunicar a la industria tabacalera la prórroga de la Cuarta Campaña Anual 2018-2019 hasta el 31 de diciembre del 2020.”

Artículo 2- Comunicar a la industria tabacalera, los seis (6) juegos de pictogramas que deberán ser impresos en los empaques primarios y secundarios de los productos de tabaco y sus derivados que se comercialicen en el territorio nacional durante la Quinta Campaña Anual 2020-2021, que aparecen a continuación, los cuales se entregarán a las tabacaleras, por parte del Programa de Control de Tabaco, Dirección de Planificación Estratégica del Ministerio de Salud, en formatos JPG, PDF, Photoshop e Ilustrador, con seis juegos diferentes de mensajes sanitarios, para ser colocados de manera que cubran el 50% de la parte inferior de la cara frontal y posterior expuesta de los empaques primarios y secundarios de los productos de tabaco y sus derivados, así como el mensaje en el 100% de una de las caras laterales. Asimismo, dichos mensajes sanitarios se podrán acceder en la dirección electrónica del Ministerio de Salud: <https://www.ministeriodesalud.go.cr>. Esta campaña se da por finalizada catorce (14) meses después del rige de la publicación en el Diario Oficial La Gaceta. Se entiende que este plazo incluye los dos meses de coexistencia entre la Quinta y la Sexta Campaña.

JUEGO 1

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		La NICOTINA estrecha los vasos sanguíneos, llega MENOS OXÍGENO Y NUTRIENTES al feto afectando permanentemente el cerebro y los pulmones del feto.
Fumar durante el embarazo puede MATAR A SU HIJO.	Fumar puede INTERFERIR con el SUMINISTRO DE OXÍGENO DEL FETO.	

JUEGO 2

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		Las nitrosaminas e hidrocarburos policíclicos, en el HUMO DEL CIGARRILLO están implicados directamente en el desarrollo del CÁNCER DE PULMÓN en el ser humano.
FUMAR ES el principal factor de riesgo para tener CÁNCER.	El tabaco DESTRUYE sus PULMONES.	

JUEGO 3

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		La inhalación del humo de tabaco expone a los consumidores a más de 7000 TÓXICOS , dañando todo el cuerpo.
FUMAR puede causar GANGRENA y llevar a una AMPUTACIÓN.	Fumar causa ENVEJECIMIENTO PRECOZ de la piel.	

JUEGO 4

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		Fumar altera la hemodinámica arterial del pene, causando DISFUNCIÓN ERECTIL.
Fumar puede DIFICULTAR la ERECCIÓN DEL PENE.	Fumar puede producir IMPOTENCIA SEXUAL.	

JUEGO 5

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		Fumar altera la producción de saliva provocando DANO DENTAL y de ENCÍAS , así como MAL ALIENTO.
Fumar provoca MAL ALIENTO.	Fumar puede provocar RECHAZO SOCIAL.	

JUEGO 6

CARA FRONTAL	CARA POSTERIOR	CARA LATERAL
		Los niños expuestos al humo de tabaco padecen en mayor proporción INFECCIONES RESPIRATORIAS, CRISIS ASMÁTICAS Y OTITIS.
La NICOTINA produce DEPENDENCIA...	El humo del tabaco ENFERMA A SUS HIJOS.	

Referencia de Color



PANTONE Yellow 012C

Valores:

CMYK 0 2 100 0

RGB 255 215 0

Artículo 3- Advertir a la industria tabacalera, que los mensajes y advertencias sanitarias, en los empaques primarios y secundarios de los productos de tabaco y sus derivados, deberán reproducirse en proporciones iguales durante toda la campaña y para todas las marcas.

Artículo 4- Ordenar a la industria tabacalera entregar semestralmente, al Programa de Control de Tabaco, Dirección de Planificación Estratégica del Ministerio de Salud, la información en la que conste:

1. Volumen de los empaques primarios y secundarios que circulen por marca y la proporción de advertencias impresas para dicha marca.

Artículo 5- Corresponderá a las autoridades de salud de las Áreas Rectoras de Salud y de las Direcciones Regionales de Rectoría de la Salud, ejercer la acción de control y fiscalización del contenido de la presente Directriz. Esto sin demérito de las facultades conferidas por la Ley N° 9028 y su Reglamento, y Decreto Ejecutivo N° 37185-S-MEIC-MTSS-MP-H-SP a las autoridades del Ministerio de Economía, Industria y Comercio, del Ministerio de Hacienda y de las Municipalidades.

Artículo 6- En el supuesto de que existiesen productos de tabaco y sus derivados con diseños o formas que dificulten la adopción de las normas establecidas en la presente Directriz Ministerial, los fabricantes, importadores y distribuidores, podrán presentar los borradores de los diseños adaptados en el Programa de Control de Tabaco, Dirección de Planificación Estratégica del Ministerio de Salud, para proceder a su análisis y aprobación. El tiempo de entrega de dichos borradores de diseño se acordará entre las partes, sin afectar los plazos aquí estipulados.

Artículo 7- La industria tabacalera tendrá un plazo de doce meses contado a partir del rige de esta Directriz Ministerial, para la implementación de las nuevas advertencias sanitarias, conforme a lo dispuesto en el transitorio del Decreto Ejecutivo N° 37778-S del 09 de julio del 2013, “Reglamento de etiquetado de los productos de tabaco y sus derivados.”

Artículo 8- Rige a partir del 1 de enero de 2020.

Dada en el Ministerio de Salud. San José, a las diez horas del dos de diciembre del dos mil diecinueve.

Dr. Daniel Salas Peraza

Ministro de Salud

1 vez.—Solicitud N° 175684.—(IN2019416734).

DOCUMENTOS VARIOS

HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DE TRIBUTACIÓN E INSTITUTO COSTARRICENSE SOBRE DROGAS

Modificación a la Resolución Conjunta de Alcance General para el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales

N° DGT-ICD-R-74-2019 — Dirección General de Tributación — Instituto Costarricense sobre Drogas
— San José, a las ocho horas cinco minutos del seis de diciembre de dos mil diecinueve.

Considerando:

I—Que el artículo 99 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios y sus reformas, Ley N° 4755 del 3 de mayo de 1971 - en adelante Código Tributario -, establece la facultad a la Administración Tributaria para dictar normas generales mediante resolución tendientes a la correcta aplicación de las leyes tributarias, dentro de los límites que fijen las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.

II—Que el artículo 7 de la Ley para Mejorar la Lucha contra el Fraude Fiscal, Ley N° 9416 del 14 de diciembre de 2016 y el artículo 8 del Decreto Ejecutivo N° 41040-H del 5 de abril de 2018, denominado Reglamento del Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales - en adelante Reglamento del Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales -, establecen que la Dirección General de Tributación y el Instituto Costarricense sobre Drogas, deben emitir una resolución conjunta de alcance general, en la que se establecerán los requerimientos y el procedimiento mediante el cual la información debe ser suministrada al Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales –en adelante RTBF-.

III—Que en La Gaceta N° 66 del 3 de abril de 2019, Alcance Digital N° 78, se publicó la Resolución N° DGT-ICD-R-14-2019 dictada de forma conjunta por el Instituto Costarricense sobre Drogas y la Dirección General de Tributación, de las ocho horas cinco minutos del ocho de marzo del dos mil diecinueve, denominada “Resolución Conjunta de Alcance general para el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales”, en la cual se regula el suministro de información por parte de las personas jurídicas al registro del RTBF.

IV—Que por razones de oportunidad, conveniencia e interés público, la Administración Tributaria y el Instituto Costarricense sobre Drogas deben proceder a realizar la actualización de la citada resolución, para desarrollar de forma eficiente y eficaz la normativa que regula el tema de las personas autorizadas para interactuar con el sistema del RTBF, desarrollado por el Banco Central de Costa Rica.

V—Que en el período de declaraciones 2019-2020 vigente, se han recibido observaciones en las que destaca la limitación para cumplir lo dispuesto en la Ley para Mejorar la Lucha contra el Fraude Fiscal, pues solo se permite el acceso directo al RTBF a los representantes citados en el numeral 1 de la Resolución N° DGT-ICD-R-14-2019 y a los otros representantes que tienen facultades de “Representación Judicial y Extrajudicial” según consta en el Registro Nacional, deben acudir ante un notario público para que los autorice.

VI—Que el artículo primero de la Resolución N° DGT-ICD-R-14-2019, establece que las personas jurídicas inscritas en el Registro Nacional con plazo social vigente deben presentar la declaración, sin embargo en el cuadro utilizado en dicho artículo se hace referencia a las “Sucursales de Sociedades Extranjeras”, por lo que es necesario corregir la denominación utilizada en el cuadro para su mejor comprensión.

VII—Que en virtud que el período de declaración del RTBF culmina el próximo 31 de enero de 2020, así como que según lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley para mejorar la Lucha contra el Fraude se determinó que es factible realizar la validación en tiempo real de la identidad de las personas que tienen la representación judicial y extrajudicial en el Registro Nacional, con lo cual se facilitará a los obligados el cumplimiento de lo dispuesto en el capítulo segundo de la citada ley, se omite el procedimiento establecido en el artículo 174 del Código Tributario, al existir razones de interés público y de urgencia para la implementación de esta modificación.

VIII—El artículo 4 de la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos, N° 8220 del 4 de marzo de 2002, publicada en el Alcance 22 a La Gaceta N° 49 del 11 de marzo de 2002, establece que todo trámite o requisito con independencia de su fuente normativa, deberá publicarse en el Diario Oficial La Gaceta.

Por tanto,

RESUELVEN:

Modificación a la Resolución Conjunta de Alcance General para el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales.

Artículo 1°—Modifíquese el artículo primero de la Resolución N° DGT-ICD-R-14-2019 de las ocho horas cinco minutos del ocho de marzo del dos mil diecinueve, denominada Resolución Conjunta de Alcance General para el Registro de Transparencia y Beneficiarios Finales, para que en adelante se lea de la siguiente forma:

“ARTÍCULO 1. Personas jurídicas: Las siguientes personas jurídicas inscritas en el Registro Nacional con plazo social vigente deben a través de su representante legal, ingresar en la página web Central Directo del Banco Central de Costa Rica:

<https://www.centraldirecto.fi.cr>, para completar la declaración y suministrar la información requerida, incluyendo la indicación de las participaciones e identificación de los beneficiarios finales en el RTBF.

Personas jurídicas
Sociedades Anónimas
Sociedades de Responsabilidad Limitada
Sociedad en Nombre Colectivo
Sociedades en Comandita
Sociedades Extranjeras con cédula jurídica nacional
Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada
Sociedades Civiles y Sociedades Profesionales

En todos los casos el representante legal debe contar como mínimo con la “representación extrajudicial” que será verificada ante el Registro Nacional. En los casos que dicha representación deba ejercerse en forma conjunta, el declarante debe contar con la autorización de los otros representantes para completar la declaración en el RTBF, lo cual será consignado en el acuerdo de uso del servicio así como en la declaración jurada que debe firmar al enviar la declaración.”

Artículo 2º— Modifíquese el Anexo Único de la Resolución N° DGT-ICD-R-14-2019 de las ocho horas cinco minutos del ocho de marzo del dos mil diecinueve, punto 1, sub punto 1.3, inciso 1.3.1, sub inciso 1.3.1.2, apartado 1.3.1.2.2; punto 1, sub punto 1.3, inciso 1.3.2, sub inciso 1.3.2.2, apartado 1.3.2.2.punto y punto 1, sub punto 1.3, inciso 1.3.3, sub inciso 1.3.3.2, apartado 1.3.3.2.2, para que en todos los casos en lugar de la frase “Tipo de identificación” se lea correctamente “Tipo de participación”.

Artículo 3º— Vigencia: La presente resolución rige a partir de su publicación.

Publíquese. Carlos Vargas Durán, Director General de la Dirección General de Tributación y Guillermo Araya Camacho, Director General del Instituto Costarricense sobre Drogas.

1 vez.—Solicitud N° 176221.—O. C. N° 46000029553.—(IN2019416992).

REGLAMENTOS

BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ENTIDADES FINANCIERAS

Resolución

01 de agosto 2019

SGF-2336-2019

SGF-PUBLICO

Dirigida a:

- Bancos Comerciales del Estado
- Bancos Creados por Leyes Especiales
- Bancos Privados
- Empresas Financieras no Bancarias
- Otras Entidades Financieras
- Organizaciones Cooperativas de Ahorro y Crédito
- Entidades Autorizadas del Sistema Financiera Nacional para la Vivienda
- Consejo Rector del Sistema de Banca de Desarrollo

Asunto: Aprobar la modificación de la Sección II. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO de los Lineamientos Generales del Reglamento para la Calificación de Deudores, Acuerdo SUGEF 1-05, y la Sección VI. COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO EN EL SBD (CPH-SBD) de los Lineamientos Generales del Reglamento sobre gestión y evaluación del riesgo de crédito para el Sistema de Banca para el Desarrollo, Acuerdo SUGEF 15-16.

El Superintendente General de Entidades Financieras,

Considerando que:

- A. Mediante artículo 7, del acta de la sesión 540-2005, celebrada el 24 de noviembre del 2005, el CONASSIF aprobó el Reglamento para la Calificación de Deudores, Acuerdo SUGEF 1-05, publicado en el Publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 238 del 9 de diciembre del 2005. Este reglamento establece el marco metodológico para la clasificación de deudores y la constitución de las estimaciones correspondientes.
- B. Mediante artículo 12, del acta de la sesión 1251-2016, celebrada el 10 de mayo del 2016, el CONASSIF aprobó el Reglamento sobre gestión y evaluación del riesgo de crédito para el Sistema de Banca para el Desarrollo,

Acuerdo SUGEF 15-16, publicado en el Alcance No. 97 del 14 de junio del 2016, del Diario Oficial La Gaceta No.114. Este reglamento establece el marco metodológico para la clasificación de deudores y la constitución de las estimaciones correspondientes a los deudores del Sistema de Banca para el Desarrollo.

- C. Los respectivos Lineamientos Generales de los Acuerdos SUGEF 1-05 y SUGEF 15-16, disponen respectivamente en sus secciones II y VI, el nivel de Comportamiento de Pago Histórico (CPH), disponible en el Centro de Información Crediticia (CIC) como un indicador que recoge el desempeño histórico del deudor en la atención de sus obligaciones, y que además es utilizado para la calificación de los deudores.
- D. Asimismo, ambos Lineamientos Generales disponen la habilitación al Superintendente General de Entidades Financieras, para modificarlos mediante resolución razonada.
- E. El puntaje de CPH del deudor se determina a partir de la asignación de un puntaje para cada operación crediticia del deudor. Este puntaje combina la morosidad promedio de la operación y la morosidad máxima de la operación, en ambos casos durante el periodo de evaluación. El periodo de evaluación consiste en una ventana móvil de 48 meses, excepto para las operaciones con recursos del Sistema de Banca de Desarrollo que es de 24 meses. El puntaje obtenido para cada operación crediticia es ponderado según el porcentaje que representa cada operación crediticia dentro del endeudamiento total del deudor. Para efectos de este ponderador, se toma en consideración la suma de los saldos totales de la operación durante el periodo de evaluación. El algoritmo excluye las operaciones con saldos menores a ₡25.000 colones. El resultado total ponderado corresponde al puntaje del deudor. Finalmente, se definen tres niveles de CPH del deudor, en función del puntaje obtenido.
- F. Los respectivos Lineamientos Generales de los Acuerdos SUGEF 1-05 y SUGEF 15-16 establecen que, independientemente del puntaje de CPH del deudor, se asignará el Nivel 3 cuando durante el periodo de evaluación, en relación con al menos una operación directa del deudor, se haya presentado cualquiera de las siguientes situaciones: el deudor haya tenido que recurrir a la dación de bienes en pago para cancelar total o parcialmente la operación, la operación haya sido cancelada total o parcialmente como producto de un proceso de cobro

judicial, la operación haya sido asumida formalmente por un fiador o avalista; o la operación, con un saldo total adeudado mayor a veinticinco mil colones costarricenses, haya sido reconocida como incobrable.

Adicionalmente, en el caso de operaciones con recursos del Sistema de Banca de Desarrollo, se incluye cuándo la pérdida fue resarcida por algún proveedor de protección crediticia. Se incluye la ejecución de avales del “Fondo de Avales del Fideicomiso Nacional para el Desarrollo” (FINADE), y del “Fondo Especial para el Desarrollo de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas” (FODEMIPYME).

- G. Al mes de abril de 2019, un total de 106.517 deudores personas físicas y jurídicas contaban con un CPH de Nivel 3. Aproximadamente el 37% de estos deudores, se ubican en dicho nivel por el puntaje obtenido, y el restante 63%, 67.303 deudores, se ubican en dicho nivel por el pase directo mencionado en el considerando anterior. El CIC calcula el puntaje de estos deudores a pesar de encontrarse en Nivel 3. De estos, 38.332 deudores tienen un puntaje correspondiente a CPH Niveles 1, 24.723 deudores tienen un puntaje correspondiente a CPH Nivel 2 y 4.248 deudores confirman su Nivel 3 con el puntaje obtenido. La principal razón de pase directo a CPH Nivel 3 para los 67.303 deudores, corresponde al pase por incobrable de la operación crediticia, en un 98% de los casos. Aproximadamente el 72% de las operaciones pasadas por incobrable tenía una mora reportada superior a 90 días, el mes previo al evento de incobrabilidad.
- H. La consecuencia regulatoria de tener un CPH Nivel 3, es que el deudor debe clasificarse de inmediato a la categoría de riesgo E, y mantenerse en dicha categoría hasta que el evento que detonó el pase directo salga del periodo de evaluación. El porcentaje de estimación que corresponde a la categorías de riesgo E es de 100%; sin embargo, como excepción cuando el deudor tiene un CPH Nivel 3, el porcentaje de estimación es de 20% cuando la morosidad del deudor en la entidad sea de 30 días o menos; 50% si es igual o menor a 60 días y 100% si es mayor a 60 días. Los porcentajes indicados se aplican sobre el saldo descubierto de mitigadores de cada operación crediticia del deudor. Sobre el saldo cubierto por mitigadores, se aplica una estimación general de 0,5%.
- I. El algoritmo del puntaje del CPH tiene atributos que generan incentivos adecuados para mantener un buen perfil de pago de las operaciones. El algoritmo responde rápidamente con un deterioro del puntaje conforme la

mora se incrementa, incentivando a la pronta atención de las operaciones y a la toma de acciones oportunas cuando la morosidad comienza a aumentar. Por otro lado, el algoritmo reconoce lentamente la mejora en el puntaje conforme avanzan en la ventana de evaluación, periodos al día o sin atrasos significativos; incentivando la buena conducta de pago. Estos incentivos se pierden cuando independientemente del puntaje, la regulación establece el pase directo a CPH nivel 3, por ello se requiere el ajuste a esta parte del modelo.

