

# **SESIÓN ORDINARIA**

**N.º 41-2013**

**22 de mayo de 2013**

***San José, Costa Rica***

**SESIÓN ORDINARIA N.º 41-2013**

Acta de la sesión ordinaria número cuarenta y uno, dos mil trece, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el miércoles veintidós de mayo de dos mil trece, a partir de las quince horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López; Grettel López Castro y Pablo Sauma Fiatt, así como los señores: Rodolfo González Blanco, Gerente General, Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno, Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte Público, Carlos Herrera Amighetti, Intendente de Agua y Saneamiento; Carol Solano Durán, Directora a.i. de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, Ricardo Matarrita Venegas, Director a.i. de la Dirección General de Estrategia y Evaluación y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

**ARTÍCULO 1. Constancia de sesión ordinaria y participación mediante video conferencia.**

Se deja constancia que, como caso de excepción a lo dispuesto en el acta de la sesión 35-2012, acuerdo 03-35-2012, el día de hoy miércoles 22 de mayo en curso, se celebra la sesión ordinaria, correspondiente al día jueves 23 de mayo de 2013.

Por otra parte, el señor Pablo Sauma Fiatt participa en esta oportunidad, mediante el sistema de video conferencia.

**ARTÍCULO 2. Aprobación del orden del día.**

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura al orden del día de esta sesión y propone excluir el punto 5.6 de la agenda, relacionado con un informe referente a los resultados de la investigación para el caso planteado por la señora Xinia Barrantes Cárdenas, Expediente AU-71-2012, toda vez que la Dirección General de Participación al Usuario solicitó retirar el conocimiento de dicho informe, con el fin de ajustar el documento.

Seguidamente somete a votación el orden del día, así como el citado planteamiento. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 01-41-2013**

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, excluyendo el punto 5.6 de la agenda, relacionado con el informe de los resultados de la investigación para el caso planteado por la señora Xinia Barrantes Cárdenas, Expediente AU-71-2012. A la letra la agenda será la siguiente:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación de actas.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
4. *Asuntos del Regulador General.*
5. *Asuntos resolutivos.*

- 5.1 *Recurso de apelación interpuesto por Estación de Servicio San Juan S.A., contra la resolución de la Intendencia de Energía, RIE-029-2013, del 7 de marzo de 2013. Expediente ET-194-2012. Oficio 307-DGJR-2013, del 10 de mayo de 2013.*
  - 5.2 *Gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Nacional Pro Defensa de los Usuarios de los Servicios Públicos, contra la resolución de Junta Directiva RJD-017-2013, del 20 de marzo de 2013. Expediente ET-194-2012. Oficio 270-DGJR-2013, del 25 de abril de 2013.*
  - 5.3 *Procedencia de lo solicitado por la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), en cuanto a que el señor Ronny González Hernández pueda participar en conjunto con el Departamento de Recursos Humanos o quien corresponda en algunos temas de naturaleza administrativa. Oficio 332-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013.*
  - 5.4 *Propuesta de “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”. El citado documento fue remitido por la Intendencia de Energía, mediante oficio 611-IE-2013, del 14 de mayo de 2013. Expediente OT-013-2013.*
  - 5.5 *Recurso de apelación interpuesto por Claro CR Telecomunicaciones S.A., contra la resolución RCS-080-2012, del 29 de febrero de 2012, Expediente SUTEL-ET-003-2011. Oficio 334-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013.*
6. *Asuntos informativos.*
- Procedimiento de Audiencias y consulta pública, cumplimiento de acuerdo de Junta Directiva 03-55-2012. Oficio 0767-DGPU-2013.*

### **ARTÍCULO 3. Aprobación de actas.**

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a conocimiento de la Junta Directiva los borradores de las actas de las sesiones 37-2013, 38-2013 y 39-2013 del 9, 13 y 16 de mayo de 2013, respectivamente.

#### ***En discusión el acta 37-2013***

#### **Recurso de Revisión**

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica lo siguiente:

*“De conformidad con lo establecido en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública, interpongo recurso de revisión contra el acuerdo 07-37-2013 del acta de la sesión ordinaria 37-2013, celebrada el 9 de mayo de 2013, considerando que en mi condición de Presidente de Junta Directiva, voté favorablemente el otorgamiento de la concesión de servicio público para generar electricidad a favor de la empresa Hidrotárcoles, S.A., sin embargo; al estar nombrado como Vicepresidente de la empresa Investigación y Desarrollo Electro Industrial de Centro América, S.A., cédula jurídica 3-101-069523 y el señor Juan Rafael Rojas Madrigal al estar nombrado como segundo Vicepresidente de dicha sociedad y a su vez como Vicepresidente de la empresa Hidrotárcoles, S.A., podría considerarse que se configura la causal establecida en el artículo 49 inciso c) de la Ley 7593, por lo que en atención a lo dispuesto en el artículo 7 inciso 5) del Reglamento de Sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora en concordancia con los artículos 230 y siguientes de la Ley General de la Administración Pública, considero*

*pertinente en virtud del principio de imparcialidad que rige las actuaciones de los funcionarios públicos, proceder a abstenerme del conocimiento de la solicitud de concesión de servicio de generación de electricidad planteada por Hidrotárcoles, S.A.”*

Acto seguido, la señora **Sylvia Saborío Alvarado** asume la presidencia ad hoc de la Junta Directiva y de conformidad con lo establecido en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública, somete a votación de los restantes miembros de la Junta Directiva, el recurso de revisión planteado por el señor Dennis Meléndez Howell, contra el acuerdo 07-37-2013, del acta de la sesión ordinaria 37-2013 y la abstención para conocer el punto 5.3 de la agenda de dicha sesión. La Junta Directiva resuelve, con los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

#### **ACUERDO 02-41-2013**

Declarar con lugar el recurso de revisión planteado por el señor Dennis Meléndez Howell, contra el acuerdo 07-37-2013 del acta de la sesión ordinaria 37-2013 y la abstención planteada por el señor Meléndez Howell para conocer el punto 5.3 de la agenda: “Solicitud de otorgamiento de concesión de servicio público de generación eléctrica presentada por Hidrotárcoles S.A. Expediente CE-006-2012. Oficio 274-DGJR-2013, del 26 de abril de 2013.”

*A partir de este momento se retira el señor Dennis Meléndez Howell.*

Seguidamente la señora **Sylvia Saborío Alvarado** somete a votación la solicitud de otorgamiento de concesión de servicio público de generación eléctrica presentada por Hidrotárcoles S.A., correspondiente al punto 5.3 de la agenda de la sesión ordinaria 37-2013. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

#### **ACUERDO 03-41-2013**

1. Otorgar a Hidrotárcoles S. A., cédula jurídica 3-101-548713, concesión de servicio público para generación hidroeléctrica en su planta de 50 000 kW que destinará para venta al ICE, por el plazo de 20 años, contado a partir del otorgamiento, de conformidad con las condiciones establecidas en las Leyes 7200 y 7508 y sus reformas.
2. Indicar a Hidrotárcoles S. A., que el proyecto hidroeléctrico debe cumplir no solamente con las condiciones estipuladas en el contrato a suscribir con el ICE, sino con la normativa técnica aplicable que la Autoridad Reguladora haya aprobado o llegue a aprobar en el ejercicio de sus facultades reguladoras. Así como también que le serán aplicables las condiciones de caducidad y de revocatoria de la concesión, señaladas en los artículos 15, 38, 39 y 41 de la ley 7593 y sus reformas y las que señale cualquier otra ley especial en la materia.
3. Indicar a Hidrotárcoles S. A., que debe cumplir con todas las obligaciones contenidas en el artículo 14 de la ley 7593 y remitir a la Autoridad Reguladora toda la información que le sea solicitada por ésta, para el cumplimiento de lo ordenado por esta ley.
4. Indicar a Hidrotárcoles S. A., que debe cumplir con las condiciones relativas a la protección al ambiente, que establezcan tanto la legislación vigente como los entes estatales correspondientes, en cumplimiento de sus potestades legales.
5. Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO**

- I. Que el señor Juan Rojas Madrigal, en calidad de representante de Hidrotárcoles S. A., por nota del 15 de setiembre de 2012 (folios 71 y 72), recibida en la Autoridad Reguladora el 1º de octubre de ese mismo año, solicita el otorgamiento de la concesión para prestar el servicio público de generación de energía, cuya fuente primaria es el agua, con el fin de venderla al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), al amparo del Capítulo II de la Ley 7200 y sus reformas (folio 1). Posteriormente, el 1º de abril del 2013, esta solicitud fue ratificada por el Sr. José Joaquín Chacón Leandro, actuando como Presidente y representante legal de Hidrotárcoles, S.A. (folio 108), según personería que consta en el expediente (folio 110).
- II. Que la entonces Dirección de Servicios de Energía por oficio 1130-DEN-2012 del 12 de octubre de 2012 solicita que se convoque a audiencia pública, por lo que el 2 de noviembre de 2012 se publica la convocatoria en los diarios La Extra y La Prensa Libre (folios 44, 45 y 49) y en La Gaceta 215 del 7 de noviembre de 2012 (folio 52).
- III. Que de conformidad con lo señalado por la Dirección General de Protección al Usuario mediante oficio 2656-DGPU-2012 del 28 de noviembre de 2012, no se presentaron oposiciones (folio 74), pero en la audiencia pública sí se presentaron coadyuvancias al proyecto.
- IV. Que el 28 de noviembre de 2012 se recibió por fax el oficio 0510-1505-2012 del 23 de noviembre de 2012, por medio del cual el ICE emitió criterio favorable respecto del proyecto hidroeléctrico Capulín-San Pablo propuesto por Hidrotárcoles S. A., (folios 57 al 59).
- V. Que la Intendencia de Energía analizó la solicitud de otorgamiento de concesión mediante oficio 159-IE-2013 /5011 del 21 de febrero de 2013 (folio 93 al 103).
- VI. Que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria mediante oficio 190-DGJR-2013 analizó el expediente, recomendando que se devolviera el asunto para que se corrigieran algunas inconsistencias relacionadas con la persona que realizó la solicitud original y el formato de la citas del informe que se transcriben en el borrador de resolución (folio 104 al 106).
- VII. Que la Secretaría de la Junta Directiva mediante oficio 155-SJD-2017 / 7666 del 20 de marzo de 2013 devolvió a la Intendencia de Energía el expediente CE-006-2012 para que se atendiera lo solicitado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (folio 107).
- VIII. Que la Intendencia de Energía mediante oficio 476-IE-2013 del 12 de abril de 2013, atendiendo lo señalado por la Junta Directiva realizó las aclaraciones pertinentes.
- IX. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 55 inciso b) de la Ley 7593 y sus reformas, corresponde a la Junta Directiva el otorgar las concesiones.
- X. Que en lo actuado no se encuentran vicios que puedan causar nulidad absoluta del procedimiento.

**CONSIDERANDO**

- I. Que del oficio 159-IE-2013 / 5011 del 21 de febrero de 2013, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

**“... II. MARCO JURÍDICO APLICABLE**

A la solicitud de otorgamiento de concesión para generar electricidad le resultan aplicables las disposiciones de los artículos 9º y 55 inciso b) de la Ley 7593, de la Ley 7200 y sus reformas, del Reglamento a la Ley 7593 en lo que respecta al cumplimiento de los requisitos de admisibilidad y del “Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas”, publicado en La Gaceta 140 del 21 de julio de 2008.

**III- ANÁLISIS DE LA SOLICITUD DE CONCESIÓN**

- 1) *La empresa Hidrotárcoles S. A, fue adjudicataria de uno de los bloques de potencia, contenidos en la licitación pública N° 2006LI-000043-PROV, promovida por el ICE según se indica en los oficios 0012-1-34-2008 -ICE del 26 de febrero de 2008 y 0690-420-2012-ICE del 17 de setiembre de 2012 (folios 9 al 13 y del 42 al 43).*
- 2) *La potencia nominal especificada para ese nuevo proyecto es de 50 000 kW (50 MW) y la potencia adjudicada por el ICE es de 48,7 MW (folios 2, 10 y 11). El proyecto hidroeléctrico se ubica en la provincia de San José, cantón Décimo Sexto (Turrubares), distrito primero (San Pablo) y aprovecha las aguas del Río Tárcoles (folios 2 y 15).*
- 3) *Dispone de la aprobación del Estudio de impacto Ambiental (EIA), folios 30 al 35.*
- 4) *De acuerdo con la nota N° 0690-420-2012 ICE del 17 de setiembre del 2012, emitida por el Instituto Costarricense de Electricidad, se indica que a la empresa Hidrotárcoles S. A. se le adjudicó en firme uno de los bloques de potencia contenidos en la licitación pública, N° 2006LI-000043-PROV.*
- 5) *Del capital social corresponden más del 35 % a costarricenses, de conformidad con lo que dispone el artículo 3º de la Ley 7200 (folios 37 y 39).*
- 6) *Aporta la documentación de estar al día con las obligaciones de seguridad social.*
- 7) *La Intendencia de Energía verificó que la documentación aportada por la solicitante, además de los requisitos de admisibilidad, cumpliera con los establecidos en el “Procedimiento para el Otorgamiento de Concesiones para Explotar Centrales de Limitada Capacidad, al Amparo de la Ley N° 7200 y sus Reformas”. En el expediente consta lo siguiente:*
  - a. *Certificación notarial de la personería del representante legal (folio 71).*
  - b. *Certificación de origen de capital social (folios 37 al 39)*
  - c. *Aprobación del estudio de impacto ambiental (EIA), emitida mediante resolución 2161-2010-SETENA, del 8 de setiembre de 2010 (folios 30 al 35).*
  - d. *Concesión de aprovechamiento de aguas, otorgada mediante resolución R-0133-2012-AGUAS-MINAET, de las 13:04 horas del 14 de febrero de 2012, por un plazo de 25 años, vigente hasta el 14 de febrero de 2037 (folios 15 al 19).*
  - e. *Constancia emitida por el Instituto Costarricense de Electricidad, de que se adjudicó en firme la licitación pública, cuando se trata del Capítulo II de la Ley N° 7200, folios 42 y 43.*

- f. Certificación de estar al día con las cuotas obrero-patronales de la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS) (folio 4).*
- g. Certificación de estar al día con las obligaciones derivadas de la Ley de FODESAF (folio 41).*
- h. Detalle del proyecto y ubicación geográfica (folios 2, 3 y del 76 al 80).*
- 8) *Por otra parte, cabe señalar que el Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones mediante resolución R-0133-2012-AGUAS -MINAET de las 13:04 horas del 14 de febrero de 2012 otorgó a la empresa Hidrotárcoles S. A., concesión para aprovechamiento de aguas, la cual tiene una vigencia de 25 años y vence el 14 de febrero de 2037 (Expediente 970-H) (folios 2 y del 15 al 19).*
- 9) *El artículo 8º de la Ley 7200 y sus reformas, señala que los proyectos mayores o iguales a 2 000 kW requieren de una certificación sobre la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental. // El artículo 17 de la Ley 7554 en cuanto al impacto ambiental, establece lo siguiente: “Artículo 17 - Evaluación de impacto ambiental. Las actividades humanas que alteren o destruyan elementos del ambiente o generen residuos, materiales tóxicos o peligrosos, requerirán una evaluación de impacto ambiental por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental creada en esta ley. Su aprobación previa, de parte de este organismo, será requisito indispensable para iniciar las actividades, obras o proyectos. Las leyes y los reglamentos indicarán cuáles actividades, obras o proyectos requerirán la evaluación de impacto ambiental”.*
- 10) *De conformidad con lo establecido en la resolución 2161-2010-SETENA de las 9:10 horas del 8 de setiembre de 2010, la empresa Hidrotárcoles S. A., dispone de la aprobación del estudio de impacto ambiental (EIA), para el “Proyecto Hidroeléctrico Capulín-San Pablo” (folios 30 al 35).*
- 11) *De conformidad con lo que establece la Ley 7200 y sus reformas, para el Capítulo II la capacidad máxima que puede otorgarse es de 50 000 kW (50 MW).*
- 12) *Dado que la capacidad actual del Sistema Nacional Interconectado (SNI) es de 2827, MW, resulta que el 15% -concerniente al Capítulo II de la Ley 7200- es de 424,05 MW), en tanto la capacidad en operación al ICE, de la generación privada al amparo del Capítulo II de la Ley 7200, es a la fecha de 167 MW (dato estadístico IE-ARESEP), por lo que con la incorporación de esta planta de 50 MW, más las recientes concesiones de servicio público de generación otorgadas a dos generadores por un total de 100 MW; alcanzaría un total de 317 MW; cantidad que no se superaría el valor límite de 424,05 MW; es decir, que la inclusión de esta nueva capacidad de generación aún no alcanzaría el 15% de la capacidad instalada del SNI. (ver Anexo).*
- 13) *En el cuadro N° 1 se muestra la situación actual de la generación privada amparada al Capítulo II de la Ley 7200 (es decir, a la Ley 7508), en el cual puede notarse que con esta nueva solicitud de concesionar bajo el régimen de licitación, como lo estipula el Capítulo II, de darse su aprobación, quedaría disponible una capacidad para concesionar de 107,05 MW.*

CUADRO N.º 1

CONCESIONES DE SERVICIO PÚBLICO DE GENERACIÓN, A DICIEMBRE DEL 2012		
CAPÍTULO II A LA LEY 7200		
	CAPACIDAD (MW)	PORCENTAJES
Actualmente en operación	167	5,907 %
Cantidad otorgada en construcción	100	3,537 %
En trámite	50	1,769 %
Total a la fecha solicitado y con contrato	317	11,213 %
TOTAL DE CAPACIDAD DEL S.N.I	2827	100,00 %
15 % DEL S.N.I.	424,05	15,000 %
Disponibile sin contrato	107,05	9,093 %
Fuente: Elaboración propia INTENDENCIA DE ENERGÍA		

#### IV. ANÁLISIS DE LAS POSICIONES O COADYUVANCIAS PRESENTADAS EN LA AUDIENCIA PÚBLICA:

Previo a la audiencia pública se recibió por fax el oficio 0510-1505-2012 ICE del 23 de noviembre de 2012, por el cual el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) hizo llegar su criterio favorable al proyecto hidroeléctrico Capulín-San Pablo propuesto por la empresa Hidrotárcoles S. A. (folios 57 al 59).

El 28 de noviembre de 2012 se realizó la audiencia pública en la que participaron personeros de: a) Hidrotárcoles S. A., b) La Autoridad Reguladora, c) Representantes del ICE, d) Representantes de la Municipalidad de Turrubares y e) Vecinos de las comunidades cercanas al proyecto. Del Acta N.º 101-2012 y de la documentación aportada en la audiencia pública (folios 75 al 86) cabe resaltar lo siguiente:

Durante la audiencia pública se presentaron posiciones por parte de:

- El Instituto Costarricense de Electricidad; folios 57 al 59.
- El señor Mariano Vargas Rojas, cédula N.º 1-524-616; folios 81.
- El señor Bolívar Monge Granados, cédula N.º 1-652-669, folio 83.
- El señor Víctor Mora Chaves, cédula N.º 1-185-7411, que dice ser
- Presidente del Consejo Municipal de Turrubares, folio 83.

Los participantes en la audiencia pública no presentaron oposiciones propiamente, sino coadyuvancias al proyecto, por lo que se hace mención de los aspectos relevantes de aquéllas:

1) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): representado por el Ing. Gravin Mayorga.

Está consciente de las severas limitaciones que afronta el país y en particular ese instituto, para llevar a cabo nuevas inversiones en el sector eléctrico, por lo cual optó por desarrollar proyectos de generación hidroeléctrica hasta por 50 MW, bajo el esquema previsto en el Capítulo II de la Ley 7200.



*El 10 de octubre de 2006 publicó en La Gaceta el cartel de la Licitación Pública N° 2006LI-000043-PROV con el objeto de comprar energía en bloques de potencia hidroeléctricos de hasta 50 MW. La Junta de Adquisiciones del ICE adjudicó uno de los bloques de potencia a la oferta presentada por el Consorcio Hidrotárcoles para el proyecto Capulín San Pablo.*

*El 24 de abril del 2012 se firmó el contrato de compra de energía, una vez que se verificó el cumplimiento de todas las disposiciones establecidas en la Ley 7200. El Contrato fue refrendado por la Contraloría General de la República el 18 de julio de 2012.*

*En el contrato se establece, entre otros aspectos relativos a las obligaciones de la empresa, lo siguiente: i) Financiar, diseñar, construir, instalar e inspeccionar la Planta Hidroeléctrica Capulín San Pablo, con una potencia nominal de 50 000 kW que corresponde a dos unidades de 25 000 kW y su factor de planta promedio anual no será menor de 0,5; ii) Operar la planta de manera que cumpla con las normas prácticas y demás disposiciones contempladas en el Plan de manejo ambiental y en la legislación ambiental en general, así como entregarle en forma exclusiva al ICE, la energía generada durante el período de vigencia del Contrato; iii) Transferir la Planta al ICE en los términos que se establecen en el Anexo 9 “Transferencia”; iv) Asumir todos los riesgos ambientales derivados de la construcción del proyecto y operación de la Planta, así como los compromisos derivados de la viabilidad ambiental otorgada por la SETENA, durante la vigencia del Contrato.*

*En el contrato, el ICE se compromete entre otros aspectos a: i) pagar al contratista un monto anual de US\$ 150 por kilovatio contratado como contraprestación por tener la planta a disposición del ICE, para ser despachada a su conveniencia. Este monto será cancelado en doce tractos mensuales iguales; sin embargo cada pago mensual será ajustado en función del cumplimiento del compromiso de disponibilidad, según se describe en el apartado 7.4.4 del Contrato; ii) Recibir toda la energía que en Contratista genere en la Planta Capulín-San Pablo durante la vigencia del Contrato y pagar al Contratista dicha energía. La energía correspondiente al Horario Diurno se pagará a razón de 6,98 centavos de dólar (US\$ 0,0698/kWh), precio que será ajustado de conformidad con lo dispuesto en el apartado 7.5 del Contrato. Por su parte la energía correspondiente al Período Nocturno se pagará a razón de una quinta parte del precio vigente.*