- J. En razón de lo expuesto, se desean potenciar los incentivos hacia una sana cultura de pago mediante la aplicación del puntaje, para lo cual, se propone eliminar el pase directo a CPH Nivel 3 cuando, en relación con al menos una operación directa del deudor, la operación con un saldo total adeudado mayor a veinticinco mil colones costarricenses, haya sido reconocida como incobrable.
- K. Esta modificación aplica únicamente para los deudores que presenten un CPH Nivel 3 detonado por la causa mencionada en el considerado anterior.
- L. El cálculo del puntaje establece un monto mínimo de significancia para el saldo total adeudado de las operaciones crediticias, a partir del cual sus efectos influyen en el puntaje. Ese monto se encuentra establecido en ₡25 000 (veinticinco mil colones). Para evitar que la actualización a ese valor pierda relevancia en el tiempo, es conveniente utilizar como referencia para ese monto el salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada' según la publicación Fijación de salarios mínimos para el sector privado que realiza el Consejo Nacional de Salarios, de acuerdo a la Ley de Salarios Mínimos y Creación del Consejo Nacional de Salarios, Ley 832, del 4 de noviembre de 1949.
- M. De acuerdo con el Decreto 41434-MTSS, publicado en el Diario Oficial La Gaceta 235 del 18 de diciembre de 2018, el salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada' a partir del 1 de enero de 2019 se fijó en ₡309 143.36.
- N. Ha sido práctica usual de la industria, y parámetro de referencia utilizado en varias disposiciones prudenciales, tomar el 30% como parámetro para la relación entre el servicio de la deuda y el ingreso del deudor. En consecuencia, se adopta el equivalente al 30% del salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada', como el monto mínimo de significancia para el saldo total adeudado de las

operaciones crediticias, a partir del cual sus efectos influyen en el puntaje del CPH.

- O. Esta modificación tiene impacto en el saldo de las estimaciones crediticias registradas, de manera preventiva para las entidades que aún se encuentran en el Transitorio de acumulación del Acuerdo SUGEF 19-16, *“Reglamento para la determinación y el registro de estimaciones contra cíclicas”*; el importe liberado de estimaciones se reclasifica contablemente a la cuenta de estimaciones contra cíclicas, hasta alcanzar la meta regulatoria. En segundo lugar, el remanente de estimaciones liberadas se reclasifica contablemente en una estimación genérica, cuyo saldo se disminuirá como máximo a razón de 1/24 hasta eliminarla. En los meses siguientes, de previo a efectuar la reversión de la estimación genérica, la entidad debe verificar su situación de cumplimiento con el requerimiento contracíclico, y debe reclasificar primero el monto correspondiente a esta cuenta hasta donde alcance. Este tratamiento tiene el propósito de que se mantenga un saldo mínimo en resguardo de la solidez del Sistema Financiero Nacional ante escenarios futuros de deterioro.
- P. Mediante artículo 5, de las actas de las sesiones 1505-2019 y 1506-2019, ambas celebradas el 11 de junio de 2019, el CONASSIF remitió en consulta el proyecto de modificación de la Sección II. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO de los Lineamientos Generales del Reglamento para la Calificación de Deudores, Acuerdo SUGEF 1-05, y la Sección VI. COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO EN EL SBD (CPH-SBD) de los Lineamientos Generales del Reglamento sobre gestión y evaluación del riesgo de crédito para el Sistema de Banca para el Desarrollo, Acuerdo SUGEF 15-16. Al término de la consulta se hizo un análisis de los comentarios y las observaciones recibidas y se modificó el texto en lo que se consideró pertinente.

dispuso:

- 1. Modificar el punto “A. Atraso máximo y atraso medio”, de la sección “II. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO” de los Lineamientos Generales al Acuerdo SUGEF 1-05, Resolución SUGEF-A-001, de acuerdo con el siguiente texto:

“A. Atraso máximo y atraso medio

El comportamiento de pago histórico se calcula para un periodo de 48 meses que finaliza el último día del mes anterior al mes de evaluación. El cálculo se hace de la siguiente forma:

a) para cada operación crediticia directa se calcula el atraso máximo en días y el atraso medio. El atraso medio es igual a la suma del atraso máximo reportado cada mes dividido entre el número de periodos reportados con un saldo total adeudado mayor al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto A.;

b) se asigna un puntaje al atraso máximo y al atraso medio con base en el siguiente cuadro:

[...]

c) se calcula el promedio simple del puntaje asignado al atraso máximo y al atraso medio, lo cual resulta en un puntaje para cada operación con un valor entre uno y cinco;

d) este resultado se pondera según la suma de los saldos totales adeudados mayores al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto A., reportados cada mes para cada operación del deudor.

El punto d) determina el puntaje final del deudor como el resultado de la multiplicación del valor obtenido en el punto c) por el porcentaje que representa la suma de los saldos de cada operación entre la sumatoria de todas las sumas de saldos, y sumando estos resultados obtenidos.

La suma de saldos de cada operación es igual a la suma de los saldos mensuales mayores al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto A., o a la suma de los montos máximos autorizados en cada mes en el caso de tarjetas de crédito, durante el periodo de evaluación. Como resultado se obtiene el puntaje final del deudor como un valor entre uno y cinco.

El monto mínimo a que se hace referencia en este punto corresponde al 30% del monto del salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada' según la publicación Fijación de salarios mínimos para el sector privado que realiza el Consejo Nacional de Salarios, de acuerdo a la Ley de Salarios Mínimos y Creación

del Consejo Nacional de Salarios, Ley N° 832, del 4 de noviembre de 1949²”.

2. Modificar el punto C. Clasificación directa en Nivel 3, de la Sección II. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO de los Lineamientos Generales del Reglamento para la Calificación de Deudores, Acuerdo SUGEF 1-05; de conformidad con el siguiente texto:

“C. Clasificación directa en NIVEL 3

Independientemente del puntaje final del deudor, el comportamiento de pago histórico de un deudor es clasificado en NIVEL 3 cuando durante el periodo de evaluación el deudor, en relación con al menos una operación directa, haya tenido que recurrir a la dación de bienes en pago de sus obligaciones, haya sido cancelada su obligación, total o parcialmente, como producto de un proceso de cobro judicial, o haya sido asumida formalmente por un fiador o avalista.”

3. Modificar el punto “b. Atraso máximo y atraso medio”, de la sección “VI. COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO EN EL SBD (CPH-SBD)” de los Lineamientos Generales del Reglamento sobre gestión y evaluación del riesgo de crédito para el Sistema de Banca para el Desarrollo, Acuerdo SUGEF 15-16; de conformidad con el siguiente texto:

“b) Atraso máximo y atraso medio

El CPH-SBD se calcula para un periodo de 24 meses que finaliza el último día del mes anterior al mes de evaluación. El cálculo se hace de la siguiente forma:

1. Para cada operación crediticia directa se calcula el atraso máximo en días y el atraso medio. El atraso medio es igual a la suma del atraso máximo reportado cada mes dividido entre el número de periodos reportados con un saldo total adeudado mayor al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto b);

² “De acuerdo con el Decreto N° 41434-MTSS, publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 235 del 18 de diciembre de 2018, el salario mínimo mensual para la ocupación genérica ‘Trabajadores en Ocupación No Calificada’ a partir del 1 de enero de 2019 es igual a ¢309 143.36. El 30% de ese monto es igual a ¢92 743.”

2. Se asigna un puntaje al atraso máximo y al atraso medio con base en el siguiente cuadro:

[...]

3. Se calcula el promedio simple del puntaje asignado al atraso máximo y al atraso medio, lo cual resulta en un puntaje para cada operación con un valor entre uno y cinco;

4. Este resultado se pondera según la suma de los saldos totales adeudados mayores al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto b), reportados cada mes para cada operación del deudor.

5. El punto 4 determina el puntaje final del deudor como el resultado de la multiplicación del valor obtenido en el punto 3 por el porcentaje que representa la suma de los saldos de cada operación entre la sumatoria de todas las sumas de saldos, y sumando estos resultados obtenidos.

La suma de saldos de cada operación es igual a la suma de los saldos mensuales mayores al monto mínimo indicado en el párrafo final de este punto b), durante el periodo de evaluación. Como resultado se obtiene el puntaje final del deudor como un valor entre uno y cinco.

El monto mínimo a que se hace referencia en este punto corresponde al 30% del monto del salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada' según la publicación Fijación de salarios mínimos para el sector privado que realiza el Consejo Nacional de Salarios, de acuerdo a la Ley de Salarios Mínimos y Creación del Consejo Nacional de Salarios, Ley 832, del 4 de noviembre de 1949¹"

4. Modificar el punto d) Clasificación directa en CPH-SBD de Nivel 3, de la Sección VI. COMPORTAMIENTO DE PAGO HISTÓRICO EN EL SBD (CPH-SBD) de los Lineamientos Generales del Reglamento sobre gestión y evaluación del riesgo de crédito para el Sistema de Banca para el Desarrollo, Acuerdo SUGEF 15-16; de conformidad con el siguiente texto:

¹ "De acuerdo con el Decreto N° 41434-MTSS, publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 235 del 18 de diciembre de 2018, el salario mínimo mensual para la ocupación genérica 'Trabajadores en Ocupación No Calificada' a partir del 1 de enero de 2019 es igual a ¢309 143.36. El 30% de ese monto es igual a ¢92 743."

“d) Clasificación directa en CPH-SBD de Nivel 3

Independientemente del puntaje de CPH-SBD del deudor, el CPH-SBD se ubicará en Nivel 3 cuando durante el periodo de evaluación, en relación con al menos una operación directa del SBD, se haya presentado cualquiera de las siguientes situaciones:

- i. la operación fue cancelada, total o parcialmente, mediante la dación de bienes en pago, o como producto de un proceso de cobro judicial,*
 - ii. la operación fue asumida formalmente por un fiador, avalista o la pérdida fue resarcida por algún proveedor de protección crediticia. Se incluye la ejecución de avales del “Fondo de Avales del Fideicomiso Nacional para el Desarrollo”, en adelante FINADE, y del “Fondo Especial para el Desarrollo de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas”, en adelante FODEMIPYME. Se exceptúa de lo dispuesto en este inciso, el caso de créditos grupales de garantía solidaria y los casos de readecuación a que se refiere el Artículo 46 de la Ley 9174, debidamente aprobados por el Consejo Rector,*
5. Agregar a los Lineamientos Generales del Acuerdo SUGEF 1-05, una disposición transitoria según el siguiente texto:

“DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Transitorio I.

La presente disposición será de aplicación únicamente para los deudores que, al cierre del mes anterior al mes de comunicación, tengan CPH Nivel 3 detonado cuando la operación con un saldo total adeudado mayor a veinticinco mil colones costarricenses, fue declarada como incobrable.

En este caso, el Nivel de CPH del deudor pasará a estar determinado por el puntaje calculado por la SUGEF, y comunicado en el archivo descargable que la SUGEF pone a disposición de las entidades.

Con el propósito de mantener un saldo mínimo prudencial de estimaciones, se establece lo siguiente:

- a) La Superintendencia, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 14 del Acuerdo SUGEF 7-06 “Reglamento del Centro de Información Crediticia”, pondrá a*

disposición de las entidades archivos descargables con información sobre el nivel de comportamiento de pago histórico de sus clientes.

- b) Con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, las entidades financieras determinarán el monto del cambio en el saldo contable de estimaciones crediticias respecto al saldo registrado con fecha de corte al 31 de julio de 2019; únicamente por concepto del cambio aprobado en esta resolución.*
- c) En primer lugar, con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, el monto determinado en el punto b) anterior deberá reclasificarse contablemente a la cuenta "139.02.M.02 (Componente contracíclico)", hasta donde alcance para llegar al monto correspondiente a Pcc_{it} según el artículo 4 del Acuerdo SUGEF 19-16 "Reglamento para la determinación y el registro de estimaciones contracíclicas". Lo anterior corresponde a las entidades que aún se encuentran bajo el Transitorio II del Acuerdo SUGEF 19-16 y la resolución del Superintendente SGF-0077-2019 SGF-PUBLICO del 14 de enero del 2019.*
- d) En segundo lugar, con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, el monto remanente del cambio de estimaciones, luego de aplicar la reclasificación indicada en punto c) anterior, deberá reclasificarse contablemente a una cuenta genérica dentro del grupo de estimaciones genéricas creada al efecto.*
- e) El monto registrado en la cuenta analítica a que se refiere el punto d) anterior podrá reversarse gradualmente a una razón máxima de $1/24$ por mes, comenzando a partir del cierre al 30 de setiembre de 2019, inclusive. La razón de reversión de $1/24$ por mes debe considerarse como un máximo, de manera que cada entidad podrá disponer un ritmo menor de reversión, o incluso no reversar.*
- f) Cada mes, de previo a efectuar la reversión indicada en el punto e) anterior, la entidad debe verificar su situación de cumplimiento de la estimación contracíclica respecto al monto correspondiente a Pcc_{it} según el artículo 4 del Acuerdo SUGEF 19-16, de manera que, antes de efectuar la reversión, debe reclasificar primero el monto necesario para cumplir con el*

requerimiento de estimación contra cíclica, hasta donde alcance.

Para los efectos de este transitorio, debe computarse el cambio de estimaciones considerando conjuntamente el efecto de la modificación en los Lineamientos Generales del Acuerdo SUGEF 1-05 y del SUGEF 15-16, cuando este último reglamento sea aplicable por ser la entidad operador autorizado del SBD.”

6. Agregar a los Lineamientos Generales del Acuerdo SUGEF 15-16, una disposición transitoria según el siguiente texto:

“DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Transitorio I.

La presente disposición será de aplicación únicamente para los deudores que, al cierre del mes anterior al mes de comunicación, tengan CPH Nivel 3 detonado cuando la operación con un saldo total adeudado mayor a veinticinco mil colones costarricenses, fue declarada como incobrable.

En este caso, el Nivel de CPH del deudor pasará a estar determinado por el puntaje calculado por la SUGEF, y comunicado en el archivo descargable que la SUGEF pone a disposición de las entidades.

Con el propósito de mantener un saldo mínimo prudencial de estimaciones, se establece lo siguiente:

- a) *La Superintendencia, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 14 del Acuerdo SUGEF 7-06 “Reglamento del Centro de Información Crediticia”, pondrá a disposición de las entidades archivos descargables con información sobre el nivel de comportamiento de pago histórico de sus clientes.*
- b) *Con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, las entidades financieras determinarán el monto del cambio en el saldo contable de estimaciones crediticias respecto al saldo registrado con fecha de corte al 31 de julio de 2019; únicamente por concepto del cambio aprobado en esta resolución.*
- c) *En primer lugar, con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, el monto determinado en el punto b) anterior deberá reclasificarse contablemente a la cuenta “139.02.M.02 (Componente contracíclico)”, hasta donde alcance para llegar al monto correspondiente a Pccit*

según el artículo 4 del Acuerdo SUGEF 19-16 “Reglamento para la determinación y el registro de estimaciones contracíclicas”. Lo anterior corresponde a las entidades que aún se encuentran bajo el Transitorio II del Acuerdo SUGEF 19-16 y la resolución del Superintendente SGF-0077-2019 SGF-PUBLICO del 14 de enero del 2019.

- d) En segundo lugar, con fecha de corte al 31 de agosto de 2019, el monto remanente del cambio de estimaciones, luego de aplicar la reclasificación indicada en punto c) anterior, deberá reclasificarse contablemente a una cuenta genérica dentro del grupo de estimaciones genéricas creada al efecto.*
- e) El monto registrado en la cuenta analítica a que se refiere el punto d) anterior podrá reversarse gradualmente a una razón máxima de 1/24 por mes, comenzando a partir del cierre al 30 de setiembre de 2019, inclusive. La razón de reversión de 1/24 por mes debe considerarse como un máximo, de manera que cada entidad podrá disponer un ritmo menor de reversión, o incluso no reversar.*
- f) Cada mes, de previo a efectuar la reversión indicada en el punto e) anterior, la entidad debe verificar su situación de cumplimiento de la estimación contracíclica respecto al monto correspondiente a Pcc_{it} según el artículo 4 del Acuerdo SUGEF 19-16, de manera que, antes de efectuar la reversión, debe reclasificar primero el monto necesario para cumplir con el requerimiento de estimación contracíclica, hasta donde alcance.*

Para los efectos de este transitorio, debe computarse el cambio de estimaciones considerando conjuntamente el efecto de la modificación en los Lineamientos Generales del Acuerdo SUGEF 1-05 y del SUGEF 15-16, cuando este último reglamento sea aplicable por ser la entidad operador autorizado del SBD.”

Rige luego de transcurridos diez días hábiles a partir de su comunicación.

Bernardo Alfaro A.
Superintendente

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Mediante acuerdo 07-52-2019, del acta de la sesión ordinaria 52-2019, celebrada el 26 de noviembre de 2019, cuya acta fue ratificada el 10 de diciembre del mismo año, la Junta Directiva de la Aresep resolvió dictar la:

RESOLUCIÓN RE-0140-JD-2019

ESCAZÚ, A LAS DIEZ HORAS Y CINCO MINUTOS DEL VEINTISÉIS DE NOVIEMBRE DE DOS MIL DIECINUEVE

“REGLAMENTO TÉCNICO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (AR-RT-SASEN)”

EXPEDIENTE IRN-003-2019

RESULTANDOS:

- I.** Que el 22 de noviembre de 2011, se publicó en La Gaceta N °224, la Ley N° 9004, mediante la cual, se realizó la Aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, cuyo artículo 12 reformó el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, aprobado mediante ley 7848. En dicha reforma, se adicionó como compromiso de los gobiernos la armonización gradual de las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del Mercado Eléctrico Regional (MER).
- II.** Que el 22 de mayo de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante la resolución RJD-036-2013, publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 de la fecha 29 de mayo del 2013, aprobó el *"Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central"*, el cual, define los servicios auxiliares.
- III.** Que el 19 de febrero de 2014, entró en vigencia el *"Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional"* (Reglamento de Detalle) N° 006.