2) *El señor Mariano Vargas Rojas:*

*Aclara que hace su planteamiento en carácter personal y no como Regidor, manifiesta que da su apoyo al proyecto pues el cantón de Turrubares está subdesarrollado, hay pocas fuentes de trabajo y considera que Hidrotárcoles está abriendo una puerta para mejorar la economía del cantón, pues va a emplear a muchos turrubareños; también ayudará a solventar problemas a la Municipalidad y además mejorará la condición ambiental y energética. Agrega que espera que Turrubares tenga mejor acceso de caminos con la entrada de este proyecto. De igual manera, señala que se reducirá la dependencia de los hidrocarburos (folios 81 y 82).*

3) *El señor Bolívar Monge Granados:*

*Expresa que el cantón de Turrubares ha anhelado por mucho tiempo este tipo de proyectos que vengan a darle una mejor calidad de vida (social y económica). A su vez, manifiesta que es importante se construya el camino por una ruta más accesible que la actualmente tiene el cantón. Señala también su inquietud en que parte del personal que la empresa desarrolladora contrate se trate de vecinos de la comunidad y no sólo traiga personal ajeno. Aparte de lo anterior, le da la bienvenida al proyecto (folio 83).*

4) *El señor Víctor Mora Chacón, que dice ser Presidente del Consejo Municipal de Turrubares:*

*Indica que el Cantón de Turrubares necesita de fuentes de empleo y de empresas que lo ayuden a su desarrollo y debe dejar de ser un cantón pobre, por eso felicita a la empresa Hidrotárcoles por haber tomado en consideración una inversión como la que está haciendo en él, pues en este momento requiere de inversionistas para que el cantón entre en la vía del desarrollo, los ingresos municipales son bajos y es necesario mayores ingresos, lo que se lograría con nuevas y altas inversiones, como por ejemplo la de Hidrotárcoles. Expresa que la Municipalidad apoya el proyecto, pues viene a beneficiar al país y al cantón. También aboga por la mejora de los caminos (folios 83 al 85).*

*Por tratarse de coadyuvancias y no oposiciones al proyecto o a la concesión que se tramita por parte de la ARESEP, y que son argumentos a favor del proyecto reafirma la conclusión de este informe de recomendar el otorgamiento de la concesión respectiva; Además, se indica que los argumentos expresados por el representante del ICE son consistentes con la documentación aportada por el Instituto.*

## V. CONCLUSIONES

- 1. La solicitud de concesión es para generar electricidad mediante el aprovechamiento del recurso hídrico en una planta de 50 MW, del “Proyecto hidroeléctrico Capulín-San Pablo”, al amparo del Capítulo II de la Ley 7200, cuya potencia se destinará para la venta al ICE, se encuentra ajustada a la legislación vigente, pues con los requisitos establecidos.*
- 2. En la audiencia pública se presentaron coadyuvancias por parte del ICE, del señor Mariano Vargas Rojas, del señor Bolívar Monge Granados y del señor Víctor Mora Chaves.*
- 3. El otorgamiento de la concesión de servicio público que se solicita debe sujetarse al cumplimiento de las condiciones ambientales que los entes competentes establezcan.*
- 4. Dado el límite impuesto por la Ley 7200, Capítulo II la capacidad máxima que puede otorgarse es de 50 000 kW (50 MW). (...)*

- II. Que del oficio 467-IE-2013 /12 de abril de 2013, que sirve también de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente con respecto a las objeciones planteadas en el oficio 190-DGJR-2013:

*“... Al respecto se manifiesta lo siguiente:*

*En el nuevo proyecto de resolución se incorporan los ajustes sugeridos en los puntos 2, 3 y 4 del informe legal precitado, respetando el formato del informe técnico contenido en el oficio 159-IE-201.*

*En relación con lo pedido en el punto 1 del informe legal, se informa que se está incorporando al expediente la documentación mediante la cual el Presidente actual de Hidrotárcoles S. A., José Joaquín Chacón Leandro, ratifica lo actuado por el señor Juan Rafael Rojas Madrigal, el anterior presidente y representante legal de la empresa (folio 108).”*

- III.** Que la Junta Directiva conoció de la gestión de otorgamiento de la concesión para generar en la sesión ordinaria 37-2013, celebrada el 9 de mayo de 2013, ratificada el 22 de mayo de 2013, en la que resolvió otorgar concesión para prestar el servicio público de generación de electricidad a Hidrotárcoles S. A., tal como se dispone.

**POR TANTO:**

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas y en lo establecido en la Ley General de la Administración Pública;

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

**ACUERDA:**

- I.** Otorgar a Hidrotárcoles S. A., cédula jurídica 3-101-548713, concesión de servicio público para generación hidroeléctrica en su planta de 50 000 kW que destinará para venta al ICE, por el plazo de 20 años, contado a partir del otorgamiento, de conformidad con las condiciones establecidas en las Leyes 7200 y 7508 y sus reformas.
- II.** Indicar a Hidrotárcoles S. A., que el proyecto hidroeléctrico debe cumplir no solamente con las condiciones estipuladas en el contrato a suscribir con el ICE, si no con la normativa técnica aplicable que la Autoridad Reguladora haya aprobado o llegue a aprobar en el ejercicio de sus facultades reguladoras. Así como también que le serán aplicables las condiciones de caducidad y de revocatoria de la concesión, señaladas en los artículos 15, 38, 39 y 41 de la ley 7593 y sus reformas y las que señale cualquier otra ley especial en la materia.
- III.** Indicar a Hidrotárcoles S. A., que debe cumplir con todas las obligaciones contenidas en el artículo 14 de la ley 7593 y remitir a la Autoridad Reguladora toda la información que le sea solicitada por ésta, para el cumplimiento de lo ordenado por esta ley.
- IV.** Indicar a Hidrotárcoles S. A., que debe cumplir con las condiciones relativas a la protección al ambiente, que establezcan tanto la legislación vigente como los entes estatales correspondientes, en cumplimiento de sus potestades legales.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (L. G. A. P.), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la L. G. A. P., el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

**NOTIFÍQUESE.**

*A partir de este momento, se reincorpora a la sesión, el señor Dennis Meléndez Howell y continúa presidiendo la sesión.*

***En discusión el acta 37-2013***

Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma. El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el acta y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 04-41-2013**

Aprobar, con las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 37-2013, celebrada el 9 de mayo de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

***En discusión el acta 38-2013***

Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma. El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que no estuvo presente cuando se celebró dicha sesión. Somete a votación el acta y la Junta Directiva resuelve, por mayoría de cuatro votos:

**ACUERDO 05-41-2013**

Aprobar, con la salvedad del señor Dennis Meléndez Howell y las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 38-2013, celebrada el 13 de mayo de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

***En discusión el acta 39-2013***

Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma. El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que no estuvo presente cuando se celebró dicha sesión. Somete a votación el acta y la Junta Directiva resuelve, por mayoría de cuatro votos:

**ACUERDO 06-41-2013**

Aprobar, con la salvedad del señor Dennis Meléndez Howell y las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 39-2013, celebrada el 16 de mayo de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

**ARTÍCULO 4. Asuntos de los miembros de Junta Directiva.**

La señora **Grettel López Castro** manifiesta que a raíz de una consulta que le formuló a la señora Carolina Mora, se enteró que existe un número considerable de quejas acumuladas a la fecha, incluso algunas desde el año 2009. La inquietud se expone en el sentido de analizar las opciones para poder

descongestionar el proceso, apelando a la Ley de Simplificación de Trámites o a la Ley General de la Administración Pública.

Señala que una opción es conformar una comisión, en la cual esté un representante de cada Intendencia, un abogado y la persona que el Regulador General designe para ello, de manera que se determine cuál ha sido, para cada uno de estos expedientes, la ruta que ha seguido la queja desde el día en que entró hasta este momento. Lo importante, enfatiza, es resolver los pendientes lo antes posible, fijando un plazo máximo para su tramitación.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** comenta que, además se deben resolver las quejas hacia atrás con el procedimiento actual e incorporar un nuevo procedimiento con el que se van a atender las nuevas.

El señor **Dennis Meléndez Howell** comenta que se tiene que analizar con mucho cuidado el procedimiento e indica que en este momento, las personas encargadas de la revisión de todos esos expedientes, son los señores Luis Cubillo Herrera y Robert Thomas Harvey. El mayor problema se ha presentado con las resoluciones.

Explica que parte de la tarea, es realizar un inventario de todos los expedientes pendientes, para ir revisando una por una las resoluciones que se elevan al Despacho e ir identificando cuáles son los principales errores, especialmente aquellos que son reiterados. Incluso, se está coordinando una reunión con el personal de las Intendencias que han atendido esas quejas, para indicarles qué es lo que se está encontrando en la revisión. Además, se busca guiar, concientizar y capacitar a los profesionales a cargo de los casos, sobre cuáles han sido los errores que no deberían cometer.

Manifiesta que dicha reunión se está programando para principios de junio y es con todo el personal de las Intendencias, así como con el personal de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, que tienen a su cargo la atención de quejas y denuncias para tratar de unificar criterios en cuanto a la solución de esos trámites. Entre otros aspectos, el problema que se ha encontrado es que llegan expedientes con distintos tipos de errores y se devuelven a los funcionarios para su corrección. Sin embargo, en muchos casos, los funcionarios simplemente aducen que mantienen el criterio inicial y no están anuentes a modificarlo. Para dejar constancia de ello, ha pedido a los funcionarios a cargo de la revisión en el Despacho, que los devuelvan mediante oficio, para que, en caso que persistan los errores, se les haga responsable de estos.

Por otra parte, se ha tratado de atender todo lo concerniente a los expedientes relacionados con los taxis informales. El señor Robert Thomas ha estado trabajando con el personal de la Intendencia de Transporte Público, ya que las quejas representan un 80% del total. Otro punto, es que todos los expedientes que el Ministerio de Obras Públicas y Transportes ha trasladado a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se han venido acumulando, pues se solicitó información al citado Ministerio, pero nunca fue suministrada y los expedientes quedaron abiertos.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que desde su óptica, el tema de las quejas representa una prioridad, porque es el enlace más obvio entre la Institución y los usuarios. Existen avances en el flujograma de cómo se van a manejar las quejas hacia futuro, lo cual va a concentrar la responsabilidad en un solo departamento. No obstante, se requiere de un cronograma que ordene la situación a futuro.

El señor **Dennis Meléndez Howell** destaca que una posición que ha mantenido siempre, es que se debe hacer un cambio radical en la Dirección General de Participación al Usuario y, además, en la mentalidad del personal que tiene a su cargo la atención de quejas y denuncias, de manera que traten de resolver administrativamente, muchas de las quejas que ingresan, antes de que se abran los expedientes. Hay muchas quejas que se pueden resolver a nivel de “front office”, con simples llamadas telefónicas e intercesión con los operadores, sin necesidad de que entren a niveles ulteriores.

Señala que, lo que está sucediendo, es que cuando un usuario se presenta a interponer una queja, se le abre un expediente y se sigue todo el procedimiento. Lo oportuno sería que se puedan resolver muchas quejas, antes de que lleguen a formalizarse en un expediente y se sigan acumulando. Precisamente, para esos fines, es que se coordinó con autoridades de Colombia organizar un seminario en junio, al cual van a asistir funcionarios de la Superintendencia de Servicios Públicos y de la Superintendencia de Aguas de ese país, para brindar una serie de charlas acerca de cómo se debe tratar el tema de las quejas.