- IV. Que el 31 de agosto de 2015, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante el oficio 810-724-2015, remitió una propuesta de requisitos de servicios auxiliares para operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y metodología de remuneración. (Folio 04 a 37 expediente PIRM-001-2017)
- V. Que el 28 de marzo de 2016, el Regulador General, mediante el oficio 1080-RG-2016, inició el proceso de determinación de los servicios auxiliares su normativa y metodología tarifaria. (Folio 03 expediente PIRM-001-2017)
- VI. Que el 19 de enero de 2017, la Contraloría General de la República, mediante el oficio 00518-DFOE-AE-0011, le comunicó a la Aresep sobre la necesidad de establecer la metodología tarifaria para los servicios auxiliares. (Folio 43 a 52 expediente PIRM-001-2017)
- VII. Que el 16 de febrero de 2017, mediante el oficio 050-CDR-2017 y el 20 de marzo de 2017, mediante el oficio 91-CDR-2017, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) integró oficialmente el equipo para el desarrollo de la propuesta de instrumento regulatorio relacionado con la reglamento técnico y metodología tarifaria de los servicios auxiliares. (Folios 459 a 460 PIRM-001-2017)
- VIII. Que el 23 de febrero del 2017, en las instalaciones de la Aresep, se llevó a cabo el primer taller con representantes de las ocho empresas eléctricas distribuidoras y el CENCE, para explicar el proceso que seguirá la Autoridad Reguladora para dictar el reglamento y posterior metodología de servicios auxiliares. En este taller, el CENCE presentó la propuesta que había preparado de la metodología tarifaria y reglamento técnico aplicable a los servicios auxiliares.
- IX. Que el 24 de marzo del 2017, mediante el oficio 0357-IE-2017, la Intendencia de Energía de la Autoridad Reguladora le solicitó al Banco Mundial su apoyo para la elaboración del reglamento y metodología tarifaria de servicios auxiliares del SEN, con el objetivo de que consultores contratados mediante colaboración no reembolsable de este Banco de desarrollo, puedan *"apoyar y guiar el equipo de trabajo desarrollador de ARESEP en el proceso de análisis, diálogo, y socialización de la propuesta del CENCE; así como en el proceso de la elaboración de la normativa técnica y metodología tarifaria de los servicios auxiliares aplicables al SEN"*.
- X. Que el 30 de marzo de 2017, se llevó a cabo un taller con los representantes de todas las empresas eléctricas distribuidoras en la cual la Autoridad Reguladora comunicó los principales lineamientos sobre el tema de los servicios auxiliares y representantes del CENCE presentaron algunos ejemplos numéricos de una posible aplicación de la metodología tarifaria de servicios auxiliares contenida en su propuesta.
- XI. Que el 25 de abril del 2017, del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), por medio del oficio DM-392-2017, se formalizó la solicitud al Banco Mundial para recibir asistencia técnica, mediante fondos no reembolsables, con el objetivo de apoyar y guiar al equipo técnico de la Autoridad Reguladora en el proceso de preparación del reglamento técnico y metodología tarifaria de servicios auxiliares, incorporando el conocimiento y mejores prácticas internacionales en la determinación de ésta.

- XII.** Que el 21 y 22 de junio de 2017, se llevó a cabo una visita técnica a Costa Rica por parte del Banco Mundial y la consultora contratada por éste. Como parte de esta visita, se celebró, durante el día 22 de junio, una reunión con representantes de todas las empresas eléctricas distribuidoras, el MINAE y del sector empresarial, incluyendo la Cámara de Industrias de Costa Rica y la Cámara Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, para exponerles la propuesta de reglamento y metodología tarifaria de servicios auxiliares, informar sobre el desarrollo de la consultoría recibida con el apoyo del Banco Mundial, así como un resumen de lo analizado por la consultora con respecto a la experiencia internacional sobre el tema.
- XIII.** Que los días 1° y 7 de diciembre de 2017, por medio de los oficios 0810-939-2017 y 0810-951-2017, se recibieron observaciones y comentarios del CENCE con respecto a la propuesta de normativa elaborada por la consultora. Estos comentarios fueron remitidos a la consultora. Para aclarar algunos de estos comentarios y dudas del CENCE se sostuvieron reuniones informativas con representantes de ese Centro.
- XIV.** Que el 24 de abril de 2018, se llevó a cabo una reunión con todas las empresas del sector eléctrico y otros actores interesados en el desarrollo de esta propuesta de instrumentos regulatorios, con el objetivo de exponerles el contenido del borrador (versión 3.1) del reglamento técnico. A esta actividad fueron invitados los representantes de todas las empresas del sector (generadoras, distribuidoras y el CENCE), Cámaras empresariales (UCCAEP, CICR), asociaciones del sector (ACOPE, ACESOLAR), la Defensoría de los Habitantes y la Contraloría General de la República. A la actividad asistieron más de 50 personas, entre invitados y funcionarios de la Autoridad Reguladora, las cuales tuvieron la oportunidad de conocer los detalles del reglamento técnico que se plantea por parte de la Autoridad Reguladora, con el apoyo técnico del Banco Mundial. (Folios 541 a 545 del expediente PIRM-001-2017).
- XV.** Que el 10 de mayo de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0196-CDR-2019, remitió al Regulador General la propuesta de *“Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”*, aclarando que éste es el primero de los instrumentos regulatorios en materia de servicios auxiliares tramitado, quedando en proceso de desarrollo la metodología tarifaria. (Folio 939 del expediente PIRM-001-2017).
- XVI.** Que el 30 de mayo de 2019, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0319-SJD-2019, le comunicó al Departamento de Gestión Documental, a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y al CDR, el acuerdo 06-24-2019, del acta de la sesión ordinaria 24-2019, celebrada el 21 de mayo de 2019, ratificada el 27 de mayo del mismo año, que dispuso:

*“I- Someter al procedimiento de audiencia pública la propuesta de **“Reglamento Técnico para la Regulación de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional, AR-RT-SASEN”**, según lo dispuesto en el informe OF-0192-CDR-2019,*

II Instruir a la Secretaría de la Junta Directiva para que solicite al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente IRN público respectivo, para el trámite de la propuesta de Reglamento Técnico para la Regulación de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional, AR-RT-SASEN, al cual deberá remitir el informe técnico citado y el presente acuerdo de Junta Directiva.

III Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario, que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y el diario oficial La Gaceta.

IV Instruir a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, continuar con todos los trámites de conformidad con lo dispuesto en el DR-PO-03: Procedimiento para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos, versión 4. para el análisis de las posiciones y la elaboración de la propuesta final de reglamento y proceda a remitirlo a la Junta Directiva” (Folios 02 a 97 del expediente IRN-003-2019).

- XVII.** Que el 31 de mayo de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0277-CDR-2019, solicitó la apertura del expediente público IRN-003-2019 para el trámite de la propuesta (Folio 01 del expediente IRN-003-2019).
- XVIII.** Que el 07 de junio de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0298-CDR-2019, incorporó al respectivo expediente documentos de la propuesta -informe y resumen-. (Folios 98 a 100 del expediente IRN-003-2019).
- XIX.** Que el 14 de junio de 2019, la DGAU, mediante el memorando ME-1036-DGAU-2019, solicitó a la Proveeduría la publicación de la convocatoria a audiencia pública, en los diarios La Nación, La Teja y la Extra. La publicación se efectuó el 19 de junio de 2019. (Folios 101 a 102 del expediente IRN-003-2019).
- XX.** El 14 de junio de 2019, la DGAU, mediante el memorando ME-1037-DGAU-2019, solicitó a la Proveeduría la publicación de la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta. La publicación se efectuó en La Gaceta No. 113 del 18 de junio de 2019. (Folios 103 a 104 del expediente IRN-003-2019).
- XXI.** Que el 19 de julio de 2019, la DGAU, mediante el informe IN-0202-DGAU-2019, remitió el informe de posiciones, de la audiencia pública efectuada el lunes 15 de julio de 2019, a las 17:15 horas, en el cual, se enlistan las 12 oposiciones y coadyuvancias admitidas. (Folios 475 a 477 del expediente IRN-003-2019).
- XXII.** Que el 19 de julio de 2019, la DGAU, mediante documento AC-0273-DGAU-2019, incorporó al expediente el acta N° 29-AP-2019, de la audiencia pública efectuada. (Folios 478 a 484 del expediente IRN-003-2019).
- XXIII.** Que el 1° de octubre de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0530-CDR-2019, analizó las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública realizada.
- XXIV.** Que el 1° de octubre de 2019, el equipo desarrollador, mediante el oficio OF-0533-CDR-2019, le remitió al Director General del CDR, el informe final de la propuesta de *“Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”*.
- XXV.** Que el 1° de octubre de 2019, el Director General del CDR, mediante el oficio OF-0534-CDR-2019, le remitió al Regulador General en su condición de Presidente de la Junta Directiva, el Informe final y de posiciones de la propuesta de *“Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”*.

- XXVI.** Que el 18 de noviembre de 2019, mediante OF-1418-DGAJR-2019 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio respecto de la propuesta de “Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)” con modificaciones resultado de la audiencia pública.
- XXVII.** Que el 26 de noviembre de 2019, en la sesión ordinaria 52-2019, celebrada el 26 de noviembre de 2019, cuya acta fue ratificada el 10 de diciembre del mismo año, la Junta Directiva conoce los resultados del proceso de audiencia pública y de los informes de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación OF-0534-CDR-2019 y del oficio OF-1418-DGAJR-2019 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- XXVIII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDOS:

- I.** Que de acuerdo con el artículo 25 de la Ley N° 7593, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, emitirá y publicará los reglamentos técnicos, en los cuales se especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deberán prestarse los servicios públicos, según estándares nacionales o internacionales para cada caso.
- II.** Que los servicios auxiliares del Sistema Eléctrico Nacional, garantizan la operación confiable, segura, de calidad y continua de dicho sistema, lo que a su vez, permite la prestación del servicio de suministro de electricidad en las condiciones legalmente establecidas, asunto sujeto a la competencia regulatoria de la Aresep.
- III.** Que de acuerdo con el artículo 53 de la Ley N° 7593 y el artículo 6, inciso 14) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), corresponde a la Junta Directiva dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley, así como la modificación de éstos; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593.
- IV.** Que del informe OF-0533-CDR-2019, que contiene el análisis técnico y legal que sirve de fundamento al presente reglamento técnico, conviene extraer lo siguiente en cuanto al resumen ejecutivo, marco legal y justificación del reglamento técnico propuesto:

“(…)

RESUMEN EJECUTIVO

En principio, se consideran los servicios auxiliares de un sistema eléctrico como todos aquellos servicios de energía y potencia eléctrica indispensables para garantizar la operación confiable, segura, de calidad y continua de dicho sistema.

La propuesta de Reglamento Técnico que se presenta en este documento tiene como objetivo establecer las bases para definir las condiciones y obligaciones para la planeación, operación,

asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Dada la realidad actual de los servicios auxiliares en nuestro país, donde no existe reglamentación técnica específica, es necesario desarrollar en el orden debido los instrumentos regulatorios para establecer reglas claras sobre estos servicios, estableciendo primero las condiciones regulatorias de la prestación primero y luego en un segundo momento la respectiva metodología tarifaria.

Los sistemas eléctricos han evolucionado mucho en los últimos años, y el nuestro no es la excepción, el avance y disrupción tecnológica ha sido significativo, más empresas distribuidoras han incursionado en construir plantas de generación para satisfacer su propia demanda, el desarrollo acelerado de la generación distribuida y sistemas de almacenamiento, hace pertinente y urgente definir la normativa técnica para garantizar la sostenibilidad del modelo eléctrico costarricense y que la operación del sistema, así como la planificación integral del sector electricidad se realice mediante estudios, análisis y criterios de eficiencia operativa y económica.

Según la propuesta elaborada, los servicios auxiliares deberán establecer los criterios, procedimientos y métodos para determinar: (a) cuáles deben ser los servicios auxiliares por regular en el caso de Costa Rica; (b) las características y normas técnicas necesarias para esta regulación; (c) los derechos y obligaciones del operador del sistema y los prestadores de servicios auxiliares; y (d) los procedimientos que se deben seguir por parte de los diferentes agentes del mercado eléctrico nacional.

Así las cosas, en los procesos de participación ciudadana llevados a cabo a la fecha para discutir la propuesta de Reglamento Técnico, se recibieron numerosas observaciones que vinieron a fortalecer y darle robustez a la propuesta que se plantea en esta ocasión.

Por lo que se recomienda, debido a los cambios incorporados, someterla nuevamente al proceso de audiencia pública e instruir a la Fuerza de Tarea nombrada para estos efectos que continúe con las siguientes etapas que establece el procedimiento para emitir estos instrumentos regulatorios.

I. INTRODUCCIÓN

La propuesta de Reglamento Técnico que se presenta en este documento tiene como objetivo establecer las bases para definir la reglamentación técnica para la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La propuesta fue desarrollada por la fuerza de tarea creada para estos efectos mediante los oficios 50-CDR-2017, 91-CDR-2017, OF-0307-CDR-2019 y OF-0795-RG-2019, de forma que se atendiera lo dispuesto en el "Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional", el cual establece en el artículo 142 de que se prepare una propuesta de metodología de cálculo y asignación de los servicios auxiliares.

En esta misma línea, la Contraloría General de la República (CGR) emitió el informe DFOE-AE-IF-15-2016, mediante el cual dispuso que la Aresep debería de resolver acerca de la metodología tarifaria sobre los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia.

Para estos propósitos el documento se presenta sobre la base de la estructura definida en el Procedimiento para el Desarrollo de Metodologías Tarifarias DR-PO-03 (versión 4, 4/12/2018). Consecuentemente, se inicia con los antecedentes, el desarrollo del marco legal relevante, la debida

justificación que da pie al planteamiento, el alcance y los objetivos y propuesta de Reglamento Técnico.

La audiencia pública de la primera versión de esta propuesta se realizó el pasado 15 de julio de 2019, en la cual se recibieron 12 participaciones que ayudaran a fortalecer el reglamento propuesto, por lo que finalmente se incluyen las recomendaciones que surgen del análisis realizado y se adjunta la propuesta de reglamento técnico para conocimiento de la Junta Directiva para llevarlo a audiencia pública.

En principio, se consideran los servicios auxiliares de un sistema eléctrico como todos aquellos servicios de energía y potencia eléctrica indispensables para garantizar la operación confiable, segura, de calidad y continua de dicho sistema.

Así pues, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de América los define de la siguiente forma:

"Los servicios auxiliares son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden acciones que afectan a la transacción (programación y despacho de servicios) y los servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema durante una transacción (seguimiento de carga y soporte de energía reactiva). Existen otros servicios auxiliares que son requeridos para corregir los efectos asociados con el compromiso de la transacción (por ejemplo, servicio de carga desbalanceada) "¹

Mientras que la North American Electric Reliability Council (NERC) los define así:

"Los servicios auxiliares son los servicios requeridos que permiten a las áreas de control y entidades de compra-venta operar confiablemente en las interconexiones"²

Dado que actualmente no se cuenta con un marco normativo técnico que regule y transparente la operación y prestación de los servicios auxiliares y que las plantas del ICE son las que los suministran, es que ARESEP dio inicio a principios del año 2017 al ejercicio para el desarrollo de una propuesta de reglamento técnico y la metodología para visibilizar y transparentar el reconocimiento de los servicios auxiliares requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Para estos efectos se llevaron a cabo en enero de 2017 talleres para la socialización de la propuesta inicial preparada por el CENCE como parte de los compromisos incluidos en la normativa regional.

(...)

III. MARCO LEGAL

El establecimiento del modelo de fijación de tarifas propuesto en este documento y el reglamento técnico, tienen sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y al servicio eléctrico, que se citan a continuación.

1. Sobre la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, para establecer metodologías tarifarias.

¹ Contreras, Ronald y Lambrecht, Juan. Ancillary Services (Resumen). 1996. Tomado de http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno96/ancilla_ry.htm

² Ibidem

La Aresep es la institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, que ejerce la regulación de los servicios públicos establecidos en la Ley N° 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley N° 7593).

El numeral 3.a) de la Ley N° 7593, define el servicio público, como el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.

Los servicios auxiliares son parte intrínseca del servicio de electricidad, proveídos en la mayoría de los casos por los mismos elementos contemplados en los servicios públicos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.

El artículo 4 de la Ley N° 7593, dispone como objetivos fundamentales de la Aresep, entre otros: "c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley; d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad (...); (...) "f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."

Lo anterior, es acorde con lo establecido en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, norma que define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, que establece en su artículo 3 entre otras, la calidad de la energía y dispone en sus artículos 16 y 19, que los factores técnicos bajo los cuales se regulará y evaluará la prestación del servicio a los abonados y usuarios serán: a. La calidad del voltaje y frecuencia de la energía servida; b. La continuidad y confiabilidad en el suministro de la energía y c. La calidad y oportunidad de la prestación del servicio.

La Ley N° 7593, le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, según dispone el numeral 5. a) de la Ley N° 7593.

El artículo 6.d) de la Ley N° 7593, establece como obligación de la Aresep "(...) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos", en relación con lo dispuesto en los numerales 3.b); 6.a) y f); 20; 31 al 37 del mismo cuerpo legal, mediante los cuales se fijan los parámetros, criterios y elementos centrales para la fijación de tarifas conforme al principio de servicio al costo, obligación reiterada en el artículo 4.a).2) del Reglamento a la Ley N° 7593, Decreto 29732-M.

El artículo 9 de la Ley N° 7593, dispone que la Aresep continuará ejerciendo la competencia que la Ley N° 7200 y sus reformas, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad. Asimismo, dispone que ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Aresep.

En esa línea, le corresponde a la Aresep, velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio de los servicios públicos que regula; competencia respecto de la cual, el artículo 5 Ley N° 7593, remite al artículo 25 ibídem, el cual establece que la Aresep emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme a los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.

Normas, que deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, los cuales disponen en lo de interés:

"Artículo 32.-Seguimiento técnico y tarifario respecto de las condiciones de la prestación del servicio.

La Autoridad Reguladora dará seguimiento a los diferentes servicios regulados de la industria eléctrica que permita establecer el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio, para ello empleará:

- a. La información que se solicita a las empresas reguladas, según el artículo 24 de la Ley N° 7593.*
- b. Cumplimiento de la normativa vigente.*
- c. Las disposiciones tarifarias que se suministran en las resoluciones emitidas por el Organismo Regulador.*
- d. Los indicadores de servicio al abonado que elabora la misma empresa y aquellos que el Organismo Regulador establezca como de cumplimiento obligatorio.*
- e. Cualquier otra información que a criterio de la Autoridad Reguladora sea necesaria para cumplir con sus funciones."*

"Artículo 34.-Emisión de normas técnicas y económicas.

La Autoridad Reguladora, de conformidad con lo estipulado en la Ley N° 7593 y previa consulta y coordinación con las empresas eléctricas, emitirá las normas bajo las cuales se regulará y evaluará el servicio. y que comprende los factores de regulación y evaluación consignados en el artículo 16, de tal manera que se logre el necesario equilibrio entre la oportunidad y posibilidad de las inversiones requeridas por cada empresa eléctrica y la garantía del mejoramiento continuo de los factores de regulación y evaluación." (Resaltado es nuestro).

"Artículo 41.-Responsabilidad de la Autoridad Reguladora.

Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, ésta será responsable de:

- a. Promulgar las normas técnicas y económicas para la debida prestación del servicio.*
- b. Evaluar, regular y fiscalizar la aplicación y el cumplimiento de las normas de este reglamento y de las normas correspondientes.*
- c. Aplicar las sanciones estipuladas en la Ley N° 7593 y su Reglamento."*

"Artículo 42.-Sanciones. Las sanciones a aplicar por el incumplimiento de las normas de este reglamento o de las normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora, se harán de conformidad con lo que dispone la Ley N° 7593 y leyes conexas."

El artículo 29 de la Ley N° 7593, dispone que: "la Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos."

El procedimiento para fijar tarifas está regulado en el artículo 30 de la Ley N° 7593. A su vez, el artículo 31 de la citada ley, establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa. Además, dispone dicha norma, que la Aresep deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Aresep considere pertinente.

Así, en el procedimiento tarifario, cada petición sobre tarifas y precios, deberán estar debidamente justificadas, según lo dispone el artículo 33 de la Ley N° 7593 y regirán las tarifas y precios, que fije

la Aresep, a partir del momento de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta o a partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente, artículo 34 ibídem.

En esa línea, el artículo 15 del Decreto N° 29732-MP, Reglamento a la Ley N° 7593, dispone que para fijar las tarifas, se utilizarán los modelos, los cuales deben ser aprobados por la Aresep, de acuerdo con la ley.

El numeral 36 de la Ley N° 7593, dispone el procedimiento de audiencia pública, que deberá seguirse en la formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, así como la formalización y revisión de las normas técnicas, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Dicho numeral, se encuentra reglamentado en los artículos 44 al 56 del Decreto No. 29732-MP), en relación con el numeral 9 de la Constitución Política, manifiestan el ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana, el cual ha sido plasmado por la jurisprudencia de la Sala Constitucional, entre otras, en la sentencia 7213-2012, al establecer la obligación de la Aresep, de garantizar la participación ciudadana en la formulación de metodologías tarifarias (ver sentencias N° 2009- 016649 y N° 2008-17093).

Asimismo, a partir del artículo 31 de la Ley N° 7593, concordado con el numeral 6 inciso 16) del RIOF, se desprende que la Junta Directiva de la Aresep, tiene la competencia para aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

El numeral 9.11 del RIOF, establece como función del Regulador General, designar equipos para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodología de fijación de tarifas.

El artículo 21.3 del RIOF, establece que le compete al CDR, la "(...) revisión de la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por Aresep para regular los servicios públicos".

De esas normas, se puede extraer, que la Aresep, tiene la competencia exclusiva y excluyente, para la fijación de las tarifas de los servicios públicos regulados en La Ley N° 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la LGAP.

En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación y las normas técnicas que garanticen la correcta prestación de los servicios públicos, forma parte esencial de las competencias conferidas a la Aresep.

La Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia 001687-F-S1- 2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, para establecer las metodologías tarifarias, que "la Autoridad Reguladora se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados (...). Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios".

En esa línea de análisis, la PGR, en reiterados pronunciamientos ha afirmado que la definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la Aresep de fijar tarifas, tales como, los dictámenes C-165-2014 y C-416-2014. Cita el Dictamen C-416-2014: "c) La definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la ARESEP de fijar tarifas, sin que se encuentre obligada a coordinar con otras entidades u órganos". Esa misma posición, ha sido reiterada por la PGR en el dictamen C-023-2017.

Se debe indicar que el establecimiento de metodologías y criterios tarifarios por parte de la Aresep, se enmarca claramente dentro de la discrecionalidad técnica que se le ha reconocido a este ente, siempre y cuando se respete el principio del servicio al costo. Lo anterior, es acorde con los artículos 15, 16 y 160 de la LGAP)

Al respecto, la Sala Primera, ha reconocido esa discrecionalidad de la Aresep, en el establecimiento de metodologías, al indicar: "No existe duda de que la ARESEP puede determinar los modelos de evaluación de solicitudes tarifarias, con base en las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras (parámetros del principio del servicio al costo). Para ello la Ley N°. 7593 le otorga un marco de acción bastante amplio (cardinales 6 inciso d) y 29 al 37). No obstante, debe recordarse que la discrecionalidad lo es para elegir en una primera etapa entre uno o varios métodos técnicos que serán los que se aplicarán en un segundo momento después de su formalización (en el procedimiento en sí)."

Así las cosas, en aplicación del principio de legalidad artículos 11 de la LGAP y 11 de la Constitución Política), las tarifas deben establecerse a tono con los mecanismos debidamente establecidos para tal efecto, mediante el procedimiento que contiene la Ley N° 7593 y su reglamento (audiencia pública).

2. Sobre la regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), ente que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- {actualmente, rige el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). A los cuales está sujeta la Aresep, según dispone el artículo 1º párrafo segundo, de la Ley de la Aresep.

La labor de regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas está a cargo de la Aresep, según se indicó, en el artículo 5.a) la Ley N° 7593. La prestación de este servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el "Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos", Decreto 29847-MP-MINAE-MEI C, que dispone lo siguiente:

"Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación.

Su aplicación es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.

Las condiciones aquí estipuladas pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio, suscrito entre el abonado y la empresa o entre empresas, previa autorización de la Autoridad Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros."

"Artículo 2°. Objeto. El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas."

Asimismo, el "Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica" (Decreto 30065-MINAE) establece:

"Artículo 2°- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593 (...).

"Artículo 3°- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley N° 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 7593."

Ahora bien, el sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector, y conforme a ello, la Aresep fijará las tarifas respectivas.

Resulta importante mencionar, que la PGR, en dictamen C-293-2006, reiteró la competencia de la Aresep, para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. Cita en lo de interés:

"(...) El suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización es un servicio público. En razón de esa naturaleza, el inciso a) del artículo 5 de la Ley N° 7593 le otorga competencia a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para fijar los precios y tarifas del suministro de energía eléctrica en esas etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Como puede observarse, la ley le otorga a la ARESEP la competencia para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, o sea desde su generación hasta su comercialización (...)"

En esa línea, se debe indicar que la generación distribuida, está delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220- MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla"; mientras que la generación privada, está delimitada por lo establecido en las leyes 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela" y 7508 "Reformas a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela".

Al efecto, en el dictamen supracitado -C-165-2015-, la PGR dispuso que la distribución es, por disposición de ley, un servicio público regulado que debe responder a una prestación óptima en orden a su calidad, confiabilidad, continuidad y oportunidad, para lo cual se somete a las normas técnicas elaboradas por la Aresep.

3. **Sobre el sustento legal para la regulación de los servicios auxiliares.**

En la ley N° 9004, Segundo protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), se delimitan las competencias que dentro de ese mercado, tienen el Poder Ejecutivo, el ICE y la Aresep. Cita el artículo 2 de la Ley N° 9004:

"Artículo 2. Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante y parte del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional se asignan al Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (Minaet), como institución rectora del sector eléctrico nacional.

Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (GR/E) se asignan a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como regulador del sector eléctrico nacional.

Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como parte del ente operador de la red (EOR), así como las funciones propias de los agentes del mercado que le correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), como entidad encargada del despacho nacional e inversionista en el Sistema de Interconexión Eléctrica."

El artículo 12 de la Ley N° 9004, reformó el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, aprobado mediante ley 7848. En dicha reforma, se adicionó como compromiso de los gobiernos, el siguiente:

"Artículo 12. Reformar el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional adicionando el literal d) y un párrafo al final que se leerán así:

"d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER."

"Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional".

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), resolución No. CRIE-09- 2005, del quince de diciembre de 2005, en su Libro 1, definiciones, establece:

"Servicio Auxiliar Regional

Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro."

Asimismo, el RMER, en su libro 1, punto 1.4.4.2 Predespacho, dispone:

"(...) Los requisitos para la prestación de servicios auxiliares a nivel regional se determinan con base en los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos para la operación del MER."

En esa misma línea, los artículos 1.4.4.3 y 1.5.4 del RMER, establecen en lo de interés:

"(...)

1.4.4.3 Supervisión de la Operación en Tiempo Real

Durante la Operación en Tiempo Real, el EOR, en coordinación con los OS/OMS, toma todas las acciones de supervisión necesarias para desarrollar las siguientes tareas: (...)

c) Coordinar y supervisar el suministro de servicios auxiliares; (...)

1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM

Los OS/OMS coordinaran (sic) la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a:

(...)

c) Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR, según el siguiente detalle:

(...)

vii. Coordinar los servicios auxiliares que son suministrados por los agentes;

(...)

f) Mantener los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en la Regulación Regional y proveer los servicios auxiliares que le han sido asignados; (...)"

En este mismo orden, el Decreto- Ley N° 449 del 8 de abril de 1949, del ICE, establece:

"Artículo 1°.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía, física que Ja Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del Instituto ante los costarricenses, será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.

"Artículo 2°.- Las finalidades del Instituto, hacia Ja consecución de las cuales se dirigirán todos sus esfuerzos y programas de trabajo, serán las siguientes:

a. Dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación, cuando ella exista y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico. Las principales gestiones del Instituto se encaminarán a llenar este objetivo usando para ello todos los medios técnicos legales y financieros necesarios y programa básico de trabajo será de construcción de nuevas plantas de energía hidroeléctrica y de redes de distribución de la misma. Esta tarea será llevada a cabo dentro de los límites de las inversiones económicamente justificables.

b. Unificar los esfuerzos separados que actualmente se hacen para satisfacer la necesidad de energía eléctrica. mediante procedimientos técnicos que aseguren el mejor rendimiento de los aprovechamientos de energía y sus sistemas de distribución (...)

d. Procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos. En especial tratará de promover el uso doméstico de la electricidad para calefacción en sustitución de los combustibles obtenidos de los bosques nacionales y de combustibles importados, e impulsará el uso de la madera como materia prima industrial.

e. Conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua, tarea en que deberán ayudar el Servicio Nacional de Electricidad y los Ministerios de Agricultura y Obras Públicas, por medio de un programa de cooperación mutua.

(...)

g. Hacer de sus procedimientos técnicos, administrativos y financieros, modelos de eficiencia que no sólo garanticen el buen funcionamiento del Instituto, sino que puedan servir de norma a otras actividades costarricenses." (el destacado no es del original).

Por su parte, el Libro 111 del RMER, establece sobre los servicios auxiliares en los puntos 7.1.1, 7.1.3, 7.2.1.4 y 7.2.2.5, lo siguiente:

"(...) 7.1.1 En este capítulo se definen los procedimientos para establecer los requerimientos de los servicios auxiliares regionales necesarios para la operación del SER dentro de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Los servicios auxiliares que se prestan a nivel regional, deberán ser suministrados por los Agentes como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no serán objeto de transacciones ni de remuneración.

(...)

7.1.3 Se definen los siguientes servicios auxiliares que deberán ser suministrados por los Agentes según los requerimientos que establezca el EOR, coordinado con cada uno de los OS/OM en sus respectivas áreas de control:

- a) Reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia;
- b) Suministro de potencia reactiva;
- c) Desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje; y
- d) Arranque en negro.

(...)

7.2.1.4 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

(...)

7.2.2.5 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia por parte de los Agentes."

Mediante la resolución de la Aresep, RJD-036-2013 del 22 de mayo del 2013, publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 de la fecha 29 de mayo del 2013, se aprobó el "Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central", el cual, define los servicios auxiliares. Cita dicho reglamento en lo de interés:

"Servicios Auxiliares: Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER y del SEN. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro."

"Predespacho Nacional: Programación horaria de los recursos de generación de energía en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional para el día siguiente, para abastecer el pronóstico de demanda nacional de cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional con criterio de minimización de los costos variables de generación, considerando los servicios auxiliares mínimos para la operación segura del sistema" (...)

ARTÍCULO 12. Funciones de OS/OM.

(...)

Garantizar y coordinar la disponibilidad de los servicios auxiliares proporcionados por los Agentes del MEN (...)"

El "Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional" (Reglamento de Detalle) RJD-006-2014, vigente desde el 19 de febrero de 2014, dispone en su artículo 122 lo siguiente:

"Artículo 120.-Operación el sistema nacional interconectado. El OS/OM, en coordinación con los Agentes del MER o del MEN, será el responsable de operar el

sistema nacional interconectado, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en las normativas técnicas nacionales y en concordancia con los CCSD regionales, establecidos en el capítulo 5.3 y 16 del Libro 111 del RMER.

Independientemente de la categorización de los CCSD, los mismos deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del SER sea la adecuada. "

"Artículo 122.-Prestación de los servicios auxiliares regionales. La prestación de los servicios auxiliares regionales de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia, por parte de los Agentes del MER y los Agentes del MEN en coordinación con el OS/OM, deberán ser de carácter obligatorio y estar regidos y evaluados por los criterios de desempeño regionales establecidos en el capítulo 7 y 16.2.7 del Libro 111 del RMER. Este servicio podrá ser prestado de forma directa o indirecta por los Agentes del MER o MEN."

Con respecto a la metodología de cálculo, procedimiento de asignación y las tarifas de los servicios auxiliares, los cánones 142 y 143 del Reglamento de Detalle, citan:

"Artículo 124.-Consideraciones sobre el Sistema de Generación. El OS/OM deberá asegurar que el sistema de generación mantenga la reserva de regulación primaria y secundaria de frecuencia, para cumplir con su obligación de balancear continuamente la generación con la demanda y con los programas de inyección y retiro del MER. Asimismo, se deberá asegurar que el sistema de generación aporte la reserva apropiada para contribuir en la regulación de frecuencia del SER."

"Artículo 142.-Metodología de cálculo y procedimiento de asignación de los servicios auxiliares. El OS/OM deberá de presentar una propuesta a la ARESEP, seis meses después de publicada esta resolución, de la metodología de cálculo de los requerimientos de servicios auxiliares y el procedimiento para su asignación a cada uno de los Agentes del MEN. Este procedimiento debe detallar el aporte por Agente del MEN para cada tipo de servicio auxiliar, y la reasignación en el caso de que alguno no puede suministrarlo."

Artículo 143.-Tarifas de los Servicios Auxiliares. La ARESEP establecerá tarifas correspondientes para cada servicio auxiliar."

Asimismo, el Reglamento de Detalle citado, señala en su canon 144, lo siguiente:

"Artículo 144.-Liquidación de servicios auxiliares prestados por terceros. El OS/OM deberá de liquidar las reasignaciones de los servicios auxiliares en el caso que algún Agente no pueda brindarlos y estos sean suministrados por un tercero, considerando la aplicación del procedimiento para la asignación de los servicios auxiliares correspondiente. El producto de la cantidad por la tarifa emitida por la ARESEP, será el monto que reflejara la liquidación entre los Agentes como cargos y abonos en el DTEN."

"Artículo 150.-Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN. El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador. " (...)

Por otra parte, el artículo 41 de la Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, cita expresamente:

"Artículo 41. Servicios auxiliares que el generador debe proveer

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

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

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

Esa misma norma técnica, indica sobre los servicios auxiliares:

"Artículo 149. Multas y Sanciones. Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por 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 182. (Mediante resolución RJD-030 del 18 de febrero de 2016, "Metodología Fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor": se derogó los numerales del 129 al 159 y correr la numeración de los restantes artículos a partir del capítulo XIII, por lo que el texto de este artículo se consultado en el numeral 151)

(...)

- m. Para las plantas de generación cuya salida total represente un riesgo para la seguridad del SEN, el diseño de los servicios auxiliares debe realizarse de forma tal que una falla o mal funcionamiento en los mismos no cause la salida completa de la planta. (Así adicionado el inciso anterior mediante sesión ordinaria N° 24-2015 del 4 de junio del 2015)"*

A partir del marco normativo indicado y las justificaciones técnicas que se incluyen en este informe, los servicios auxiliares son necesarios para garantizar la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y son parte integral del servicio público de suministro de energía eléctrica.

Lo cual, es acorde con los principios fundamentales del servicio público, dispuestos en el artículo 4 de la LGAP y elevados a rango constitucional, sea, continuidad, eficiencia, adaptación e igualdad, así como los principios del servicio público desarrollados en la jurisprudencia de la Sala Constitucional -obligatoriedad, eficacia, calidad, bajo costo, transparencia, entre otros-, y conforme a la legalidad que debe regir en toda la actuación administrativa.

De acuerdo a lo establecido en los artículos 3, 4 inciso f), 5 inciso a), 6 inciso d) y 31 al 36 de la Ley N° 7593, numerales 4 inciso a) punto 2), 14, 15, 16, 17 y 41 del Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, corresponde a la Aresep, fijar los precios y tarifas de dichos servicios públicos, así como establecer las metodologías o modelos tarifarios que las determinarán.

Conviene destacar, en virtud de que el SEN está compuesto por los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, mismos que corresponden a servicios públicos, conforme al artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, que corresponde a la Aresep, emitir y publicar los reglamentos técnicos que especifiquen las condiciones en las cuales se suministrarán estos servicios públicos, de acuerdo a lo establecido en los artículos 25, 53.n) de dicha ley y el numeral 6 inciso 14) del RIOF.

Con respecto al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), se debe manifestar que en los reglamentos y normativas que ha emitido este ente regulador, relacionados con el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM), específicamente en los artículos 10 y 11 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado eléctrico de América Central, se establecen los principios de independencia, imparcialidad y transparencia con las cuales el OS/OM debe realizar sus funciones.

Por otra parte, la Ley 9004 que aprueba el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 3, reformó el artículo 5 del Tratado Marco, para que se lea en lo de interés: "(...) Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad."

Así las cosas, en virtud de que el ICE, es quien posee el título de agente de mercado en el MER y a quién se le asignó la atención de la demanda nacional, según consta en oficio del ICE 0060-126-2014 (2014-04-30) del 30 de abril de 2014, de acuerdo a la Ley de Creación del ICE, Ley N° 449, es en esta dependencia del ICE, en quien recae la operación del sistema y mercado, en aras de lograr una operación bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia por parte del OS/OM. Para estos efectos, el ICE nombró dentro de su organización una dependencia denominada Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), como la unidad de negocio encargada de realizar dichas funciones, y como tal, debe responder directamente por los derechos y obligaciones que se establecieron en los reglamentos de armonización y en la regulación nacional para el OS/OM.

En este contexto, ARESEP invitó, mediante oficio 1080-RG-2016 del 5 de diciembre de 2016, a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a participar en el ejercicio para el desarrollo de una metodología para visibilizar y transparentar el reconocimiento de los servicios auxiliares requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SEN. Para estos efectos se llevaron a cabo en enero de 2017 talleres para la socialización de la propuesta inicial preparada por el CENCE como parte de los compromisos incluidos en la normativa regional.

Asimismo, conviene indicar que la Contraloría General de la República (CGR), mediante el oficio No. 07856 DFOE-AE-011 del 18 de enero de 2017, ese órgano Contralor remitió a esta Autoridad

Reguladora, el informe No. DFOE-AE-IF-15-2016, acerca de la eficiencia en la asignación de fuentes de energía para la generación eléctrica, en el cual se giró la siguiente disposición:

"4.9. Resolver acerca de la metodología tarifaria que permita cobrar a cada empresa distribuidora los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia. Remitir a la Contraloría General la resolución en la que se aprueba la metodología a más tardar el 30 de junio de 2017. Ver párrafos 2.26 al 2.28 de este informe."

Estos antecedentes brindan sustento para emitir la propuesta reglamento técnico de servicios auxiliares y la metodología tarifaria que corresponda.