La señora **Grettel López Castro** indica que, respecto a lo que señala el señor Regulador General, le surge una inquietud, y es si con el mismo personal, se van a obtener los mismos resultados, ya que parece que existe un círculo vicioso procedimental. Apunta que la sugerencia de crear esa comisión, es delegar la tarea en funcionarios que tengan claro cómo es que se puede salir de este enjambre de procedimientos y de tareas, que si se pudieran agrupar y atender con algún criterio, podrían lograr una pronta resolución, aprovechando algunas economías de escala en términos de solucionar varios asuntos a la vez.

Es importante resolver cuanto antes el tema, porque a nivel de imagen existen no menos 500 usuarios descontentos, lo cual genera una aversión que no es buena para la Institución en momentos en que se está tratando de sacar adelante. De tal forma, determinar un plazo de tres meses, significa poner recursos a trabajar arduamente. Por lo tanto, insta a la Administración y a la Junta Directiva para insistir en este tema.

El señor **Dennis Meléndez Howell** señala que se pueden revisar esas quejas y hacer una nueva resolución a nivel de Despacho. No obstante, si se toma en cuenta la cantidad de expedientes que hay, esas nuevas resoluciones se va a convertir en un trabajo interminable, considerando que el Despacho únicamente cuenta, a tiempo parcial con el apoyo de dos personas, ya que se deben atender otras tareas. Reitera también, la importancia de responsabilizar al personal que tiene que hacer el trabajo de análisis de los distintos expedientes.

El señor **Enrique Muñoz Aguilar** subraya que, al tema de las quejas se le debe buscar una pronta solución, toda vez que es un problema que va en crecimiento. Se tiene un pendiente acumulado de años anteriores, esto en el caso de la Intendencia de Transporte Público. Comenta que se está tratando de sacar alrededor de 80 expedientes del año 2012, que se quedaron sin ningún tipo de trámite; muchos de ellos, van a requerir inspecciones, lo cual no es una tarea que pueda realizarse rápidamente.

Indica que es correcto lo señalado por el Regulador General, con respecto al tema de los expedientes de los taxis. Hay una propuesta para resolver ese tema, sin embargo; debe analizarse detenidamente, ya que el mismo gremio está esperando ver cómo se resuelve el problema con los porteadores, con el servicio especial de taxis, entre otras cosas. Las quejas aumentan día con día y lo más preocupante es que con el Facebook, correo electrónico y página web, se están incrementando exponencialmente.

El señor **Dennis Meléndez Howell** acota que para completar esa lista, a partir de la próxima semana, los usuarios pueden utilizar las oficinas de correos, para interponer sus quejas, por lo que va a crecer aún más.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** comenta que se podría hacer una diferenciación, primeramente que el usuario tenga la certeza que su queja se recibió y se le asignó a un funcionario, con lo cual va a obtener una respuesta institucional que está en un proceso. Sería una comunicación pronta, inmediata de acuso de recibo.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indica que se está trabajando en ese aspecto desde hace varios meses. Específicamente, se está en el proceso de elaborar una ruta crítica de las quejas, de manera que se vaya indicando la fecha en que ingresó, a quién se le asignó y en qué estado se encuentra. Se está indagando sobre el software que se requiere para lograr tenerlo a disposición en la página web, de forma que los interesados puedan verificar directamente su avance.

El señor **Enrique Muñoz Aguilar** comenta que, se tiene un proceso en el cual participan la Dirección General de Participación al Usuario, la Oficina de Comunicación, la cual recibe las quejas por Facebook y por estos medios; la Intendencia, el Despacho y, dependiendo del caso, participa la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, incluso la Junta Directiva. Definitivamente, se necesita de un equipo de trabajo para revisar y estandarizar criterios.

El señor **Dennis Meléndez Howell** resalta que el funcionario que recibe las quejas, debe tener suficiente conocimiento para empezar a orientar a las personas, de manera que determine si la queja tiene, o no, fundamento. En este sentido, la principal modificación que hay que introducir en la Dirección de Participación al Usuario es un rediseño completo de ese “front office”, con gente muy calificada y que tenga visión suficiente para poder discriminar de antemano cuáles cosas se pueden resolver fácilmente y sin que lleguen a etapas posteriores y den soluciones prácticas e inmediatas a las necesidades de los usuarios.

#### **ARTÍCULO 5. Recurso de apelación interpuesto por Estación de Servicio San Juan S.A., contra la resolución de la Intendencia de Energía RIE-029-2013. Expediente ET-194-2012.**

*A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores Edwin Canessa Aguilar, Henry Payne Castro, Ingrid Araya Badilla y José Carlos Rojas Vargas, funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en la discusión de este artículo.*

Se conoce el oficio 307-DGJR-2013, del 10 de mayo de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde un dictamen en torno al recurso de apelación interpuesto por la Estación de Servicio San Juan, S. A., contra la resolución de la Intendencia de Energía RIE-029-2013.

*A partir de este momento, la Junta Directiva declara un receso para analizar el tema.*

El señor **Dennis Meléndez Howell** reanuda la sesión e indica que, dado que los miembros de la Junta Directiva han debatido el tema y todavía no aparece un criterio uniforme, o no hay argumentos que hagan ver que es suficiente el consenso para llegar a tomar una decisión por cuatro votos, en este punto, se propone posponer este tema para una próxima sesión.

Analizado el planteamiento, somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

#### **ACUERDO 07-41-2013**

Posponer, para una próxima sesión, el conocimiento del oficio 307-DGJR-2013, del 10 de mayo de 2013, por cuyo medio la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio acerca del recurso de apelación interpuesto por la Estación de Servicio San Juan, S. A., contra la resolución de la Intendencia de Energía RIE-029-2013.

*Se retiran del salón de sesiones, los funcionarios Edwin Canessa Aguilar, Henry Payne Castro, Ingrid Araya Badilla y José Carlos Rojas Vargas.*

**ARTÍCULO 6. Gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Nacional Pro Defensa de los Usuarios de los Servicios Públicos.**

Se conoce el oficio 270-DGJR-2013, del 25 de abril de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se refiere a la gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Nacional Pro Defensa de los Usuarios de los Servicios Públicos, contra la resolución de Junta Directiva RJD-017-2013, del 20 de marzo de 2013.

El señor *Dennis Meléndez Howell* señala que la señora Carol Solano Durán, le informa que el presente tema está ligado con el recurso anterior, por lo tanto, la sugerencia es posponerlo para una próxima sesión.

Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 08-41-2013**

Posponer, para una próxima sesión, el conocimiento del oficio 270-DGJR-2013, del 25 de abril de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno a la gestión de nulidad absoluta interpuesta por la Asociación Nacional Pro Defensa de los Usuarios de los Servicios Públicos, contra la resolución de Junta Directiva RJD-017-2013, del 20 de marzo de 2013.

**ARTÍCULO 7. Solicitud de la Superintendencia de Telecomunicaciones para que participe en la definición de temas de naturaleza administrativa.**

Se conoce el oficio 332-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se refiere a la solicitud de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), para que el señor Ronny González Hernández, Jefe del Área Administrativa de la Sutel, pueda participar en conjunto con el Departamento de Recursos Humanos o quien corresponda, en la definición de algunos temas de naturaleza administrativa.

La señora *Carol Solano Durán* explica los antecedentes del tema, argumentos de la SUTEL, así como las recomendaciones del caso.

Seguidamente se origina un intercambio de impresiones entre los señores miembros de la Junta Directiva, dentro de los cuales se hace ver que la procedencia en este caso, al ser de índole administrativo, se traslade al Despacho del Regulador General para lo que corresponda.

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

**ACUERDO 09-41-2013**

Trasladar al Regulador General, para lo que corresponda, el oficio 332-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se refiere a una solicitud de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), respecto a si el Área Administrativa de Sutel puede participar conjuntamente con el Departamento de Recursos Humanos de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en distintos temas de naturaleza administrativa.



**ARTÍCULO 8. Propuesta de “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”. Expediente OT-013-2013.**

*A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, la señora Karla Montero Víquez y el señor Álvaro Barrantes Chaves, funcionarios de la Intendencia de Energía; los señores Edwin Canessa Aguilar, Henry Payne Castro, la señora Alejandra Castro Cascante, funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Asimismo, ingresa el señor Efraín Abarca Morales, consultor externo, a participar en el análisis de este artículo.*

Se conoce el oficio 611-IE-2013, del 14 de mayo de 2013, mediante el cual la Intendencia de Energía se refiere a la propuesta de “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”. Expediente OT-013-2013.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica el criterio técnico, desde el punto de vista de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, así como la recomendación del caso.

Ante una consulta del señor Juan Manuel Quesada Espinoza, en el sentido de si esa Dirección analizó el fondo de la propuesta, la señora **Carol Solano Durán** indica que, en la página 4 del dictamen, está con precisión el alcance del análisis. Explica que, según lo solicitado en su oportunidad por la Junta Directiva, dado la premura del proceso, se analizó el tema de competencia de la Junta Directiva y el procedimiento seguido para emitir este tipo de normativa.

Aclara que, tal y como se comentó en su oportunidad, dentro del equipo que contrató la ARESEP, estaban incluidos dos abogados, un experto nacional y otro internacional, que realizaron el análisis técnico de fondo. La Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria verificó que todas las oposiciones presentadas durante el período de consulta, fueran valoradas por el consultor.

Seguidamente el señor **Efraín Abarca Morales** explica las principales observaciones recibidas durante el período de audiencia pública, conforme a lo dispuesto en el acuerdo 09-15-2013, del acta de la sesión 15-2013, celebrada el 25 de febrero de 2013.

Subraya entre otras cosas, los antecedentes e indica que el propósito del reglamento es regular la participación de los actores de la industria eléctrica costarricense para el cumplimiento de los derechos y obligaciones adquiridos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y sus Reglamentos, en concordancia con la regulación nacional.

Sobre el contenido de las observaciones, considera que vistas las oposiciones y planteamientos esgrimidos en la audiencia, estos introducen un enriquecimiento del texto en la mayoría de los casos, y no son cuestionamientos a los planteamientos legales, técnicos o comerciales. Asimismo, la mayor parte de las posiciones presentadas, hacen alusión a la necesidad de que la propuesta de reglamentación debe ser más precisa, por tal razón, basadas en las mismas, se realizaron varias reformas que aclaran más el reglamento.

Destaca que, derivado de las posiciones presentadas en audiencia pública y que han sido aceptadas en este proceso, se realizaron cambios al reglamento, los cuales ayudan a la precisión de temas que no estaban claros en la propuesta original llevada a audiencia, entre los principales cambios están:

- La ampliación de Agentes del MER a futuras empresas establecidas por el ICE y sus empresas en el sector eléctrico costarricense.
- Que la representación del ICE en el MER a los agentes del MEN es una actividad regulada por la ARESEP, ya que corresponde a la etapa de comercialización de energía.

- La obligación de los agentes del MEN de entrega de información al OS/OM.
- Reclamos por parte de los agentes del MER y del MEN con Contrato Marco al OS/OM sobre documentos de cobro de las transacciones regionales.
- Se incluyó un transitorio que entrelaza el presente Reglamento con el tercer entregable de la consultoría, siempre sobre interacción del MEN con el MER.