IV. JUSTIFICACIÓN

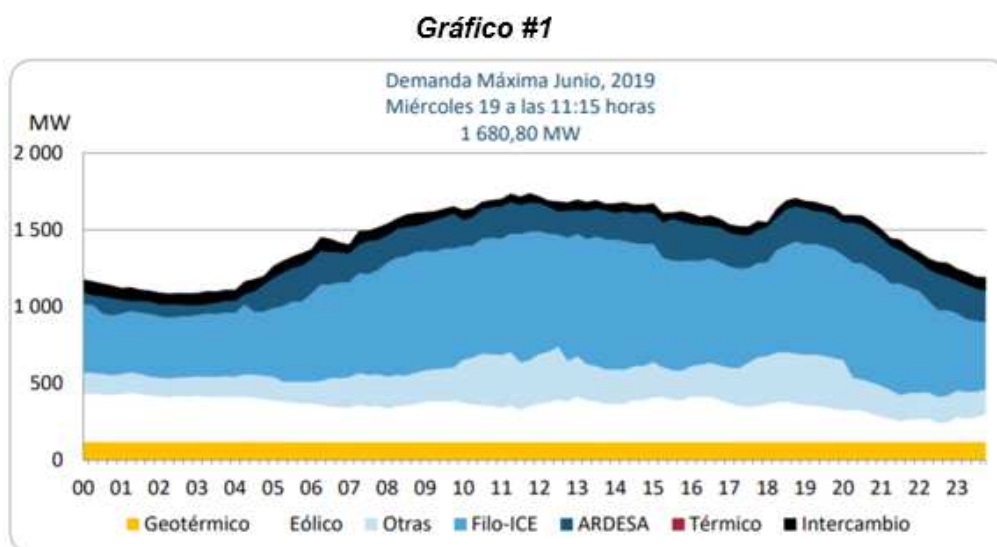
El suministro eléctrico es un servicio muy particular ya en todo momento la generación de electricidad debe ser igual a la demanda para no ocasionar distorsiones en el sistema.

Eso quiere decir que el balance entre la demanda (cargas) y la oferta (generación) es delicado, y más aún cuando esas variables están en constante cambio y se incluyen otras como intercambios regionales de energía eléctrica. Por lo que la coincidencia exacta entre carga y generación sólo se logra en fracciones de tiempo muy pequeñas, ya que siempre están variando.

Del lado de la generación ésta varía de conformidad con la firmeza de la fuente, mantenimientos a las plantas o salidas de operación por alguna contingencia, entre otras razones. Pero dentro de esas causales la más inmediata y volátil es la firmeza de la fuente.

Nuestro sistema eléctrico es mayoritariamente basado en fuentes renovables dentro de las cuales una proporción importante son variables, esto quiere decir que varían en el muy corto plazo (segundos, minutos u horas) dependiendo de las condiciones meteorológicas o hidrológicas, lo cual hace difícil pronosticar con precisión su comportamiento.

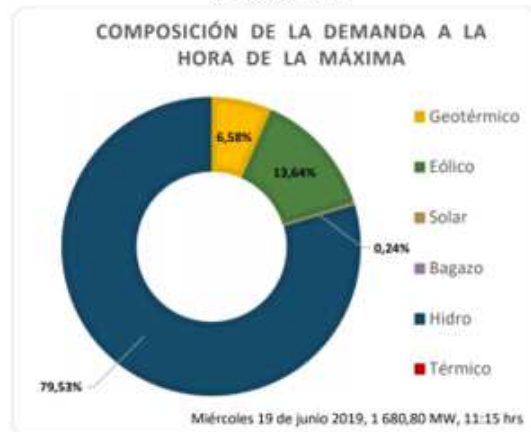
Para ejemplificar eso vemos los siguientes gráficos, donde se observa que para satisfacer la demanda del 19 de junio de 2019 la mayor parte de producción fue: eólica, otras (generadores privados hidroeléctricos y plantas hidroeléctricas con embalses horarios de las empresas distribuidoras) y generación filo de agua del ICE:



Fuente: CENCE, Informe mensual Junio 2019,
<file:///C:/Users/monterovk/Downloads/Informe%20Mensual%20Junio%202019.pdf>

En términos porcentuales la producción de energía eléctrica de ese día se ve de la siguiente manera:

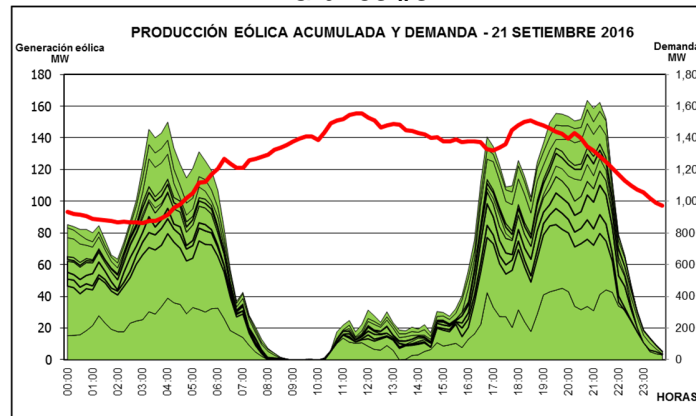
Gráfico #2



Fuente: CENCE, Informe mensual Junio 2019,
<file:///C:/Users/monterovk/Downloads/Informe%20Mensual%20Junio%20202019.pdf>

Lo anterior, como se indicó, crea incertidumbre a la hora de pronosticar esa producción, porque se depende de las condiciones climatológicas. Por ejemplo, el comportamiento del viento en un día específico puede verse de la siguiente forma, donde se aprecia una gran variabilidad del recurso, por lo que es necesario recurrir a otras fuentes para compensar esos cambios abruptos:

Gráfico #3



Fuente: CENCE, presentación Tema 4 Taller explicativo

En el siguiente gráfico se observa la diferencia entre la generación programada de la generación real en un día específico, el 26 de setiembre de 2019:

Gráfico #4
Generación Real contra Programada por fuente



Fuente: CENCE, <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CencePosdespachosDiarios.jsf?init=true>

Esas diferencias que se observan en el gráfico también requieren de maniobras en el SEN para mantener el balance indicado en la operación en tiempo real.

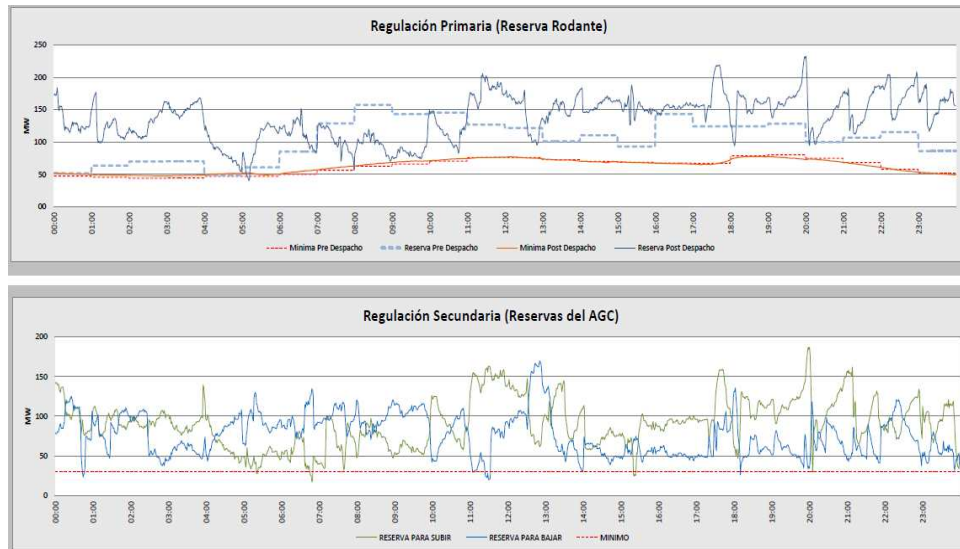
Del lado de la demanda la misma varía por razones de comportamientos de consumo, que aunque tienden a modificarse en el mediano o largo plazo (horarios familiares, por cambios tecnológicos, acceso a red, cambios climáticos, etc), a nivel intradiario presenta variaciones que son más difíciles de pronosticar respecto del comportamiento de mediano o largo plazo.

Así las cosas, para lograr ese balance todo el tiempo y para mantener en tiempo real la operación y el comportamiento del sistema dentro de los parámetros y estándares de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la legislación nacional y regional vigente, es que se requiere de los servicios auxiliares.

Si bien hay ciertos servicios auxiliares que están presentes en todas las normativas técnicas a nivel internacional, como las reservas para la operación, sus requerimientos técnicos y su alcance son diferentes dependiendo de las necesidades de cada sistema eléctrico.

En la planificación de los recursos se verifica el cumplimiento de las reservas mínimas y en la operación en tiempo real se ajusta ese requerimiento según el comportamiento de los recursos forzados, o no despachables, niveles de embalses y disponibilidad de las plantas despachables. En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento de las reservas del SEN para un día específico (21 de setiembre de 2016):

Gráfico #5
Comportamiento de las reservas durante el 21 de setiembre de 2016



Fuente: CENCE, presentación Tema 4 Taller explicativo

En Costa Rica, a la fecha, las plantas del Instituto Costarricense de Electricidad son las que se han utilizado históricamente para suministrar los servicios auxiliares en su mayoría. Ejemplo de esto es el siguiente listado:

Gráfico #6
Lista de plantas del ICE que prestan los servicios de regulación primaria y secundaria

	Regulación primaria	Regulación secundaria
Arenal	X	X
Dengo	X	X
Peñas Blancas	X	X
Toro I	NA	NA
Toro II	X	X
Toro III	NA	NA
Cariblanco	X	X
Garita	X	X
Ventanas-Garita	X	X
Pirris	X	X
Angostura	X	X
Cachí	X	X
Reventazón	X	X
Sandillal	NA	NA

Fuente: CENCE, presentación Tema 4 Taller explicativo

No obstante lo anterior, lo que se ha visto a nivel internacional es que esos servicios se generalizan a los agentes generadores y que la demanda cada vez más se involucra también en su prestación.

Es por esta razón que surge la necesidad de normar esta actividad para establecer reglas claras sobre la transparencia en la operación del SEN y en el suministro de los servicios auxiliares, para que todos los agentes del MEN que cumplan los requisitos para hacerlo, puedan prestar estos servicios y contribuir al cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y de calidad, seguridad y desempeño.

V. ALCANCE

Este reglamento técnico establece las condiciones técnicas y operativas generales bajo las cuales se planeará, habilitará, asignará, supervisará y operará en tiempo real los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Su aplicación es obligatoria para todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en adelante agentes, para el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) del SEN y para todo prestador de servicios auxiliares en adelante prestador, según corresponda. En detalle contemplará lo siguiente:

- 1. Establecer los derechos, obligaciones y responsabilidades para el OS/OM en lo que se refiere al despacho centralizado, planeamiento operativo, coordinación y operación en tiempo real respecto a los servicios auxiliares del SEN, y la coordinación con el Ente Operador Regional (EOR) del Mercado Eléctrico Regional (MER) en lo que corresponde a servicios auxiliares regionales, con el objetivo de mantener los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del servicio.*
- 2. Establecer los derechos, obligaciones, y requerimientos para todos los Agentes, el OS/OM y a todo prestador.*
- 3. Establecer la obligación de suministro de información para todos los Agentes, el OS/OM y a todo prestador.*

Para efectos de este reglamento técnico, los servicios auxiliares son los siguientes: control de frecuencia e intercambios de energía, control de tensión, arranque en negro, demanda interrumpible y desconexión de cargas.

VI. OBJETIVOS

El objetivo del presente “Reglamento Técnico para la Regulación de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional” (en adelante, este Reglamento Técnico) es establecer de manera clara el marco técnico y operativo, con que se realizará la prestación del servicio considerando la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica, incluyendo lo siguiente:

- 1. Definir los servicios auxiliares requeridos en el SEN.*
- 2. Establecer obligaciones y lineamientos generales para el intercambio de información referida a servicios auxiliares entre los agentes del MEN, prestadores de servicios auxiliares y el Operador de Sistema y Operador de Mercado en adelante (OS/OM).*
- 3. Establecer los criterios y mecanismos generales para la habilitación de un equipamiento, instalación o sistema de un agente para proveer uno o más servicios auxiliares.*
- 4. Establecer las causales para la deshabilitación de un equipamiento, instalación o sistema de un prestador para proveer uno o más servicios auxiliares.*
- 5. Establecer los criterios y aspectos generales para la planeación y asignación de cada servicio auxiliar por el OS/OM, y la coordinación con el EOR de los servicios auxiliares regionales.*
- 6. Establecer mecanismos para la supervisión y reporte del desempeño de cada servicio auxiliar y de cada equipamiento, instalación o sistema habilitado para prestar los servicios auxiliares.*
- 7. Establecer la obligación de desarrollar los Procedimientos Técnicos específicos para la implementación de este reglamento técnico, los cuales definirán para cada servicio auxiliar*

los requerimientos y obligaciones técnicos y operativos para que lo provean los equipamientos, instalaciones, y sistemas de un prestador.

8. *Establecer las disposiciones transitorias al iniciar la aplicación de este reglamento técnico.*
(...)”

- V. Que de acuerdo con lo indicado en el OF-530-CDR-2019, que contiene el análisis y resultados del proceso de audiencia pública, una vez analizadas las 12 oposiciones presentadas y la coadyuvancia, se acogieron en gran medida muchos de los argumentos y observaciones presentadas, por lo que se introducen cambios en la propuesta generando un documento modificado, en diferentes aspectos, tanto de forma como de fondo, por lo que se recomienda remitir a una segunda audiencia pública la propuesta de “Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”, ajustada con las observaciones recibidas en la audiencia pública realizada el 15 de julio de 2019. De igual manera en este informe de oposiciones, se analizó la nulidad interpuesta adicionalmente por Coopelesca, misma que no tuvo el sustento legal y argumentativo para evidenciar algún vicio de nulidad en el procedimiento y en la propuesta.
- VI. Que en la sesión ordinaria 52-2019, celebrada el 26 de noviembre de 2019, cuya acta fue ratificada el 10 de diciembre del mismo año, la Junta Directiva de la Aresep, con fundamento en el oficio OF-1418-DGAJR-2019, acuerda dictar el “*Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)*”.
- VII. Que con fundamento en los resultandos y considerandos citados, lo procedente es, I. Dictar el “*Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)*”, II. Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva notificar a los opositores y coadyuvante el informe de oposiciones (OF-0530-CDR-2019) y esta resolución en un solo acto y agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes. III. Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, publicar en el diario oficial La Gaceta, el “*Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)*”.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública (LGAP) Ley 6227, en el Decreto Ejecutivo 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dictar el “*Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional. (AR-RT-SASEN)*” ajustado con las observaciones recibidas en la audiencia pública realizada el 15 de julio de 2019, como sigue:

REGLAMENTO TÉCNICO DE SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (AR-RT-SASEN)

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

Artículo 1. Objetivo

El objetivo del presente “Reglamento Técnico para la Regulación de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional” (en adelante, este Reglamento Técnico) es establecer de manera clara el marco técnico y operativo, con que se realizará la prestación del servicio considerando la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Costa Rica, incluyendo lo siguiente:

- 1) Definir los servicios auxiliares requeridos en el SEN.*
- 2) Establecer obligaciones y lineamientos generales para el intercambio de información referida a servicios auxiliares entre los agentes del MEN, prestadores de servicios auxiliares y el Operador de Sistema y Operador de Mercado en adelante (OS/OM).*
- 3) Establecer los criterios y mecanismos generales para la habilitación de un equipamiento, instalación o sistema de un agente para proveer uno o más servicios auxiliares.*
- 4) Establecer las causales para la deshabilitación de un equipamiento, instalación o sistema de un prestador para proveer uno o más servicios auxiliares.*
- 5) Establecer los criterios y aspectos generales para la planeación y asignación de cada servicio auxiliar por el OS/OM, y la coordinación con el EOR de los servicios auxiliares regionales.*
- 6) Establecer mecanismos para la supervisión y reporte del desempeño de cada servicio auxiliar y de cada equipamiento, instalación o sistema habilitado para prestar los servicios auxiliares.*
- 7) Establecer la obligación de desarrollar los Procedimientos Técnicos específicos para la implementación de este reglamento técnico, los cuales definirán para cada servicio auxiliar los requerimientos y obligaciones técnicos y operativos para que lo provean los equipamientos, instalaciones, y sistemas de un prestador.*
- 8) Establecer las disposiciones transitorias al iniciar la aplicación de este reglamento técnico.*

Artículo 2. Alcance

Este reglamento técnico establece las condiciones técnicas y operativas generales bajo las cuales se planeará, habilitará, asignará, supervisará y operará en tiempo real los servicios

auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Su aplicación es obligatoria para todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en adelante agentes, para el Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM) del SEN y para todo prestador de servicios auxiliares en adelante prestador, según corresponda. En detalle contemplará lo siguiente:

- 1) Establecer los derechos, obligaciones y responsabilidades para el OS/OM en lo que se refiere al despacho centralizado, planeamiento operativo, coordinación y operación en tiempo real respecto a los servicios auxiliares del SEN, y la coordinación con el Ente Operador Regional (EOR) del Mercado Eléctrico Regional (MER) en lo que corresponde a servicios auxiliares regionales, con el objetivo de mantener los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del servicio.
- 2) Establecer los derechos, obligaciones, y requerimientos para todos los Agentes, el OS/OM y a todo prestador.
- 3) Establecer la obligación de suministro de información para todos los Agentes, el OS/OM y a todo prestador.

Para efectos de este reglamento técnico, los servicios auxiliares son los siguientes: control de frecuencia e intercambios de energía, control de tensión, arranque en negro, demanda interrumpible y desconexión de cargas.

Artículo 3. Acrónimos y Definiciones

1) Acrónimos:

ACE	Error de Control de Área (por sus siglas en inglés "Area control error")
AGC	Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés "Automatic Generation Control")
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de Costa Rica
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DI	Demanda interrumpible
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
MER	Mercado Eléctrico Regional
OS/OM	Operador del sistema y operador del mercado
POASEN	Normativa técnica de Aresep "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional", vigente.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RPF	Regulación primaria de frecuencia
RS	Regulación secundaria

<i>RT</i>	<i>Regulación terciaria de frecuencia</i>
<i>RTN</i>	<i>Red de transmisión nacional</i>
<i>SEN</i>	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
<i>SER</i>	<i>Sistema Eléctrico Regional</i>

2) Definiciones:

A los efectos de este reglamento técnico y en armonización con la regulación regional y nacional vigente, se define lo siguiente:

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

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, MEN, agentes:

Son agentes del Mercado Eléctrico Nacional:

- a) Instituto Costarricense de Electricidad: Responsable de la satisfacción de la demanda nacional de electricidad. Participa en Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. Responsable de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y de la Planificación Eléctrica Nacional.*
- b) Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A.: Participa en generación hasta su propia demanda, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- c) Generadores Privados: Participan en generación eléctrica con contrato de compra de energía suscrito con el ICE por disposición de la Ley 7200 Capítulos I y II.*
- d) Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A.: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- e) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago: Participa en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal.*
- f) Cooperativas de Electrificación Rural: Participan en generación en los términos que autoriza la Ley 8345, distribución y comercialización de electricidad en su zona de concesión legal. Siendo actualmente la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, RL, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos, RL, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, RL.*
- g) Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica R.L.: Participa en generación de electricidad en conjunto con las Cooperativas asociadas, de conformidad con la Ley 8345.*
- h) Usuarios conectados en alta tensión: 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.*
- i) Y otros legalmente autorizados.*

Agente Distribuidor o Distribuidor: es el titular o poseedor de concesión para prestar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área concesionada.