Explica que, una vez introducidos esos cambios sugeridos a los artículos originalmente propuestos en el reglamento, discutidos y consensuados con la Intendencia de Energía, el grupo consultor considera que este Reglamento se encuentra listo para ser sometido a conocimiento y aprobación por parte de la Junta Directiva de la ARESEP.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** le consulta al señor Efraín Abarca, si estima que los cambios que se le hicieron al reglamento, a raíz de la audiencia pública, implican algún cambio sustantivo que amerite volverlo a someter a audiencia.

El señor **Efraín Abarca Morales** explica que los cambios que se aceptaron, desde su punto de vista, no son sustanciales. De hecho, hubo consenso con funcionarios de la Intendencia de Energía y del grupo consultor, que eran cambios que hacían falta, pero ningún tema se refiere a los pilares del reglamento.

Finalmente, se refiere a lo que vendrá para la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a raíz de la aprobación del reglamento:

- Este Reglamento asigna responsabilidades dadas desde la Aprobación del Tratado Marco
- Durante el proceso de implementación hay que tener criterio para evitar obstáculos de los agentes.
- La segunda propuesta profundiza los temas técnicos y comerciales
- Se debe de trabajar en un proceso de transición para la contraparte hacia los agentes del MEN y del MER.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Intendencia de Energía, conforme a su oficio 611-IE-2013, así como lo expuesto por el señor Efraín Abarca Morales, consultor externo, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **CONSIDERANDO:**

- I.** Que mediante la Ley 7848 publicada en el Alcance 88 a La Gaceta 235 del 3 de diciembre de 1998, Costa Rica aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo.
- II.** Que por medio de la Ley 9004, del 31 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre de 2011 y ratificada mediante Decreto N° 36955-RE, publicado en La Gaceta N° 56 del 19 de marzo de 2012, se aprobó el II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
- III.** Que los seis países del área que suscribieron y aprobaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) se comprometieron a establecer este mercado regional, con el objetivo de establecer: “*la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.*” (Artículo 1º del Tratado).

- IV. Que para que ambos mercados funcionen en forma armoniosa, la integración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con el MER implica, entre otras cosas: el análisis, diseño, aprobación y puesta en marcha de una serie de normativas a nivel nacional, denominadas interfaces de armonización regulatoria.
- V. Que el artículo 12 del Segundo Protocolo (Ley 9004), al reformar el artículo 32 de Tratado Marco, le estableció como un compromiso adicional de los Gobiernos del área, la siguiente obligación:
- “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.”*
- VI. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 Capitulo 1, página 21, en lo que concierne a las políticas y metas, establece en su cuarto eje denominado **“Competitividad e Innovación”** que:
- “ En aras de mejorar la productividad y contribuir al crecimiento, pero sobre todo, al desarrollo económico, fija la atención en áreas prioritarias como son el fortalecimiento del capital humano y la innovación; el desarrollo de infraestructura de apoyo para la producción y la comercialización así como el fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales y el clima de inversiones”.
- VII. Que el VI Plan Nacional de Energía 2011-2030 establece los siguientes objetivos:
1. Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.
  2. Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.
- Señala además, que se deben “aprovechar los beneficios de la integración energética, apoyando proyectos energéticos de índole regional, forjados a partir de alianzas entre las empresas del sector, acuerdos de carácter internacional y convirtiendo al país en uno de los potenciales líderes del proceso”.
- VIII. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece en su artículo 4 lo siguiente: “Objetivos. (...) d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos sujetos a su autoridad. (...)”
- IX. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 5, lo siguiente: “Funciones. En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora, fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización (...).”

- X. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en el artículo 25, lo siguiente: “Reglamentación. La Autoridad Reguladora 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 con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.”

Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece lo siguiente: "...Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta, y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación: // (...) c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25; (...).”

- XI. Que de conformidad con lo establecido en el artículo 53 inciso n) de la Ley 7593 y sus reformas, corresponde a la Junta Directiva el dictar los reglamentos técnicos que requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta ley y las modificaciones de éstos.
- XII. Que mediante acuerdo 09-15-2013, de la sesión ordinaria N° 15-2013 celebrada el 25 de febrero de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora ordenó iniciar el trámite y someter a audiencia pública, el proyecto denominado “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”.
- XIII. Que la convocatoria a audiencia se publicó en los periódicos La Nación y La República el día 28 de febrero de 2013 y en el Alcance Digital N° 40 a La Gaceta N° 42 del 28 de febrero de 2013, (folios 76 al 78).
- XIV. Que la audiencia pública se realizó el 21 de marzo de 2013, por medio del sistema de video conferencia y de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593, en los siguientes lugares: Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en los Tribunales de Justicia de: Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón y Cartago Centro. Así como, de forma presencial en el salón parroquial de Bri Brí, ubicado al frente de la Escuela Líder de Bri Brí, Limón, (folio 246)
- XV. Que de conformidad con el oficio 744-DGPU-2013 del 22 de marzo de 2013 (informe de oposiciones y coadyuvancias), dentro del trámite del presente asunto se presentaron las siguientes posiciones: 1) Manuel Ureña Castro, cédula N° 1-542-066; 2) Asociación Costarricense de Productores de Energía-ACOPE-, representada por Mario Alvarado Mora; 3) Asociación Sindical de empleados de la Industria de Comunicaciones y Electricidad – ASDEICE-, representada por Fabio Chaves Castro; 4) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) representado por el Ingeniero Salvador López Alfaro; 5) El Embalse S.A., representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez; 6) Planta hidroeléctrica Don Pedro S.A., representado por José Antonio Benavides Sancho; 7) Planta Hidroeléctrica Río Volcán S. A., representado por José Antonio Benavides Sancho; 8) Molinos de Viento del Arenal S. A. (MOVASA), representado por José Antonio Benavides Sancho; 9) P. H. Chucás S. A., representado por José Antonio Benavides Sancho; 10) José Mario Cordero Hernández, cédula N° 8-065-112 y 11) Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), representado por el licenciado Oscar Meneses Quesada (folios 99 al 101).

- XVI.** Que tanto las oposiciones como las coadyuvancias han sido analizadas por la Intendencia de Energía y el grupo consultor contratado para estos efectos. Por medio del oficio 611-IE-2013 la Intendencia de Energía, que es base para la presente resolución, recomienda la aprobación de este reglamento.
- XVII.** Que de conformidad con el oficio 611-IE-2013, como respuesta a las posiciones formuladas dentro de los autos, debe indicarse lo siguiente:

“(…)

#### **1. Manuel Ureña Castro**

Respecto a los argumentos del señor Ureña, se le indica lo siguiente:

En cuanto a la observación de dividir el Considerando 1 es de forma y no afecta el fondo, por lo que se mantiene el texto original. Pero sí se acepta la observación del Considerando 3 y se procede a readecuar la redacción.

Se agrega la abreviatura de SCADA en el Artículo 1. Y se le indica que sobre el artículo 2, donde recomienda agregar distintas definiciones, no se considera necesario que estos términos estén incluidos en dicho artículo, puesto que se trata de un reglamento general.

Sobre la definición de los servicios auxiliares, sí es necesario identificar los que aplican para el MER y para el MEN de forma separada, ya que este Reglamento norma la interacción entre los dos mercados. Por lo tanto se modifica la redacción considerando la observación presentada.

Se le indica que la amplitud en la definición de SEN es necesaria, para no delimitar el actuar del Regulador para casos de agentes donde considere que afecta el desenvolvimiento de los demás participantes. Por otra parte se le aclara que la definición “Mercado Eléctrico Mayorista de Electricidad” no está ligado por defecto a los mercados ocasionales de energía.

Con respecto al artículo 7 debe recordarse que el ICE y sus empresas no son solamente el ICE y la CNFL S. A., sino otras que actualmente tiene su participación en otros negocios y bien podrían entrar al mercado. Así las cosas, sobre nuevas empresas del ICE, se toma en cuenta el comentario del opositor.

Sobre el artículo 10 se le indica que le corresponde al ICE como institución autónoma, designar o crear un órgano administrativo que realice las funciones de OS/OM, y que el mismo funcione bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia respecto a las otras funciones que realiza ese Instituto. Por otra parte sobre el canon tarifario que propone, al delegársele al ICE el establecimiento del OS/OM, la propuesta del financiamiento la debe de presentar el ICE a la ARESEP.

Sobre el artículo 12 inciso a) se toma en cuenta la observación, por lo que se eliminó la frase “además de sus funciones actuales”. Por otra parte, respecto al inciso 12 h) de la jerarquía del OS/OM, se le indica que al definirse los agentes del MEN, se les asigna la responsabilidad de seguir las directrices que emita el OS/OM, bajo lo establecido en la Regulación Regional. Además, también se le aclara que el Ente encargado de otorgar las autorizaciones para prestar los servicios de suministro de energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización), es el Ministerio de Ambiente y Energía, tal y como se dispone en el artículo 5 de la Ley 7593.

Sobre el artículo 15 en relación con la conservación de la información, se le aclara que el mismo indica la obligación de los agentes del MER a conservar la información por un plazo mínimo de 5 años, se incorpora a la propuesta la obligación para todos los agentes del MEN.

Respecto a la propuesta de modificación de la redacción del artículo 17, se le indica que la misma se mantiene tal cual, toda vez que la palabra completitud es definida en el diccionario de la Real Academia Española (RAE) como “cualidad de completo”, lo que aplica a la finalidad del artículo.

Sobre la observación realizada respecto al artículo 19, se le indica que la validación del OS/OM de la información remitida por los agentes es necesaria. Además, respecto a los horarios indicados en los capítulos I y II, estos son complementarios para realizar las funciones de optimización de requerimientos y excedentes del MEN y el cumplimiento de información al MER, por lo tanto no se aprecia la incongruencia alegada.

Se le indica que respecto a su recomendación de modificar la redacción del artículo 22, se mantiene la redacción del artículo ya que se considera que está más detallado y claro que el propuesto.

Sobre la observación realizada al artículo 25, se considera necesario aclarar que el reglamento incluye la información que se establece como mínima para el detalle de las ofertas, esto no exime al OS/OM de incluir toda la información necesaria para el cumplimiento de la regulación regional.

Respecto de la observación realizada al artículo 32, se le indica que se procede a tomarla en cuenta y se modifica la redacción. Por otra parte, se le aclara que lo relacionado a los agentes comercializadores está contemplado en el Capítulo I del Título III.

Acerca de su observación sobre el artículo 34, se le indica que el concepto de “mejores prácticas” sobre una estimación son aquellas que las acerquen a los datos reales pos-operación, este Reglamento no impone una metodología en particular, ya que técnicamente pueden utilizarse varios modelos, y además, el fin de solicitarle al OS/OM la información es para llevar un control de los resultados, darle seguimiento y hacer las respectivas recomendaciones al operador si fuera el caso.

Sobre la posición planteada en torno al artículo 39, se le indica que este tema se define en el artículo 44.

Sobre la observación del artículo 47, se le indica que el costo de oportunidad del MEN es utilizado en las ofertas de compra de la energía para el MCR y el MOR. En el caso que describe el artículo 47 se realiza la oferta al MER al costo variable de operación por una obligación de la normativa regional.

En cuanto a la recomendación vertida sobre el capítulo 8, se le indica que el traslado de los beneficios obtenidos por transacciones regionales sale del alcance de este reglamento, ya que en él no se establecen las metodologías de cálculo de tarifas nacionales. Además se le aclara que el OS/OM no puede hacer transacciones, solo los agentes del mercado.

Sobre las observaciones a los artículos 72 y 73, se le indica que los plazos de atención del OS/OM y de los agentes son normados en la regulación regional y en este Reglamento.

Respecto a la consideración del artículo 88, se le indica que el tema de las garantías está normado en la reglamentación regional; sale del alcance de este reglamento establecer la forma en la que éstas se trasladarán a los agentes del mercado y será un tema que debe abordar el OS/OM en su consolidación. Se le aclara que respecto a las garantías de los agentes del MER, las mismas se encuentran normadas en el artículo 1.9 del libro II del RMER, por otra parte las garantías para los agentes del MEN deberán estar contempladas en el contrato marco, tal y como se indica en el artículo 8 del presente reglamento.

Sobre la duda en la redacción que indica el opositor del artículo 89, se le indica que se corrigió la palabra “ganaría” por “garantía”.

Acerca de la solicitud de indicarle en qué parte del reglamento se incluye los reclamos por errores en el cobro, en relación con el artículo 92, se le aclara que no estaba considerado y que concordamos con él, de la importancia del tema por lo que se incorpora en los artículos 91 y 94.

Se le indica que sus preocupaciones respecto a la redacción de los artículos 103 y 107, ya se encuentran dentro de las facultades que la Ley 7593 le da a esta Autoridad Reguladora, y además en el último de ellos se establece que es este organismo regulador es el que interpretaría de forma definitiva el reglamento.

Respecto a lo indicado del artículo 104, se le aclara que aunque el reglamento no incluye ningún artículo donde se obliga a las empresas del sector eléctrico a separar sus unidades de negocio, la obligación de separar contablemente las actividades ya se encuentra establecida en los artículos 14 incisos a) y d) y 20 de la Ley 7593, por lo que es de acatamiento para todas empresas reguladas.

## **2. José Mario Cordero Hernández**

Respecto a los argumentos del señor Cordero, se le indica lo siguiente:

En relación con la periodicidad de actualización del reglamento, se le indica que esta función está dentro de las potestades de la Autoridad Reguladora, entidad que según el artículo 25 de la Ley 7593 es la encargada de emitir y publicar los reglamentos técnicos, los cuales deben establecerse conforme a los estándares existentes en el país o en el extranjero, lo que provoca que estén en constante revisión para mantenerlos actualizados.

Respecto a introducir en el reglamento el tema del control de capitales especulativos y promoción de la inversión en fuentes limpias de energía, se le indica que ambos temas salen del alcance de este reglamento, por lo que no son incluidos en el mismo.

## **3. Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC)**

Respecto a los argumentos de JASEC, se le indica lo siguiente:

Esta Autoridad considera que dentro de la definición de Generación Obligada se encuentran las plantas citadas por su representada. Se deja de forma genérica, para incluir por razones técnicas o contractuales aquella producción que sea inflexible.

Sobre la petición de plazos mayores para la elaboración de los costos variables de generación, los mismos están delimitados por la vigencia plena del RMER, ya que no se pueden proponer plazos que provoquen incumplimientos de compromisos adquiridos desde el año 2005 con la aprobación de dicho reglamento regional.

#### **4. Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).**

Respecto a los argumentos de ACOPE, se le indica lo siguiente:

Sobre lo solicitado del artículo 2:

- a. Se acepta la solicitud de modificación de “agentes de mercado”.
- b. Sobre las modificaciones sugeridas al “contrato marco”, se le aclara que el tema de que sea voluntario entre las partes queda cubierto cuando se describe en el texto del reglamento: “Podrán los agentes nacionales dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER”. Al respecto de establecer un “pre-contrato” por parte de ARESEP, concluimos que se deja a libertad de la partes ya que existe una variedad de actores con características muy diferentes e intereses variados en el MER, esta Autoridad sí deja constar que dicho documento deberá de ser validado por la ARESEP, de conformidad con el artículo 8 del reglamento.
- c. Por otra parte, esta Autoridad considera que dentro de la definición de generación obligada se encuentran las plantas de generación contratadas bajo la Ley 7200 y 7508 ya que por razones contractuales, la misma es inflexible y debe adquirirse. Se deja de forma genérica para incluir cualquier otra figura contractual que obligue a la compra de energía eléctrica.
- d. Se le aclara que este Reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la etapa segunda con el detalle solicitado.
- e. Respecto a la solicitud planteada de modificar la redacción de los artículos 8 y 9, se acoge la propuesta.

Sobre la propuesta de modificación planteada al artículo 10, se le aclara que la designación del OS/OM al ICE, ésta se basa en la Ley 9004 artículo 2 tercer párrafo, el cual asigna al ICE en la integración al OS/OM regional, como parte de su necesaria interrelación como operador del sistema y del mercado, y no como agente, dado que esa figura la desarrolla ese cuerpo legal por separado, le asigna de forma expresa el despacho eléctrico nacional, actividad que solo puede realizarse si se está administrando la red y el mercado.

Adicionalmente en la Ley 449 en su artículo 2, se otorga las funciones propias de este tipo de entes al ICE. Por lo anterior esta Autoridad considera que son funciones asignadas bajo la legislación nacional al ICE, y que no es posible modificar mediante un reglamento, como el presente.

Con respecto al literal i) del artículo 12, se le indica a la Asociación que el OS/OM sí debe aprobar las indisponibilidades, lo anterior para establecer responsabilidades ante el MER y MEN, siempre manteniendo la independencia, imparcialidad y transparencia, tal como está planteado en el Reglamento.



Con respecto al literal o) de ese artículo se le indica que se acepta la modificación.

Respecto al cambio solicitado del artículo 14, se le indica que no se acepta la eliminación propuesta, ya que, aunque esa obligación se encuentra normada en la Ley 7593, la reglamentación en temas del MER es novedosa y específica, donde se crea un nuevo ambiente en el mercado eléctrico nacional, por lo que se debe fortalecer este tipo de obligaciones.

Respecto a los cambios solicitados de los artículos 16, 17 y 18 se le indica que no se acogen, ya que este requerimiento de información aplica para todos los agentes del MEN y MER, indistintamente si tienen o no contrato marco, es un requerimiento del MER para toda la industria eléctrica nacional.

Sobre los cambios solicitados a los artículos 21 y 22, se le indica que las observaciones son tomadas en cuenta y se modifican los reglamentos, pero también se le aclara que la información que se debe presentar al OS/OM es la disponibilidad de generación horaria y los costos variables de operación horarios de la planta.

#### **5. Asociación Sindical de Empleados de la Industria de Comunicaciones y Electricidad, ICE (ASDEICE)**

Respecto a los argumentos de ASDEICE, se le indica lo siguiente:

Se le indica que el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, corresponde a la obligatoriedad asumida por Ley supra nacional oportunamente firmada por el Estado de Costa Rica, como parte del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –aprobado por la Asamblea Legislativa a través de la Ley 7848- y sus Protocolos, con el objeto de servir de “Interfaz” o “Armonización” regulatoria entre la regulación eléctrica nacional y la regulación eléctrica regional, por lo que de conformidad con lo establecido en dicho Tratado y sus Protocolos, nuestra regulación nacional eléctrica debe, en lo procedente, armonizarse con dicha regulación regional, extremo este que recoge el Segundo Protocolo al Tratado mencionado.

Al pretender este reglamento ser armonizador con la reglamentación regional, el mismo debe regular las relaciones entre los distintos participantes del mercado nacional, que ya existen bajo distintas leyes de la República, y que no se están modificando mediante la presente iniciativa.

Además se le aclara que la conclusión a la que se arriba, de que “se está en presencia de la creación de un mercado eléctrico abierto en Costa Rica, el cual por legislación a la fecha no existe y se estaría creando mediante Reglamento”, no pareciera corresponder a lo que los artículos citados preceptúan, pues los mismos lo que hacen es establecer quiénes podrán actuar en el Mercado Eléctrico Regional bajo las normativas existentes.

Esto se hace por que la normativa regional da derechos y obligaciones en dos ámbitos, el primero a los agentes del MER, y en el segundo ámbito obligaciones a los agentes del MEN, los cuales se componen de toda la industria eléctrica nacional; si no se realizara esta categorización, el país no podría identificar a quiénes se les debe de asignar obligaciones que afectan a todos los participantes. Es un ordenamiento de forma, no de fondo, por lo que este artículo no alimenta la tesis de que se está cambiando o creando un Mercado Eléctrico Nacional distinto al vigente. La legislación actual costarricense establece la existencia y la posibilidad de desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, bajo la figura de servicios públicos otorgados por concesión según la Ley 7593.

Se concluye pues, que no se está creando un nuevo mercado en Costa Rica, se está ordenando el existente y haciéndolo congruente con lo establecido ya en nuestra legislación y la regulación regional.

Por otra parte, el segundo aspecto que menciona la Asociación debe ser aclarado, ya que el artículo 2 de la Ley 7848 no está vigente tal cual es citado, por haber sido modificado por el artículo 2 de la Ley 9004.

El artículo “Contrato Marco” establece un mecanismo nacional para trasladar derechos y obligaciones de parte de los agentes del MER a los agentes del MEN. El Reglamento tiene como pilar el hecho de que el ICE y sus empresas son los únicos agentes del MER, según se estableció en el artículo 3 de la Ley 9004 que aprobó el II Protocolo. Pero también en la elaboración de este Reglamento se concluyó que las responsabilidades aprobadas por la Asamblea Legislativa en el artículo mencionado anteriormente, son imposibles de cumplir por parte del ICE de forma aislada, ya que hay aspectos del control de la generación y la demanda en tiempo real que se debe de trabajar en equipo entre todos los participantes de la industria, por lo cual se creó un mecanismo de negociación bilateral para el traslado de obligaciones a los agentes del MEN siempre y cuando el ICE y sus empresas los representen en transacciones regionales.

En cuanto a que el artículo 5 del reglamento es omiso en cuanto a no establecer el mecanismo a través del cual se otorgan las concesiones para la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, esto se regula así dado que cuando se hace regulación es anti técnico jurídicamente hablando, repetir los estamentos que otras leyes ya han preceptuado y que están vigentes, por lo que ARESEP conociendo el derecho costarricense y el internacional relacionado con el quehacer eléctrico en América Central, procedió a “integrar” el derecho del país en la propuesta normativa.

Se concluye entonces que el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de Regional, propuesto por ARESEP, se encuentra apegado a derecho, por lo que resulta procedente no acoger los argumentos presentados por ASDEICE, en calidad de oposición.

#### **6. EL EMBALSE S. A., P. H. DON PEDRO S. A., P. H. RÍO VOLCÁN S. A., MOLINOS DE VIENTO DEL ARENAL S. A. (MOVASA) Y P. H. CHUCÁS S. A.**

Por contener las posiciones de estas empresas los mismos temas, la respuesta a sus posiciones se les da en conjunto a continuación:

Respecto al trato de centrales de generación al amparo de las Leyes 7200 y 7508, esta Autoridad considera que dentro de la definición de generación obligada se encuentran las mismas ya que por razones contractuales, la generación proveniente de estas centrales es inflexible y debe adquirirse. Se deja de forma genérica para incluir cualquier otra figura contractual que obligue a la compra de energía eléctrica.