Agente Generador o Generador: es el titular o poseedor de concesión para prestar el servicio público de generación de energía eléctrica, mediante una o más unidades o centrales generadoras que entrega total o parcialmente su potencia y producción de energía eléctrica en el SEN.

Agente Transmisor o Transmisor: es el titular o poseedor de instalaciones de transmisión en el SEN y con la concesión para realizar la actividad y proveer servicios de transmisión en Costa Rica.

Almacenamiento de Energía: Es toda tecnología (eléctrica, magnética, mecánica, o química) que permita entregar al SEN energía eléctrica que fue generada o retirada en un momento previo, incluyendo centrales de bombeo.

Alta tensión: es el nivel de tensión igual o superior a 100 kV.

Área de Control del SEN: es el conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión, distribución y demandas del SEN que son controladas desde el Centro de Control y despacho del OS/OM.

Banda muerta de frecuencia: es el rango de la frecuencia dentro del cual no actúan mecanismos que varíen automáticamente la potencia de unidades generadoras para el control primario de la frecuencia.

Cambiador de derivaciones bajo carga: es el mecanismo manual o automático de cambio en la posición de los transformadores (o autotransformadores) con cambiadores de derivador bajo carga, para regular la tensión.

Centro de control: (o centro de control y despacho) es el espacio físico e infraestructura del OS/OM donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación del SEN, incluyendo la planeación, asignación, administración y supervisión de los servicios auxiliares y la coordinación con el Ente Operador Regional (EOR).

Colapso: es la interrupción total de suministro de energía en una o más áreas del SEN causado por contingencias. El colapso es parcial si afecta sólo a una o algunas zonas; es total si afecta a todo el SEN.

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

Contingencia: es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del SEN, de forma inesperada, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico, que pueden afectar el estado de operación normal del SEN dentro de los Criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional vigente.

Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés): es el control centralizado y automático de las unidades de generación que envía la consigna de potencia a las unidades generadoras con el fin de mantener en cada área de control, el equilibrio entre la generación, la demanda eléctrica y el intercambio neto de potencia programado con las demás áreas de control.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño: es el conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe planificar, programar y operar el SEN y el sistema eléctrico regional (SER) en condición normal y ante una contingencia, a fin de asegurar que (i) la energía eléctrica suministrada en el MER y en el SEN sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales; (ii) se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y (iii) se mantenga el balance carga/generación en cada área de control, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

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, establecidos en la regulación nacional vigente.

Curva de capacidad: es la curva que define la capacidad máxima de un generador de entregar potencia reactiva en función de la potencia activa producida.

Demanda interrumpible: demanda eléctrica de abonado o usuario autorizado que puede ser reducida por instrucción del OS/OM, con el objetivo de aportar al despacho óptimo del SEN.

Despacho óptimo: es la programación y la operación optimizada en tiempo real de las unidades de generación disponibles, que resulta de minimizar los costos de abastecer la demanda eléctrica considerando las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras, sistema de transmisión, así como las restricciones que imponen los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del sistema.

Energía renovable variable (ERV): es la generación con base en fuentes renovables (ejemplo: generación solar, eólica y centrales hidroeléctricas de filo de agua o de pasada o con embalses de administración horaria) que varían en el muy corto plazo (segundos, minutos y horas), dependiendo de las condiciones meteorológicas o hidrológicas, lo cual las hace difícil de pronosticar con precisión.

Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés): variable que mide el grado de equilibrio entre la generación y la demanda en un sistema eléctrico, así como los intercambios netos de energía programados con otras áreas de control.

Estatismo permanente: es la característica de respuesta de una unidad generadora que determina la variación (porcentual o por unidad) de la potencia generada por cada variación (porcentual o por unidad) de la frecuencia, cuando se alcanza el régimen permanente (estado estable). El estatismo puede expresarse en valores unitarios o porcentuales.

Evento: es un hecho que puede ocurrir en cualquier instante y afectar la operación del SEN o el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y de los CCSD, que podría provocar cambios topológicos en la RTN, desconexiones de carga o generación, variaciones de frecuencia y/o voltajes fuera de los ámbitos admisibles determinados por la regulación nacional o regional.

Generación Obligada: Generación que por razones técnicas o contractuales debe ser considerada en el Predespacho Nacional como inflexible y su despacho no depende del orden de mérito operativo del sistema. En este tipo de generación existe la obligación por parte del OS/OM de recibir toda la energía que inyecten al SEN.

Habilitación: acto por medio del cual el OS/OM autoriza el equipamiento, instalación o sistema perteneciente a un agente, un abonado o usuario autorizado, para brindar los diferentes servicios auxiliares que se indican en este reglamento.

Hidroeléctrica a filo de agua (o de pasada): es la central hidroeléctrica sin embalse o con embalse de regulación horaria.

Operación en tiempo real: es el conjunto de instrucciones y maniobras del Operador del Sistema en tiempo real sobre equipamiento, instalaciones de la red de transmisión y unidades generadoras para mantener el balance del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

Operador del Sistema: es la entidad responsable del planeamiento operativo, despacho y operación en tiempo real del SEN cumpliendo con los criterios de seguridad operativa y los CCSD establecidos en la regulación nacional y regional, incluyendo, en lo que corresponde a este reglamento técnico, la administración y asignación de servicios auxiliares, además es el responsable de coordinar con el EOR los intercambios de energía y servicios auxiliares regionales del MER. Corresponde actualmente al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Planeamiento Operativo: es la planificación operativa del SEN que realiza el OS/OM, incluyendo la optimización de los recursos de generación, la coordinación de los mantenimientos y la planificación de los servicios auxiliares para garantizar el despacho y operación del SEN en forma óptima dentro de los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

Posdespacho: es el reporte diario que realiza el OS/OM de la operación real del sistema de generación, incluyendo los intercambios de energía a nivel regional y servicios auxiliares, para evaluar e informar los resultados de la operación.

Predespacho: es la proyección del despacho óptimo del SEN para el día siguiente de la generación y la asignación de servicios auxiliares, coordinando con el EOR los intercambios programados en el MER. El predespacho determina las consignas de generación y servicios auxiliares que correspondan para cada hora del día siguiente.

Prestador de servicio auxiliar (en adelante “Prestador”): es la persona física o jurídica poseedora de equipamiento, instalaciones y sistemas habilitados para prestar uno o más de los servicios auxiliares definidos en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

Procedimiento Técnico: conjunto de tareas y actividades estructuradas que establece los requerimientos técnicos y operativos que aplican a todos los prestadores de servicios auxiliares y agentes del MEN. Es desarrollado por el OS/OM y propuesto a la Aresep para su aprobación mediante los mecanismos de participación que correspondan.

Redespacho: modificación de la programación efectuada en el predespacho, debido a cambios significativos en las condiciones originales de éste. El redespacho determina las nuevas consignas de generación y de servicios auxiliares para el periodo correspondiente para regresar la operación programada a un despacho óptimo.

Regulador de Frecuencia/Potencia para una unidad o planta de generación de energía renovable variable: es el dispositivo que permite variar la generación que inyecta la unidad o la planta en función de la frecuencia en el punto de conexión a la red.

Regulador de Velocidad o gobernador para una unidad generadora sincrónica: es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o la velocidad de la unidad generadora, al detectar desviaciones de la frecuencia y potencia activa con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina.

Regulación Regional: es la normativa del MER, compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, los Reglamentos dictados y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

Reserva Fría: Corresponde a la reserva asignada por el OS/OM a generación habilitada que no está en operación, pero está disponible para sincronizarse al sistema y llegar a la carga requerida. Las unidades de generación que cumplan con estas características, cuya sincronización y toma de carga la realicen en un periodo menor a diez (10) minutos se conocerá como reserva de arranque rápido.

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 y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

Servicios Auxiliares: son los servicios que administra el OS/OM para contar con la capacidad de respuesta y soporte al sistema eléctrico, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional y las obligaciones de servicios auxiliares regionales que asigne el EOR al SEN.

Servicios Auxiliares Regionales: son los servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del Sistema Eléctrico Regional (SER), definidos en el RMER.

Servicio demanda interrumpible: es la disposición voluntaria de un abonado o Usuario autorizado para reducir parcial o totalmente su demanda, previa habilitación y coordinación con el OS/OM y agente distribuidor según corresponda.

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, sistemas de almacenamiento 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

Sistema Eléctrico Regional: sistema eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER.

Usuario autorizado: persona física o jurídica que cuenta con autorización por escrito, de parte de un abonado, para efectuar trámites, presentar quejas o efectuar cualquier gestión, ante la empresa eléctrica.

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

Artículo 4. Campo de Aplicación

Son sujetos de aplicación de este reglamento las siguientes actividades y/o empresas:

- 1) El Operador del Sistema (OS/OM).
- 2) Toda empresa propietaria de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, denominado a los efectos de este reglamento técnico “agente transmisor”.
- 3) Las centrales o unidades generadoras del SEN, incluyendo centrales conectadas a la red de transmisión o conectadas a la red de distribución y con una potencia superior o igual a un (1) MW, y las empresas propietarias de dicha generación, denominadas a dicho efecto “agente generador” en este reglamento técnico.
- 4) Todas las empresas propietarias de sistemas de distribución interconectadas a la red de transmisión del SEN, denominadas a dicho efecto en este reglamento técnico “agente distribuidor”.
- 5) Todo Usuario en Alta Tensión.
- 6) Todo prestador de servicios auxiliares.

CAPÍTULO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 5. Tipos de Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares son servicios de potencia y energía brindados por generadores conectados al SEN, sistemas de transmisión, sistemas de distribución, abonados o usuarios autorizados con demanda interrumpible y sistemas de almacenamiento para mantener la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad de la operación del SEN, dentro de los límites que establecen los criterios de seguridad operativa y los CCSD, para prevenir el colapso del SEN o para recuperar el SEN en caso de una contingencia, con colapso parcial o total del sistema.

Para efectos de este reglamento se consideran como servicios auxiliares obligatorios de brindar por parte de los agentes del MEN, supeditado a la necesidad del SEN y a lo instruido por OS/OM:

- 1) Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) Control de tensión*
- 3) Arranque en negro*
- 4) Desconexión de cargas*

Se exceptúan de esta obligación todos los agentes existentes cuyo equipamiento, instalaciones o sistemas no cumpla con las características técnicas y capacidad, según lo dispuesto en el artículo 20 de este Reglamento Técnico. Excepciones para la prestación de los servicios auxiliares.

Para efectos de este reglamento el servicio de demanda interrumpible es de carácter voluntario.

Artículo 6. Control de frecuencia e intercambios de energía

Los servicios auxiliares para el control de frecuencia e intercambios de energía son aquellos que tienen como objetivo mantener la frecuencia dentro de los límites permisibles establecidos en la regulación nacional y regional vigente, así como los intercambios de energía entre áreas de control en los valores establecidos por los entes regionales, con el fin de procurar el correcto desempeño del SEN y su interacción con el SER.

De acuerdo con su objetivo, tiempo y modalidad de respuesta, se definen las siguientes categorías de servicios auxiliares para el control de la frecuencia e intercambios de energía:

- 1) **La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF):** es el conjunto de acciones automáticas de control en unidades o centrales generadoras que actúan en forma local a través de los reguladores automáticos de velocidad para unidades sincrónicas y de reguladores de frecuencia/potencia para plantas eólicas o solares, para mantener el equilibrio entre demanda y generación, modificando la potencia activa generada ante variaciones en la frecuencia en la red que superen la banda muerta de frecuencia. Corresponde a la regulación rápida (respuesta dentro de segundos) que se realiza mediante la reserva asignada por el OS/OM para RPF.*

Las plantas eólicas y solares existentes que cuenten con reguladores de frecuencia/potencia o la tecnología para brindar el servicio de RPF están obligados a participar en el control de frecuencia, cuando el OS/OM lo solicite, para contribuir al cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

Todas las plantas eólicas y solares nuevas, que se conecten al SEN a partir de la entrada en vigencia de este reglamento técnico, están obligadas a contar con un regulador de frecuencia/potencia para participar en el control de frecuencia, cuando el OS/OM lo solicite.

- 2) **La Regulación Secundaria (RS):** es el conjunto de acciones automáticas realizadas por el control automático de generación (AGC, por sus siglas en Inglés) que opera de forma centralizada en el OS/OM actuando sobre un grupo de unidades generadoras asignadas para la RS. El objetivo de la RS es mantener el Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en Inglés) en cero, para lograr el equilibrio constante entre la demanda y la generación nacional. Se realiza mediante la reserva asignada por el OS/OM para RS.

El AGC envía consignas de potencia a los generadores habilitados y asignados al servicio de RS, cuyo tiempo de respuesta es del orden de segundos a varios minutos para, de ser posible, de acuerdo con la magnitud del desvío, restaurar el valor del ACE a cero. Ante inconvenientes en el AGC, el OS/OM está autorizado a asignar un control manual de la RS.

- 3) **La Regulación Terciaria (RT):** es el conjunto de acciones de control, manuales o automáticas, ejecutadas en los plazos establecidos para restablecer la reserva para la RS y garantizar el desempeño del sistema ante condiciones o eventos no esperados o contingencias. El servicio de RT puede ser suministrado por unidades o centrales generadoras de respuesta rápida habilitadas, que están en operación con reserva rodante libre (no asignada a otros servicios), por sistemas de almacenamiento habilitados como reserva de energía disponible y por la reserva fría (de arranque rápido, y arranque lento de 1 a 2 horas), así como por la demanda interrumpible.

Los detalles de requerimientos técnicos de este servicio auxiliar se establecerán en el procedimiento técnico elaborado por OS/OM y aprobado por la Aresep.

Artículo 7. Control de Tensión

El servicio de Control de Tensión es el conjunto de acciones sobre equipos que pueden inyectar y/o absorber potencia reactiva (generadores según su curva de capacidad, capacitores, reactores, etc.) y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga, con el objetivo de mantener la tensión en las barras del SEN dentro de los niveles establecidos en la regulación nacional y regional vigente para el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

Todos los agentes generadores, transmisores y distribuidores tienen la obligación de contribuir al control de tensión de acuerdo con lo establecido en la regulación nacional y cumplir con las instrucciones del OS/OM.

Los detalles de requerimientos técnicos de este servicio auxiliar se establecerán en el procedimiento técnico elaborado por OS/OM y aprobado por la Aresep.

Artículo 8. Arranque en Negro

El servicio auxiliar de arranque en negro corresponde a la capacidad de una central o unidad generadora que estando fuera de servicio y sin contar con suministro eléctrico externo, puede arrancar sin tensión de referencia con el fin de energizar líneas, tomar carga y

sincronizarse con el SEN para contribuir con el restablecimiento del servicio eléctrico luego de un colapso parcial o total del SEN.

Es obligación del prestador de este servicio mantener los equipos y sistemas que permitan el arranque en negro en condiciones óptimas y cumplir con las instrucciones del OS/OM en la implementación de este servicio para el restablecimiento del SEN.

Los detalles de requerimientos técnicos de este servicio auxiliar se establecerán en el procedimiento técnico elaborado por OS/OM y aprobado por la Aresep.

Artículo 9. Demanda Interrumpible

El servicio de demanda interrumpible corresponde a la disposición voluntaria que brinda un abonado o usuario autorizado con disponibilidad de demanda interrumpible que realiza de forma coordinada y programada con el OS/OM y agente distribuidor según corresponda, con el fin de aportar al despacho óptimo del SEN.

Los detalles de requerimientos técnicos de este servicio auxiliar se establecerán en el procedimiento técnico elaborado por OS/OM y aprobado por la Aresep.

Artículo 10. Desconexión de Cargas

El servicio de desconexión de cargas corresponde a la desconexión automática o manual de cargas para lograr una reducción efectiva de la demanda del SEN bajo condiciones no discriminatorias, respondiendo a los esquemas de control y protección que, ante condiciones en el SEN puedan comprometer la estabilidad del sistema y causar su colapso. Su objetivo es proteger y asegurar la estabilidad del SEN respondiendo ante contingencias que llevan a una disminución rápida y/o pronunciada de la frecuencia, o condiciones de sobrecarga en elementos de la red, o condiciones de baja tensión que puedan provocar un colapso de tensión.

Ante contingencias o emergencias en que la frecuencia o la tensión caiga por debajo de un valor límite establecido, comenzarán a actuar los esquemas de desconexión automática de cargas por baja frecuencia o bajo voltaje. Representa una reserva instantánea de emergencia que aportan los clientes en su conjunto para evitar la caída de frecuencia o tensión con el objetivo de evitar el colapso parcial o total del SEN.

La desconexión de cargas se realiza bajos los siguientes esquemas:

- 1) Esquemas de desconexión automática de carga (por baja frecuencia o por bajo voltaje) que, al detectar condiciones anormales de frecuencia o de tensión, podrían poner en riesgo la estabilidad o causar el colapso del SEN, automáticamente desconectan circuitos de la red de distribución.*
- 2) Esquemas de desconexión manual de carga que se coordinan desde el Centro de Control del OS/OM con cada agente distribuidor al detectar una condición que pone en riesgo la seguridad del sistema, a través de requerir la desconexión de circuitos de la red de distribución.*

Es obligación de todo agente distribuidor cumplir con los esquemas automáticos de desconexión de cargas de acuerdo con lo establecido en la regulación nacional y cumplir con las instrucciones del OS/OM en la implementación de esquemas manuales de desconexión de cargas. Cualquier cambio debe ser previamente coordinado y autorizado por el OS/OM.

Los detalles de requerimientos técnicos de este servicio auxiliar se establecerán en el procedimiento técnico elaborado por OS/OM y aprobado por la Aresep.

Artículo 11. Tipos de reservas para el control de frecuencia e intercambios de energía.

De acuerdo con el tipo de regulación de frecuencia, se definen las siguientes reservas requeridas en el SEN:

- 1) **La reserva para regulación primaria de frecuencia:** *corresponde a la reserva rodante de potencia activa en el conjunto de unidades o centrales generadoras habilitadas y disponibles para proveer el servicio de regulación primaria de frecuencia, asignada por el OS/OM. El OS/OM es el responsable de supervisar y garantizar el cumplimiento de dicha reserva.*

El Operador del Sistema determinará cada año, en el “Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares”, los requerimientos de reserva para regulación primaria para el SEN.

- 2) **La reserva para regulación secundaria:** *corresponde a la reserva rodante de potencia activa en unidades o centrales generadoras y sistemas de almacenamiento habilitados y disponibles para proveer el servicio de RS, asignadas por el OS/OM.*

El OS/OM debe asignar y mantener en la operación en tiempo real una reserva para incrementar la potencia (reserva para subir) y una reserva para reducir la potencia (reserva para bajar) en los valores que se determinen en los estudios correspondientes del EOR y propios del SEN realizados por el OS/OM.