Sobre la asignación del OS/OM al ICE, ésta se basa en la Ley 9004 artículo 2 tercer párrafo, el cual asigna al ICE en la integración al OS/OM regional, como parte de su necesaria interrelación como operador del sistema y del mercado, y no como agente, dado que esa figura la desarrolla ese cuerpo legal por separado, le asigna de forma expresa el despacho eléctrico nacional, actividad que solo puede realizarse si se está administrando la red y el mercado.

Adicionalmente en la Ley 449 en su artículo 2, se otorga las funciones propias de este tipo de entes al ICE. Por lo anterior esta Autoridad considera que son funciones asignadas bajo la legislación nacional al ICE, y que no es posible modificar mediante un reglamento, como el presente.

Respecto a la fijación de tarifas por la ARESEP para el servicio de comercialización que haya sido concesionado, se acoge la propuesta.

Sobre su observación de los servicios auxiliares se aclara que este reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas en el corto plazo para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la etapa segunda con el detalle solicitado.

Se le aclara que en el artículo 2 se definen los Agentes del MEN, y en el artículo 5 se reconocen como actores nacionales, y que ambos artículos tienen fines distintos, por lo cual se mantienen ambos como fueron planteados. Además, se aclara que son agentes del MEN las personas naturales o jurídicas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, y que cuenten con la concesión o autorización respectiva para la realización de las mismas. Por lo tanto, están incluidas todas las categorías mencionadas en su posición y el trato que se dará es aquel que sea definido por el presente Reglamento.

Por las características del reglamento no puede haber una definición genérica de los agentes, es por eso que se separan las definiciones de agentes del MER, agentes del MEN o agentes del MEN con contratos marco, para no llevar a confusión al lector.

Se procede a sustituir en la definición de Ofertas de Pago Máximo por Cargos Variables de Transmisión la frase “contrato físico flexible” por “contrato no firme físico flexible”.

Sobre las modificaciones sugeridas al contrato marco, se les aclara que el tema de que sea voluntario entre las partes queda cubierto cuando se describe en el texto del reglamento: “Podrán los agentes nacionales dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER”. Al respecto de establecer un “pre-contrato” por parte de ARESEP, concluimos que se deja a libertad de las partes ya que existe una variedad de actores con características muy diferentes e intereses variados en el MER, esta Autoridad sí deja constar que dicho documento deberá de ser validado por la ARESEP, de conformidad con el artículo 8 del reglamento.

En cuanto a la solicitud de aclaración de la definición de agente de MER, se aclara que la definición de los agentes ICE Generador, ICE Transmisor, ICE Distribuidor o ICE Comercializador; CNFL S. A. Generador, CNFL S.A. Distribuidor o CNFL S.A. Comercializador, son diferentes figuras que se deben separar en unidades de negocio para cumplir con los requerimientos de la regulación regional.

Respecto a la solicitud de dar libre acceso a las redes de distribución y transmisión, se acoge la propuesta planteada, por lo que se actualizará la redacción del artículo en la forma propuesta. En todo caso, se debe indicar que el libre acceso también deriva de la naturaleza de servicio público que indica el artículo 5 de la Ley 7593 para el servicio eléctrico en sus diferentes etapas.

Respecto a la solicitud de adicionar al artículo 11 que “Los agentes del MEN y del MER podrán apelar las decisiones del OS/OM ante ARESEP por medio de los recursos ordinarios”, se le indica que los agentes pueden recurrir en sede administrativa ante el ICE de conformidad con la Ley General de la Administración Pública y de no solucionarse pueden plantear el conflicto en los términos de la Ley 7593.

Respecto a las observaciones acotadas del artículo 12, se le indica que:

- a. El OS/OM sí debe de velar y aplicar la regulación nacional y regional, la ARESEP y la CRIE emiten y dan seguimiento a dichas regulaciones y sancionan si son incumplidas; por lo que se considera que no procede la eliminación del inciso f) del artículo 12.
- b. El OS/OM sí debe de aprobar las indisponibilidades, lo anterior se da para establecer responsabilidades ante el MER y MEN, siempre manteniendo la independencia, imparcialidad y transparencia, tal como está planteado en el Reglamento, por lo que no procede la eliminación del inciso i) del artículo 12.
- c. Aceptada y aplicada la observación respecto al inciso k).
- d. Las estrategias de operación segura del SEN son definidas por el OS/OM, ya que es el único que tiene la información necesaria para establecerlas. La vigilancia de la ARESEP en estos temas debe de garantizar que lo establecido por el OS/OM responden a la conveniencia nacional, por lo que no procede la propuesta planteada de modificar el inciso l) del artículo 12.
- e. El planeamiento regional es aprobado por el EOR, pero necesita el apoyo de los OS/OM para elaborarlo, por lo que no procede la eliminación del inciso m) del artículo 12.
- f. Los servicios auxiliares se terminarán de normar a detalle en la segunda etapa de interfaces detalladas. Se considera que sí hay responsabilidad de todos los agentes del MEN de proporcionarlos, posteriormente se delimitará esta función a nivel de cada agente del MEN.
- g. A partir de la identificación de las capacidades de transmisión nacionales se desprenden las capacidades de transmisión regionales, es una metodología establecida en la regulación del MER. Este Reglamento no tiene como fin la identificación de escasez de transmisión, sino que esto debe ser una labor permanente del operador del sistema en coordinación con el agente transmisor nacional.
- h. Al OS/OM se le da la atribución regional de participar en la estimación de la energía firme a contratar por el país.
- i. Se incorpora dentro del inciso s) la frase “territorio nacional”.
- j. Se aclara el inciso de tal forma que se refiera al sistema de medición comercial regional instalado en el territorio nacional.

Respecto a la solicitud de aclaración del artículo 14, se le indica que la reglamentación en temas del MER es novedosa y específica, donde se crea un nuevo ambiente en el mercado eléctrico nacional, por lo que se debe fortalecer este tipo de obligaciones.

Sobre la observación realizada al artículo 19 se le indica que la normativa regional crea dos ambientes de entrega de información, el primero es donde establece obligaciones a los agentes del MER y que es relativo principalmente a las transacciones comerciales, y el segundo que establece responsabilidades a nivel de los agentes del MEN. En ninguno de los dos casos se exige a los agentes del MEN de entregar información directamente al OS/OM o a la ARESEP.

Se recibe la observación del artículo 21 y se aclara que la información que se debe presentar al OS/OM es la disponibilidad de generación horaria y los costos variables de operación horarios de la planta. Este requerimiento de información aplica para todos los Agentes del MEN y MER, indistintamente si tienen o no contrato marco, es un requerimiento del MER para toda la industria eléctrica nacional.

Se acepta la modificación propuesta para el artículo 24.

Se realizó la aclaración solicitada al artículo 25.

Respecto a la solicitud de eliminar el artículo 26, se le aclara que el mismo se incluyó por ser un requerimiento regional y una función asignada al OS/OM como administrador del MEN, por lo que no procede la eliminación solicitada.

Las posiciones también solicitan eliminar el artículo 27, al respecto se les indica que si bien es cierto el EOR es el que efectúa el despacho regional, de conformidad con la estructura planteada en el presente reglamento, donde separa la función del OS/OM, le corresponde a éste realizar el predespacho nacional como administrador del MEN, por lo que no procede la eliminación del artículo.

Respecto a la observación del artículo 28 se le aclara que al referirse este reglamento al funcionamiento del MEN, todas las funciones de verificación de asignación de ofertas se refieren al ámbito nacional y su repercusión económica y técnica.

Sobre la observación a los artículos 34 y 35, se les indica a los participantes en la audiencia que la publicación de la información es un tema que está considerado en el artículo 36 del reglamento. Además, se les aclara que este reglamento es la primera etapa de dos que se tienen contempladas para armonizar de forma total el MEN con el MER, el detalle de los Servicios Auxiliares se concluirá en la segunda etapa segunda.

Tomando en cuenta lo sugerido en cuanto al artículo 38, se realizó una modificación al mismo, agregando a los agentes del MEN con contrato marco. También, estos agentes deberán enviar su información de forma directa al OS/OM.

Se definió a cuáles agentes se refiere el artículo 39. Se considera que lo solicitado no se puede eliminar, ya que tener asignados los excedentes o requerimientos a la hora de presentar un contrato regional, es un requisito indispensable para respaldarlos.

Se realizó la aclaración de los tipos de agentes que participan en los artículos 40, 42 y 44.

Respecto a la solicitud planteada para el artículo 103, se le indica que la regulación regional alcanza a los agentes del MEN, de la forma en que se ha aclarado en las respuestas anteriores.

## **7. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)**

Respecto a los argumentos del ICE, se le indica lo siguiente:

Para la realización del análisis adecuado de los comentarios y oposición presentada en la primera parte del documento ya citado, es procedente atender el contexto jurídico en el que se hace la propuesta de Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, y para esto es obligado referirse al enunciado de la Constitución de la República, que establece:

*“ARTÍCULO 121.- Además de las otras atribuciones que le confiere esta Constitución, corresponde exclusivamente a la Asamblea Legislativa:*

*(...)*

*14) Decretar la enajenación o la aplicación a usos públicos de los bienes propios de la Nación. No podrán salir definitivamente del dominio del Estado:*

*a) Las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional, b)... y c)...*

*Los bienes mencionados en los apartes a), b) y c) anteriores, sólo podrán ser explotados por la administración pública o por particulares, de acuerdo con la ley o mediante concesión especial otorgada por tiempo limitado y con arreglo a las condiciones y estipulaciones que establezca la Asamblea Legislativa.”*

Como se estableció con anterioridad en la Constitución Política de la República, el Estado se reservó con carácter monopólico la explotación de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional, permitiendo la misma Constitución, que la explotación la pudiera realizar el propio Estado a través de sus entes o por particulares, por medio de una figura de concesión.

La relevancia que tiene este enunciado constitucional para la figura del ICE, es que si bien se le reconoce y enmarca dentro de la figura del monopolio Institucional de hecho o existente, previo al momento de la aprobación y entrada en vigencia de la Constitución Política del país, en realidad la actividad a la que se dedique, en el ámbito del quehacer eléctrico, no lo es, puesto que la propia Constitución permite a terceros dedicarse a las mismas actividades que al ICE, solo que a través de la figura de la concesión.