- 3) **La reserva para regulación terciaria:** *corresponde a las reservas de unidades o centrales generadoras (rodante, fría y de arranque rápido), sistemas de almacenamiento y la demanda interrumpible, habilitada y disponibles para proveer el servicio de regulación terciaria, asignada por el OS/OM. Esta reserva puede activarse en forma centralizada automática, o local automática o manual.*

La reserva para regulación terciaria está contemplada en la reserva de contingencia que establece la regulación regional vigente.

Artículo 12. Obligaciones y derechos

1) Operador del Sistema

- a) *Son obligaciones del Operador del Sistema (OS/OM) referidas a los servicios auxiliares:*

- i. Realizar el planeamiento operativo (incluida la asignación en predespacho y redespacho) de los servicios auxiliares.*
- ii. Coordinar y supervisar la operación en tiempo real de los servicios auxiliares del SEN de acuerdo con los principios, criterios, requisitos y procedimientos que se establezcan para el cumplimiento de este reglamento técnico.*
- iii. Verificar en el posdespacho el cumplimiento de la asignación de los servicios auxiliares.*
- iv. Habilitar a los equipamientos, instalaciones o sistemas pertenecientes a los agentes, abonados o usuarios autorizados para brindar los diferentes servicios auxiliares, verificando el cumplimiento de los requisitos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- v. Garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional vigente.*
- vi. Responder en tiempo y forma a los requerimientos del EOR referidos a la coordinación y supervisión de los servicios auxiliares regionales.*
- vii. Mantener de manera pública y accesible a los agentes del MEN y prestadores de servicios auxiliares los criterios de seguridad operativa y CCSD establecidos en la regulación nacional y regional vigente.*
- viii. Estandarizar y automatizar el almacenamiento y procesamiento de datos para el intercambio de información referida a servicios auxiliares.*
- ix. Mantener un registro de servicios auxiliares de acuerdo con lo establecido en este reglamento técnico, identificando el prestador de cada servicio auxiliar y el equipamiento, instalaciones o sistemas asociado a dicho servicio.*
- x. Supervisar e informar a quien corresponda la asignación y el desempeño de cada servicio auxiliar de acuerdo con lo establecido en este reglamento técnico, así como la regulación nacional y regional vigente.*
- xi. Informar a la Aresep los incumplimientos detectados en la prestación de servicios auxiliares, cuando corresponda.*
- xii. Someter a la Aresep para su análisis, discusión y eventual aprobación los procedimientos técnicos y sus modificaciones, requeridos para implementar la prestación de servicios auxiliares de acuerdo con el presente Reglamento Técnico.*

b) Son derechos del OS/OM referidos a servicios auxiliares:

- i. Solicitar a los prestadores la información requerida para la aplicación de este reglamento técnico, de acuerdo con los requisitos, plazos y formatos que establezcan los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*

- ii. Realizar pruebas y ensayos para habilitar un equipamiento, instalación o sistema que son destinados a proveer un servicio auxiliar, con el objeto de verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos y operativos que establezcan los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- iii. Realizar pruebas y ensayos para supervisar la respuesta o comportamiento de un equipamiento, instalación o sistema destinados a proveer un servicio auxiliar, para verificar el cumplimiento del servicio asignado y los requerimientos técnicos y operativos nacionales o regionales con que fue habilitado.*
- iv. Acceder a los sistemas de medición, comunicación y control de los prestadores requeridos para el monitoreo y control de los servicios auxiliares.*

2) Prestador de servicios auxiliares

a) Son obligaciones de cada prestador:

- i. Brindar los servicios auxiliares de acuerdo con las obligaciones establecidas en el presente Reglamento Técnico y con los requisitos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- ii. Permitir al OS/OM y a la Aresep el acceso a todo el equipamiento, instalación o sistema disponibles para la prestación de los servicios auxiliares, para la verificación de las obligaciones establecidos en el presente Reglamento Técnico y con los requisitos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- iii. Suministrar al OS/OM toda la información requerida para la programación del predespacho y redespacho nacional, así como la asignación, administración en tiempo real y supervisión del desempeño de los servicios auxiliares, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- iv. Informar al OS/OM cualquier cambio que afecte la disponibilidad o el cumplimiento de los requerimientos de equipamiento, instalación o sistema habilitado a proveer un servicio auxiliar de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- v. Solicitar al OS/OM la autorización para implementar los cambios que afecten la prestación de uno o más servicios auxiliares habilitados, y coordinar con el OS/OM la implementación del cambio.*
- vi. Cumplir con las instrucciones y asignación dada por el OS/OM para cada uno los servicios auxiliares para el que está habilitado.*

- vii. Garantizar que el desempeño de los servicios auxiliares cumpla con lo establecido en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- viii. Realizar el mantenimiento apropiado de los equipos que garanticen su correcto funcionamiento.*
- ix. Aportar al OS/OM la información o pruebas pertinentes para la verificación del desempeño de servicios auxiliares.*
- x. Identificar y separar contablemente los costos asociados a la prestación de cada uno de los servicios auxiliares.*

b) Son derechos de cada prestador:

- i. Participar en la provisión de todo servicio auxiliar con el equipamiento o instalación habilitada para ello por el OS/OM, en cumplimiento de este Reglamento Técnico y los requisitos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep*
- ii. Acceso a la información sobre habilitación y desempeño de cada servicio auxiliar del SEN y de los requerimientos para servicios auxiliares regionales del EOR.*
- iii. Solicitar, asumiendo el costo de esta, una prueba o ensayo adicional en caso de que el OS/OM niegue o suspenda la habilitación de un servicio auxiliar asignado al equipamiento o instalación.*
- iv. Cuando corresponda y de conformidad con lo establecido en la metodología que al respecto se emita, recibir una contraprestación económica por los servicios auxiliares brindados.*

Artículo 13. Obligaciones y Derechos adicionales para el servicio de demanda Interrumpible

Además de las obligaciones y derechos establecidos en el artículo 12 para los prestadores de servicios auxiliares, se especifican las siguientes obligaciones y derechos para todo prestador del servicio auxiliar de demanda interrumpible y agente distribuidor asociado:

- 1) Son obligaciones de cada prestador habilitado para brindar el servicio de demanda Interrumpible:*
 - a) Poner a disposición del OS/OM y Agente Distribuidor según corresponda, los sistemas de comunicación y control para el aporte de demanda interrumpible, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*

- b) *Suministrar al OS/OM y agente distribuidor según corresponda, toda la información requerida para la habilitación, programación, asignación, administración en tiempo real y supervisión de la demanda interrumpible, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
 - c) *Informar al OS/OM y agente distribuidor según corresponda, cada vez que se produzca un cambio que afecte la prestación del servicio de demanda interrumpible o el cumplimiento de los requerimientos establecidos para su habilitación, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento Técnico y en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
 - d) *Cumplir con las instrucciones y asignaciones dadas por el OS/OM y agente distribuidor según corresponda, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento Técnico y en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
 - e) *Permitir el acceso a sus instalaciones a representantes designados por el OS/OM, agente distribuidor y a la Aresep según corresponda, para verificar el cumplimiento de requisitos técnicos para brindar el servicio de demanda interrumpible.*
- 2) *Son derechos de cada abonado o usuario autorizado habilitado para prestar el servicio auxiliar de Demanda Interrumpible:*
- a) *Tener acceso a la información sobre habilitación y desempeño del servicio de demanda interrumpible brindado.*
 - b) *Solicitar al OS/OM la información o pruebas pertinentes del desempeño de sus equipos o requerir una prueba / ensayo adicional en caso de que el OS/OM niegue o suspenda la habilitación para aportar el servicio de demanda interrumpible y aportar las pruebas propias.*
- 3) *Son obligaciones de agente distribuidor que gestiona el servicio de demanda interrumpible:*
- a) *Cumplir con las instrucciones y asignación del OS/OM con respecto a la demanda interrumpible que gestiona, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
 - b) *Suministrar al OS/OM toda la información requerida para la habilitación, programación, asignación, administración en tiempo real y supervisión de la demanda interrumpible, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*

- c) *Informar al OS/OM cada vez que se produzca un cambio que afecte la prestación del servicio de demanda interrumpible que gestiona o el cumplimiento de los requerimientos establecidos para su habilitación, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
 - d) *Permitir el acceso a sus instalaciones a representantes designados por el OS/OM y Aresep para verificar el cumplimiento de requisitos técnicos para gestionar el servicio de demanda interrumpible.*
- 4) *Es derecho de cada agente distribuidor que gestiona el servicio auxiliar de demanda interrumpible tener acceso a la información sobre habilitación y desempeño del servicio de demanda interrumpible.*

CAPÍTULO III: HABILITACIÓN

Artículo 14. Objetivo de la habilitación

Este capítulo tiene por objeto establecer el intercambio de información y verificación del cumplimiento de todos los requisitos para que un equipamiento, instalación o sistema de un agente sea habilitada por el OS/OM para proveer un servicio auxiliar, y las condiciones que llevan a suspender o revocar una habilitación.

El OS/OM mantendrá en su página web un registro de servicios auxiliares, identificando para cada servicio el prestador, el equipamiento, instalación o sistema habilitado y la fecha de habilitación.

El procedimiento de habilitación involucra: intercambio de información entre el prestador y el OS/OM, así como la realización de ensayos.

Para equipamiento nuevo, el procedimiento se podrá realizar como parte de los ensayos de puesta en servicio y conexión (puesta en marcha) para los servicios auxiliares que apliquen a dicho equipamiento, de acuerdo con lo que se establece en este capítulo.

Los servicios auxiliares que requieren del proceso de habilitación son: control de frecuencia e intercambios de energía, control de tensión, arranque negro y demanda interrumpible

El servicio auxiliar de desconexión de cargas no requiere habilitación, sin embargo, es obligatorio brindarlo por parte de los agentes del MEN.

Artículo 15. Habilitación Inicial

El OS/OM es el responsable de habilitar a un equipamiento, instalación o sistema, o demanda de un agente del MEN, abonado o usuario autorizado para proveer un servicio auxiliar, con base en el procedimiento técnico elaborado por el OS/OM y aprobado por la Aresep.

Los requerimientos y procedimiento de habilitación aplican tanto para equipamiento o instalaciones nuevas o existentes que hayan brindado o no servicios auxiliares antes de la entrada en vigencia del presente Reglamento Técnico.

Los agentes del MEN, abonados o usuarios autorizados que deban o puedan brindar servicios auxiliares, deben suministrar al OS/OM toda la información técnica necesaria de sus equipamientos, instalaciones, sistemas o demanda, de conformidad con los requerimientos técnicos establecidos en el procedimiento técnico elaborado por el OS/OM y aprobado por la Aresep.

Los costos del proceso de habilitación estarán a cargo de los agentes del MEN, abonados o usuarios autorizados.

Artículo 16. Mantenimiento, suspensión y revocación de la habilitación

Los prestadores están obligados a mantener las condiciones técnicas y operativas del servicio auxiliar habilitado, e informar anticipadamente al OS/OM todo cambio en las condiciones técnicas del servicio auxiliar habilitado en los plazos y formas que el OS/OM establezca, a los efectos de coordinar las acciones para asegurar la prestación del servicio auxiliar en las condiciones en que se otorgó la habilitación.

En función de las no conformidades sobre el desempeño del servicio auxiliar habilitado, el OS/OM puede solicitar una nueva prueba o ensayo para validar las condiciones bajo las cuales se habilitó el servicio auxiliar. El detalle para las pruebas y ensayos de validación será el que se establezca en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

Los incumplimientos asociados al desempeño en la prestación de uno o más servicios auxiliares que el OS/OM determine a través de las evaluaciones y supervisión que establece este Reglamento Técnico, serán notificados al prestador correspondiente para su atención y corrección.

El OS/OM puede suspender una habilitación en los siguientes casos:

- 1) Si en una nueva prueba o ensayo de validación, se verifica que no se cumplen todos los requerimientos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- 2) Ante incumplimientos en el desempeño del servicio auxiliar habilitado.*
- 3) Ante cambios en la información y condiciones con que fuera habilitado un servicio auxiliar sin previa autorización del OS/OM.*

Las suspensiones serán por el tiempo que tarde la corrección del incumplimiento, según coordinación con el OS/OM.

El OS/OM puede revocar una habilitación en los siguientes casos:

- 1) Si tras el periodo otorgado para corregir incumplimientos en los requerimientos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep, se verifica que los mismos no fueron corregidos.*

- 2) *Ante imposibilidad técnica o jurídica para continuar con la prestación del servicio auxiliar.*

Tras una revocación sólo se podrá otorgar una nueva habilitación para prestar un servicio auxiliar transcurrido un año. Este período podrá ser menor de acuerdo con las necesidades del SEN, según lo instruido y requerido por el OS/OM.

El OS/OM informará a la Aresep e incluirá en el registro de servicios auxiliares las habilitaciones que han sido suspendidas o revocadas y los motivos.

Las compensaciones en caso de incumplimientos, de aplicar, serán establecidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 17. Nueva generación o equipamientos

Cuando un prestador con equipo, instalaciones o sistemas habilitados programe un cambio que afecte el desempeño del respectivo servicio auxiliar, debe suministrar al OS/OM el diseño de detalle e información técnica de los equipos, instalaciones o sistemas nuevos o modificados previstos para aportar a los servicios auxiliares, para demostrar el cumplimiento de los requerimientos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

En el caso de nueva generación, el prestador debe solicitar la habilitación de los servicios auxiliares que brindaría con esta nueva generación, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

Una vez que el prestador suministra la información completa, el OS/OM realizará la revisión para verificar si se cumplen todos los requerimientos relevantes de acuerdo con lo establecido en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep, respetando los plazos ahí señalados. El OS/OM enviará al prestador los resultados de su evaluación en un informe de servicios auxiliares de nuevo equipamiento, indicando los requerimientos que se cumplen y los que no se cumplan para que sean subsanados por el prestador en el plazo establecido en dicho informe.

Para todo equipamiento (nuevo o existente) se seguirá el procedimiento de habilitación de los servicios auxiliares que corresponda, de acuerdo con las obligaciones establecidas en este Reglamento Técnico.

Artículo 18. Revisión de la parametrización de equipos y sistemas

El prestador debe presentar al OS/OM toda la información técnica relacionada con la parametrización de los equipos y sistemas instalados para el cumplimiento de los requisitos de servicios auxiliares, de acuerdo con los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.

El OS/OM realizará una revisión de la información completa suministrada y presentará el resultado en un informe indicando los requerimientos de parámetros y sistemas que se

cumplen y, cuando aplique, el detalle de los incumplimientos específicos que deben ser subsanados por el prestador.

Artículo 19. Indisponibilidades

Los prestadores están obligados a informar al OS/OM toda indisponibilidad o restricción que impida aportar o cumplir con todos los requerimientos para un servicio auxiliar habilitado. Las indisponibilidades pueden ser:

- 1) **Programada:** el prestador debe informar al OS/OM en los plazos establecidos de acuerdo con los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- 2) **Forzada o no programada:** el prestador debe informar y justificar de inmediato la indisponibilidad al OS/OM.*

Adicionalmente, los prestadores deberán coordinar con el OS/OM los mantenimientos que afecten el aporte de servicios auxiliares habilitados.

Artículo 20. Excepciones para la prestación de los servicios auxiliares

Dentro de los siguientes 40 días hábiles posteriores a la fecha de entrada en aplicación del procedimiento técnico de habilitación, el agente del MEN con una unidad o central generadora, equipamiento, instalación o sistema existente que no cumpla con una o más de las obligaciones establecidas en el presente Reglamento Técnico y los requerimientos técnicos establecidos en los procedimientos técnicos que elabore el OS/OM y apruebe la Aresep, debe enviar al OS/OM una solicitud de excepción para no brindar los servicios auxiliares.

La solicitud debe incluir la siguiente información:

- 1) La identificación del agente del MEN.*
- 2) La descripción del motivo que justifica la imposibilidad técnica de brindar el servicio auxiliar.*
- 3) El detalle de las características técnicas de su generación, equipamiento, instalación o sistema con la descripción del incumplimiento de los requerimientos establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep.*
- 4) El tipo de excepción que requiere:*
 - a) Si es una excepción temporal, la solicitud debe adjuntar el plan de medidas correctivas, costo y plazo propuesto para cumplir con los requerimientos establecidos.*
 - b) Si es una excepción permanente, se debe adjuntar la documentación y análisis que justifica la imposibilidad técnica de cumplimiento.*

Es responsabilidad del agente del MEN suministrar información suficiente y adecuada para validar la solicitud.

El OS/OM debe analizar la solicitud y documentación recibida, y preparar un informe de aceptación o rechazo de la excepción en un plazo no mayor a 30 días naturales.

En el caso de solicitudes de excepciones transitorias, el OS/OM incluirá en el informe sus observaciones sobre las medidas correctivas propuestas y los plazos para atenderlas.

Para analizar las solicitudes el OS/OM podrá requerir información o aclaraciones adicionales del agente.

El OS/OM mantendrá en su página web el registro de las solicitudes de excepciones temporales y permanentes recibidas, y el estado de éstas (en análisis, aceptada o rechazada). Para las excepciones temporales, el registro indicará también el plazo de excepción.

CAPÍTULO IV: PROGRAMACIÓN Y PLANEAMIENTO OPERATIVO DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 21. Objetivo de la programación y planeamiento operativo

Este capítulo tiene por objeto establecer los principios y lineamiento para que, como parte de la programación operativa de mediano plazo, el OS/OM desarrolle un estudio y proponga el dimensionamiento y requerimiento de servicios auxiliares para el siguiente año, e identifique si se prevén periodos en que el aporte de un servicio auxiliar puede resultar insuficiente.

El OS/OM debe realizar la programación, planeamiento operativo y asignación de los servicios auxiliares garantizando la optimización de mediano y corto plazo, como parte del despacho óptimo y cumpliendo con las restricciones que imponen los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

Artículo 22. Programación de mediano plazo e informe anual

Es responsabilidad del OS/OM programar y mantener la reserva total para regulación de frecuencia, de forma tal que no sea menor a la que establezcan los estudios de seguridad operativa del SEN o los límites establecidos por el EOR con base en la regulación regional.

Como parte del planeamiento operativo de horizonte a 24 meses (a los efectos de la evaluación y programación de servicios auxiliares, denominado mediano plazo) del SEN, el OS/OM realizará estudios técnicos de planeamiento operativo para determinar la cantidad requerida para cada reserva de regulación de frecuencia, cubriendo estudios de desempeño mínimos.

Si de los estudios del SEN resultara que el dimensionamiento de la reserva es menor que la requerida en el MER, el OS/OM dimensionará dicha reserva de acuerdo con el requerimiento regional establecido en el RMER o por el EOR.

*El OS/OM preparará el **Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares** con corte a noviembre de cada año, el cual es de carácter indicativo.*

Este informe describirá los resultados de los estudios del planeamiento operativo en lo relativo a servicios auxiliares para el siguiente año calendario para cumplir con el presente Reglamento Técnico, los criterios de seguridad operativa y los CCSD establecidos en la regulación nacional y regional vigente; así como los requerimientos de servicios auxiliares

regionales, incluyendo en el informe el dimensionamiento requerido para las reservas, la asignación prevista y condiciones para cumplir con los requerimientos de cada servicio auxiliar.

El OS/OM elaborará y enviará a la Aresep para revisión y aprobación el procedimiento para el dimensionamiento de las reservas para control de frecuencia e intercambios de energía.

El Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares deberá contener como mínimo lo siguiente:

- 1) Los requerimientos de servicios auxiliares regionales de acuerdo con lo requerido por el EOR y establecido en el RMER.
- 2) El análisis del dimensionamiento de los niveles requeridos en el SEN para cada tipo de reservas y la justificación con base en el cumplimiento de criterios de seguridad operativa y los CCSD establecidos en regulación nacional y regional vigente. El dimensionamiento propuesto puede variar justificadamente por época del año, tipo de día de la semana, y periodos del día con mayores variaciones de demanda a despachar.
- 3) El análisis tendrá en cuenta las combinaciones de generación y participación de energías renovables variables, errores de pronósticos (de demanda y de generación), contingencias probables, y el aporte de los servicios auxiliares regionales del MER.
- 4) Estudios de control y perfil de tensión en el sistema de transmisión del SEN para determinar las reservas de reactivo y recursos requeridos para inyección o absorción de potencia reactiva para cumplir con los niveles de tensión permisibles, identificando los puntos más críticos del sistema.
- 5) Análisis del desempeño y características del servicio y esquemas de desconexión de cargas y si se propone alguna modificación, con la correspondiente justificación.
- 6) Disponibilidad prevista de arranque en negro y análisis de las pruebas y desempeño.
- 7) La comparación entre los requerimientos previstos y la disponibilidad habilitada para prestar servicios auxiliares, indicando si los márgenes existentes son razonables y suficientes y en caso de ser insuficiente incluir las medidas de mitigación.
- 8) Incluir en anexos el detalle de los equipamientos o generación habilitados para la prestación de los servicios auxiliares, existentes o por entrar en operación comercial y su capacidad para cada servicio auxiliar.

El OS/OM enviará el informe a los prestadores de servicios auxiliares y lo publicará en su página web. Por su parte los agentes del MEN y otros prestadores de servicios auxiliares y la Aresep podrán requerir información adicional o aclaraciones del informe.

Durante los primeros cinco días hábiles del mes de diciembre de cada año, el OS/OM remitirá a la Aresep y publicará en el sitio web, para su referencia el **Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares** con los requerimientos, dimensionamiento y

desempeño esperado de los servicios auxiliares para el siguiente periodo de 12 meses. En los siguientes 10 días hábiles el OS/OM recibirá observaciones de los interesados respecto del informe.

El OS/OM publicará en el sitio web un anexo con las observaciones recibidas y las respuestas a las mismas.

*Durante el transcurso del año, el OS/OM podrá actualizar el **Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares** si las condiciones reales registradas o previstas difieren significativamente de las estimadas en el informe inicial vigente. En dicho caso, el OS/OM enviará a la Aresep el informe ajustado.*

El OS/OM mantendrá en su página web todas las versiones del Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares, debidamente identificadas y ordenadas, e identificando el vigente.

Artículo 23. Planeamiento Operativo y Asignación de Servicios Auxiliares

Al realizar el planeamiento operativo de corto plazo y asignación de los servicios auxiliares, el OS/OM debe incluir y considerar todos los equipamientos y generación habilitados para prestar cada servicio auxiliar.

Los servicios auxiliares de RPF, RS y RT, control de tensión y demanda interrumpible se deben asignar y monitorear por el OS/OM, y administrar por el prestador y agente distribuidor según corresponda, para que estén disponibles y respondiendo continuamente en el SEN. Los servicios auxiliares como desconexión de cargas y arranque en negro solamente son utilizados ante condiciones no previstas, emergencias o contingencias, por lo que deben estar disponibles en todo momento.

Junto con el planeamiento operativo semanal, el OS/OM debe realizar con criterio técnico y económico el predespacho y asignación de los servicios auxiliares entre los prestadores con equipamientos y generación habilitada para prestar servicios auxiliares, de acuerdo con lo establecido en los correspondientes procedimientos técnicos elaborados por OS/OM y aprobados por la Aresep.

El OS/OM publicará la programación semanal en su página web, incluyendo las previsiones indicativas de servicios auxiliares.

Artículo 24. Predespacho y asignación de reservas para regulación de frecuencia

*Diariamente al realizar el predespacho y como parte del planeamiento operativo, el OS/OM determinará la asignación de reserva para RPF, RS y RT para el día siguiente, de acuerdo con los resultados del **Informe Anual de Programación de los Servicios Auxiliares** vigente y las condiciones previstas, con base en la información suministrada por los prestadores incluyendo, además, toda la información requerida en la regulación nacional vigente referida al despacho y como mínimo la siguiente:*

- 1) A los agentes generadores: los programas y pronósticos de generación, la disponibilidad de generación y cualquier restricción que afecte sus servicios auxiliares habilitados.
- 2) Para el caso de los generadores con ERV, además de lo indicado en el punto 1) anterior deberán entregar: los pronósticos horarios hidráulico, solar o de viento, entre otras fuentes aplicables.
- 3) A los agentes transmisores: toda indisponibilidad o restricción que reduzca su capacidad máxima en elementos de transmisión o su equipamiento para el control de tensión.
- 4) A los agentes distribuidores y usuarios en alta tensión: su pronóstico de demanda y toda restricción o condición que afecte su control de tensión en los puntos de conexión con el SEN o que afecte sus esquemas de desconexión de cargas; así como el detalle de la demanda interrumpible disponible en cada periodo.
- 5) A los sistemas de almacenamiento habilitados: sus consumos, tiempos de descarga, capacidad y ofertas de reserva de energía (para subir o para bajar) para contribuir al control de frecuencia e intercambios de energía.

El OS/OM representará en el modelo de despacho óptimo los requerimientos de reserva para RPF y de RS del SEN, la generación disponible, así como las restricciones a los límites de transmisión y/o la generación obligada para cumplir con los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

El OS/OM debe diferenciar en la reserva para RS la reserva requerida para subir (incremento de potencia) y la reserva requerida para bajar (disminuir la potencia).

En caso de que el modelo de despacho no permita asignar o identificar la reserva para bajar, el OS/OM debe elaborar un modelo de cálculo que determine y verifique que el predespacho asigna la reserva para bajar requerida.

El OS/OM asignará como resultado del despacho óptimo las reservas requeridas RPF y RS en cada periodo de 60 minutos (o menor) entre la generación habilitada para brindar dichos servicios y la que se encuentre disponible.

El OS/OM asignará con base en una lista de mérito elaborada con criterio técnico y económico, la reserva horaria para RT entre la reserva rodante en generación que no esté asignada a la RPF o a la RS, la reserva fría, demanda interrumpible, capacidad y tiempos de descarga de los sistemas de almacenamiento disponibles.

El OS/OM coordinará con el EOR los resultados del predespacho de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del MER y los requerimientos de servicios auxiliares regionales, para obtener el predespacho final del SEN incluyendo los intercambios con el MER y los requerimientos de servicios auxiliares regionales asignados por el EOR.

Junto con los resultados del predespacho el OS/OM informará a los prestadores responsables de brindar las reservas asignadas para cada tipo de regulación de frecuencia

en cada hora (o menor de 60 minutos), identificando si la reserva es para subir o para bajar cuando corresponda, la potencia y las unidades de generación, sistemas de almacenamiento y demanda interrumpible.

Artículo 25. Predespacho y control de tensión

El OS/OM es responsable del planeamiento operativo y la coordinación del control de tensión del SEN, así como de coordinar con el EOR los requerimientos en el SER.

El OS/OM analizará y verificará el cumplimiento de los niveles de tensión en los nodos de transmisión del SEN establecidos en la regulación nacional y regional vigente e informará las consignas de tensión para los prestadores del servicio de control de tensión.

Si del predespacho inicial, el OS/OM identifica en el planeamiento operativo que en uno o más nodos de transmisión del SEN no se podría mantener la tensión dentro de los límites permitidos utilizando todos los medios de control disponibles, el OS/OM podrá utilizar los recursos de generación disponible no despachada para mantener la tensión; en cuyo caso las disposiciones respectivas serán de acatamiento obligatorio para todos los generadores del SEN. La selección de la generación obligada será con criterio técnico y económico determinado por el OS/OM.

Artículo 26. Operación en tiempo real y posdespacho

Durante la operación en tiempo real el OS/OM deberá monitorear de manera constante que los prestadores de servicios auxiliares cumplan con la asignación realizada en el predespacho.

En caso de que deba efectuarse un redespacho, el OS/OM informará a los prestadores de servicios auxiliares responsables de brindar el servicio, las reservas asignadas para cada tipo de regulación de frecuencia, identificando cantidad y las unidades de generación, sistemas de almacenamiento y demanda interrumpible, las consignas de tensión y la generación utilizada para mantener la tensión dentro de los niveles permitidos o la reserva de frecuencia requerida, de acuerdo con los procedimientos técnicos que elabore el OS/OM y apruebe la Aresep.

Al finalizar cada mes y dentro de los plazos establecidos para el posdespacho, el OS/OM informará los resultados diarios de la operación en tiempo real, indicando:

- 1) Las reservas horarias con que se operó el SEN (cantidad total de reserva, reserva aportada por cada generación, sistemas de almacenamiento y demanda interrumpible asignada).*
- 2) Los resultados del control de tensión, indicando los nodos donde la tensión operó fuera de los límites permisibles, señalando el o los motivos del incumplimiento.*
- 3) Informe de desviaciones de la generación con respecto al predespacho.*
- 4) La utilización de esquemas de desconexión de cargas, en caso de que aplique.*
- 5) Los desvíos de los intercambios programados entre áreas de control y la frecuencia.*
- 6) El sobre costo por generación utilizada fuera del despacho inicial.*
- 7) El costo de los servicios auxiliares remunerados de acuerdo con la metodología tarifaria correspondiente.*

CAPÍTULO V: SUPERVISIÓN Y EVALUACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

Artículo 27. Objetivo de la supervisión y evaluación

Este capítulo tiene por objeto establecer los alcances y aspectos generales de la supervisión y evaluación de servicios auxiliares, que realiza el OS/OM, de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep, así como la regulación nacional y regional vigente.

Es responsabilidad del OS/OM realizar la evaluación del desempeño de los servicios auxiliares asignados en el SEN, para asegurar la operación confiable y el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y los CCSD.

El OS/OM podrá solicitar a los prestadores las pruebas para validar el desempeño y cumplimientos de los requerimientos asignados, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento Técnico y los procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM y aprobados por la Aresep, así como lo definido en la regulación nacional y regional vigente.

*En los meses de enero y julio de cada año el OS/OM presentará un **Informe de Desempeño de los Servicios Auxiliares** semestral que describa la supervisión, ensayos, las evaluaciones realizadas y sus resultados, incluyendo incumplimientos identificados. Dicho informe se enviará a la Aresep y estará disponible en la página web del OS/OM.*

*El objetivo del **Informe de Desempeño de los Servicios Auxiliares** es mostrar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y los CCSD a través de los servicios auxiliares, incluyendo:*

- 1) Los márgenes de reserva horaria utilizados para la RPF, RS y RT y la asignación de cada reserva entre las unidades o centrales generadoras, sistemas de almacenamiento y demanda interrumpible.*
- 2) Recursos habilitados y disponibles para el control de frecuencia e intercambios de energía y la evaluación del desempeño de las reservas, sistemas de almacenamiento y demanda interrumpible, en caso de existir recursos insuficientes o desempeño no satisfactorio, deberá incluir las recomendaciones necesarias para determinar las previsiones para el futuro.*
- 3) La cantidad de recursos disponibles y la evaluación del desempeño del control de tensión, la generación utilizada fuera del despacho inicialmente establecido por requerimientos de control de tensión, en caso de existir recursos insuficientes o desempeño no satisfactorio, deberá incluir las recomendaciones necesarias para determinar las previsiones para el futuro.*
- 4) El desempeño del servicio y esquemas de desconexión de cargas, de existir actuaciones y recomendaciones de mejoras cuando corresponda.*
- 5) El desempeño de la generación suministrando arranque en negro y recomendaciones de mejoras, cuando corresponda.*

Recomendaciones de modificaciones al presente Reglamento Técnico

Los prestadores de servicios auxiliares deberán enviar sus comentarios o presentar información para demostrar su cumplimiento o diferencias con la evaluación realizada por el OS/OM en el informe, en un plazo máximo de 30 días naturales después de recibido el informe.

*El OS/OM deberá analizar estas observaciones en un plazo máximo de 30 días naturales y elaborará la versión final del **Informe de Desempeño de los Servicios Auxiliares**, el cual deberá remitir a la Aresep y publicar en su página web.*

CAPÍTULO VI: PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS

Artículo 28. Procedimientos técnicos

El OS/OM deberá presentar, para revisión y aprobación, a la Aresep las propuestas de cada uno de los procedimientos técnicos según lo indicado en el cuerpo de este Reglamento Técnico para su implementación, que incluya al menos lo relacionado con los temas y servicios auxiliares:

- 1) Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) Control de tensión*
- 3) Arranque en negro*
- 4) Dimensionamiento de reservas*
- 5) Servicio y esquemas de desconexión de cargas*
- 6) Demanda interrumpible*
- 7) Habilitación de cada servicio auxiliar*
- 8) Coordinación de indisponibilidades de los servicios auxiliares*
- 9) Supervisión y evaluación del desempeño*

Estos procedimientos técnicos serán revisados y podrán ser ajustados por la Aresep en el ejercicio de sus competencias, previo a su correspondiente aprobación.

Para su aprobación, estos procedimientos técnicos elaborados por el OS/OM deberán cumplir con el proceso de participación ciudadana establecido en el artículo 361 de la Ley General de Administración Pública (Ley N° 6227).

Los procedimientos técnicos indicados serán aprobados por el Regulador General con el apoyo técnico de la Intendencia de Energía de la Aresep o el área técnica que la Junta Directiva llegue a definir como responsable de la regulación técnica del servicio eléctrico.

CAPÍTULO VII: TRANSITORIOS

Transitorio 1. Sobre registro de prestadores existentes de servicios auxiliares

Con la entrada en vigencia del presente Reglamento Técnico y para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica y el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y CCSD del SEN, se dispone lo siguiente:

- 1) Dentro de los siguientes 20 días hábiles a la fecha de entrada en vigencia del presente Reglamento Técnico, cada agente del MEN debe enviar al OS/OM con*

copia a la Aresep, en el formato que se pondrá a disposición en la página del OS/OM, el listado de unidades o centrales generadoras, equipamiento e instalaciones identificando en cada caso el o los servicios auxiliares que pueda aportar: control de frecuencia e intercambios de energía, control de tensión, arranque en negro, demanda interrumpible y desconexión de cargas, en cumplimiento de lo establecido en este Reglamento Técnico.

- 2) Si dentro del periodo antes establecido, los agentes del MEN no envían el listado requerido al OS/OM, este Operador deberá informar el detalle del incumplimiento a la Aresep para lo que corresponda.*
- 3) Dentro de los siguientes 40 días hábiles a la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento Técnico, el OS/OM publicará en su sitio web el listado de los prestadores existentes de servicios auxiliares, indicando el o los servicios que brinda cada uno de los agentes del MEN identificados, quedando habilitados provisionalmente para brindar un servicio auxiliar aquellos agentes que previo a este Reglamento Técnico ya prestaban estos servicios.*
- 4) Una vez aprobado y en vigor el procedimiento de habilitación definido en el Capítulo III del presente Reglamento Técnico, el prestador habilitado provisionalmente deberá cumplir con dicho proceso de habilitación para su debida formalización.*

Transitorio 2. Sobre el servicio de desconexión de cargas

La entrada en vigencia del presente Reglamento Técnico no introducirá modificaciones sobre el servicio y los esquemas de desconexión de cargas vigentes.

Transitorio 3. Sobre los procedimientos técnicos

El OS/OM deberá remitir el cronograma de desarrollo de las propuestas de procedimientos técnicos detallados en el Capítulo VI relacionados con los servicios auxiliares en un plazo máximo de 10 días hábiles a partir de la entrada en vigor de este Reglamento Técnico, dicho cronograma considerará un plazo máximo de 6 meses para remitir la totalidad de las propuestas de procedimientos técnicos, ambos plazos correrán a partir de la entrada en vigor de este Reglamento Técnico. Con base en dicho cronograma se realizarán las entregas parciales, revisiones y convocatorias a consulta pública para su trámite de aprobación.

Transitorio 4. Sobre bases de datos e información relacionada con los servicios auxiliares

El OS/OM contará con un plazo de 90 días hábiles contados a partir de la aprobación por parte de la Aresep de los respectivos procedimientos técnicos para implementar las bases de datos e información relacionada con los servicios auxiliares en su página web.

(...)

- II.** Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva notificar a los opositores y coadyuvantes el informe de oposiciones (OF-0530-CDR-2019) y esta resolución en un solo acto y agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.

- III. Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, publicar en el diario oficial La Gaceta el *“Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”*.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA, SECRETARIO DE LA JUNTA DIRECTIVA DE LA ARESEP.

1 vez.—Solicitud N° 297-2019.—O. C. N° 9123-2019.—(IN2019416504).

FE DE ERRATAS

PODER LEGISLATIVO

En el Alcance Digital N° 264 de *La Gaceta* N° 226, de 27 de noviembre del 2019, se publicó la Ley N° 9795 “Quinto Presupuesto Extraordinario de la República para el Ejercicio Económico de 2019 y Octava Modificación Legislativa de la Ley N° 9632, Ley de Presupuesto Ordinario y Extraordinario de la República para el Ejercicio Económico del 2019” sancionada por el Poder Ejecutivo a los veintiséis días del mes de noviembre del año dos mil diecinueve, la cual contiene un error en el Título 209-Ministerio de Obras Públicas y Transportes, Programa 329-00 Edificaciones Nacionales:

Página 113

Donde dice:

10201 280 2110 1143 Servicio de agua y alcantarillado
1.286.408,00

Debe decir:

10202 280 2110 1143 Servicio de energía eléctrica
1.286.408,00

Dada la presente fe de erratas, en la Asamblea Legislativa, a las quince horas del día tres de diciembre de dos mil diecinueve.

Carlos Ricardo Benavides Jiménez, Presidente.—Laura María Guido Pérez. “Primera Secretaria.—Carlos Luis Avendaño Calvo, Segundo Secretario.

Dado en la Presidencia de la República.—San José, a los nueve días del mes de diciembre del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.

CARLOS ALVARADO QUESADA.—El Ministro de Hacienda, Rodrigo A. Chaves.—1 vez.—O. C. N° 4600028906.—Solicitud N° 62-2019.—(IN2019417292).