Congruente con lo manifestado con anterioridad y conforme la modernización y actualización de la legislación, que desarrolla estos temas se tiene que la Ley 7593 establece:

*“Artículo 5.- Funciones*

*En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:*

*a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.*

*(...)*

*La autorización para prestar el servicio público será otorgada por los entes citados a continuación: Inciso a) Ministerio del Ambiente y Energía. ...”*

*“Artículo 9.- Concesión o permiso. Para ser prestatario de los servicios públicos, a que se refiere esta ley, deberá obtenerse la respectiva concesión o el permiso del ente público competente en la materia, según lo dispuesto en el artículo 5 de esta ley. Se exceptúan de esta obligación las instituciones y empresas públicas que, por mandato legal, prestan cualquiera de*

*estos servicios. Sin embargo, todos los prestatarios estarán sometidos a esta ley y sus reglamentos.”*

De los preceptos legales citados, se establece:

- a. La delegación de una actividad estatal constitucional, como lo es la explotación de las aguas del dominio público en el territorio nacional, para la obtención de sus fuerzas, a un ente de Estado como ejecutor de las mismas; esa actividad, si bien es cierto el Estado se la reservó y de conformidad con la Ley 449 la delegó en ICE, tal delegación no tiene carácter de exclusividad.
- b. La no exclusividad del desarrollo de las actividades del quehacer eléctrico en Costa Rica, se encuentra presente en el segundo precepto legal citado, cuando la Ley 7593 establece como “servicio público” las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; por lo que se concluye que no solo el ICE puede realizar las actividades de la cadena del quehacer eléctrico, sino también otros entes públicos o privados con el otorgamiento de una concesión o autorización.

Con este contexto jurídico, a nivel Constitucional y de legislación ordinaria actualizada, se analiza la oposición planteada por ICE en cuanto al tema de la optimización de la energía ya que indica que no hay un marco legal para que se traslada esa actividad a los agentes del mercado nacional.

Lo manifestado por el ICE supone:

- a. Que la propuesta de Reglamento le quita la actividad de optimización de la energía eléctrica, actividad esta que el ICE ejerce, en la actualidad, a través de la reunión de todas las actividades del quehacer eléctrico –generación, distribución, transmisión, comercialización-, además de las de Operación del Sistema y del Mercado- bajo una estructura empresarial o institucional de forma vertical y concentrada-, aunque como ya se analizó dicha función no le está dada de forma única o exclusiva; sin embargo y para referirnos a quién realiza la optimización de la energía en el Mercado Eléctrico Nacional, según el Reglamento, esta actividad será realizada por el ICE a través de la figura del Operador de Sistema y de Mercado -OS/OM- a la que corresponde realizar la labor del máximo aprovechamiento de la energía eléctrica al menor precio, en el MEN; lo anterior queda establecido en el Reglamento ya relacionado en sus artículos 10 y 27.
- b. Que la propuesta de Reglamento interfiere con la actividad de encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional. Esta aseveración debe ser analizada desde dos ángulos:
  - i. No hay Interferencia en la actividad de encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica, facultad de ICE, ya que en ningún artículo del Reglamento la limita de forma directa o indirecta, bajo ningún precepto y que todo lo contrario, el propio Reglamento reconoce su calidad de agente del MER, otorgado por Ley. El Reglamento establece la división de actividades del quehacer eléctrico en el MEN, de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en sus artículos 2, 4, 5 y 7.
  - ii. Que el Reglamento interfiere con el fin de fortalecer la economía nacional, como consecuencia del encauzamiento del aprovechamiento de la energía hidráulica, que le fuera conferido por ley; al respecto existe una clara confusión de parte de ICE en cuanto a la propuesta de regulación reglamentaria, dado que la misma pretende precisamente alcanzar el “máximo” beneficio para la

economía nacional en general, consiguiendo los mayores beneficios económicos en el mercado eléctrico, por un lado: a través de la obtención del menor valor de la energía en el MER para la satisfacción de la demanda nacional, y por el otro: la obtención del mayor valor de los excedentes de energía del MEN, para la venta al MER. Estos resultados y beneficios se obtienen a través de un mecanismo de mercado y ya no por la voluntad particular de un agente, lo que permite “transparencia” en la cuantificación de beneficios y en la obtención de los mismos por el propio OS/OM de Costa Rica, que es el ICE, lo que finalmente se traducirá, dados los fines que el propio ICE tiene establecidos para estos beneficios económicos, en su traslado a la economía nacional por medio de las tarifas.

En conclusión, la confusión viene de interpretar que el beneficio del encauzamiento de la generación hidroeléctrica, es un tema de concepción de un mercado físico de energía, que trata de ligar ésta a la energía generada por un generador en particular, con el valor dado a la energía en un mercado financiero, que es lo que se propone a través del Reglamento para alcanzar el máximo beneficio de la energía.

De conformidad con lo manifestado con anterioridad, no resulta procedente la atención de las observaciones presentadas por ICE en el apartado denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA ENERGÍA”.

En el apartado denominado “ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACION”, el ICE manifiesta que la misma es ejercida por ellos y ha sido una acción complementaria, destinada a optimizar los recursos disponibles del SEN. Que esta actividad ha sido desarrollada por el OS/OM permitiendo una mayor eficiencia en la comercialización en la región centroamericana, lo que tiene un beneficio económico que se ve reflejado en las tarifas al consumidor final.

En la actualidad el ICE desarrolla a través de una organización empresarial verticalmente integrada, todas las actividades del quehacer eléctrico en el país, incluyendo la Operación del Sistema y del Mercado, estructura que impide la determinación transparente de los costos reales de cada una de las actividades del sector eléctrico nacional, por esta razón el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece que debe de realizarse una separación de actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, extremo este que el Reglamento establece en los artículos 7 y 104. Aspecto que es normado por la Ley 7593.

Es importante resaltar que la separación contable de las empresas o la creación de unidades de negocio, tiene como fin la transparencia en los costos de la realización de cada uno de las actividades y finalmente constituir una separación de “negocios”. En la mayoría de mercados eléctricos en el mundo, a las entidades o personas que realizan estas actividades del quehacer eléctrico se les denominan: agentes, operadores, participantes o jugadores; y se les denomina así porque son los que realizan las transacciones en sus respectivos mercados. En la mayoría esos mercados eléctricos también existe una figura que, es muy importante, y es aquel que opera el sistema eléctrico por el que fluye toda la energía eléctrica y que opera o administra las transacciones comerciales que origina esa energía eléctrica. Esta entidad a la que llamamos abreviadamente OS/OM no puede participar en el mercado eléctrico, sino bajo su figura de administrador, de juez o de árbitro, pero nunca como agente; la razón es, por que concentra toda la información del mercado, privilegio con el que no cuentan el resto de agentes del mercado, y porque poseyéndola, impediría cualquier tipo de competencia y consecuentemente la transparencia de costos y beneficios que busca el desenvolvimiento de un mercado moderno de cualquier tipo de producto o servicio.



La separación administrativa del OS/OM dentro de ICE, debe de procurar el cumplimiento de los principios básicos de todo operador de sistema y mercado: Transparencia, Imparcialidad, Independencia, lo que efectivamente quedó establecido en el Reglamento en sus artículos 10 y 11.

De conformidad con lo manifestado con anterioridad, resulta improcedente la atención de las observaciones presentadas por ICE en el apartado denominado “ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN”.

En el apartado denominado “PARTICIPANTES DEL MER”, el ICE manifiesta que se crea confusión con la palabra “agentes”. Al respecto y dado que la regulación regional establece qué debe hacer o dejar de hacer cada uno de los agentes, sean generadores, transmisores, distribuidores o comercializadores, se le aclara que resulta claro que debe designarse por su actividad en el quehacer eléctrico, a cada uno de los actores en el mismo, de forma tal que pueda identificárseles como sujetos de derechos y obligaciones, según lo establece dicha regulación regional. Por otro lado, no es técnico, jurídicamente hablando, designar con nombre propio en una norma de carácter general a los sujetos que se está regulando o a los cuales se están asignando derechos y obligaciones; es característica de una norma su generalidad, con la sola excepción de aquellas normas o leyes que crean y desarrollan una institución, que no es el presente caso.

Del suministro y manejo de la información se acepta la propuesta debido a que anteriormente se indicó que los agentes del MEN debían trasladar la información pero no se indicaba a qué entidad, por lo que se incorpora un artículo con lo planteado por el ICE.

Sobre la posibilidad de dejar algunos artículos a nivel de procedimientos, no se está de acuerdo con la propuesta del ICE de instaurar los tiempos de entrega de información mediante los mismos, debido a que el Regulador es el que debe de plantear los criterios de información que considere prudentes para la eficiencia de mercado, y que no quede sujeto a la decisión de una de las partes. Adicionalmente el argumento de cambios en la normativa regional, afectaría cualquier articulado propuesto e inmediatamente habría que analizar los alcances y modificar el presente reglamento. Lo propuesto por el ICE solo se basa en expectativas. Se va a actualizar estableciendo plazos con respecto a las actividades y no horarios específicos.

Plantea el ICE varios aspectos tales como: lo relativo a plantas regionales, contratos firmes y derechos de transmisión, canon por operación integrada, asignación de cargos por enlace de transmisión, distribución de cargos y abonos diversos, entre otros, que no se incluyen o no se especifican adecuadamente en el reglamento. Al respecto se le indica:

- a. Plantas regionales: Este tema se incluye en las interfaces detalladas que se encuentran actualmente en elaboración.
- b. Actualmente la CRIE tiene pendiente emitir la normativa que va a regir los contratos firmes, lo cual no excluye a estos contratos del PDC. En cualquier momento una resolución CRIE habilita los contratos firmes y los derechos de transmisión.
- c. En cuanto al proceso de definición y separación del OS/OM debe ser planteado por el ICE, y en dicha propuesta deberá de incluirse este tema para ser aprobado por ARESEP.

- d. En el tema de que se incluya un canon por operación del sistema y de mercado, se le indica que el mismo sale del alcance del reglamento. El financiamiento del OS/OM se definirá en la propuesta que realice el ICE a esta Autoridad Reguladora.
- e. Todas las desviaciones son asignadas de acuerdo a la medición nacional y a lo programado en el MER. Según la reglamentación regional, las desviaciones de energía son transacciones comerciales, las cuales solo pueden ser asignadas a agentes habilitados en el MER. Según la Ley 9004 en su artículo 3, el único agente habilitado para hacer directamente transacciones comerciales en el MER es el ICE y sus empresas, por lo tanto los otros agentes no podrán ser cargados o abonados por desviaciones. Sin embargo, el presente reglamento abre la posibilidad de que mediante la firma de un contrato marco, el agente MER puede trasladar estos cargos y abonos a agentes MEN.
- f. Los plazos de implementación deben de estar sincronizados con el plazo de implementación del RMER más el PDC.
- g. Artículo. 7 aceptado el cambio pero no el comentario ya que el Reglamento es genérico y no se encarga de identificar agentes en particular, por lo que se incorpora dicha modificación.
- h. Artículo.16 aceptado el cambio sugerido, por lo que se incorpora dicha modificación.
- i. Artículo.19 aceptado el cambio, y sobre el comentario ya está subsanado en lo establecido en el apartado previo “Suministro y manejo de la información”.
- j. Artículo 20 inciso ii: se acepta el cambio, por lo que se incorpora dicha modificación.
- k. Artículo 20 inciso v: no se acepta eliminar la información de otros OS/OM porque puede llegar a tenerse, por ejemplo en caso de emergencia en otro país donde no se puede comunicar con el EOR, y otros casos no previstos. Los datos adquiridos por medio del SCADA se puede eliminar porque están cubiertos en el artículo 20 inciso ii anterior.
- l. Artículo 21: se acepta el cambio “al OS/OM”, los horarios no se eliminan de este reglamento por lo indicado en respuestas anteriores.
- m. Artículo 27: se acepta el cambio propuesto, por lo que se incorpora dicha modificación.
- n. Artículo 30: se acepta el cambio propuesto, por lo que se incorpora dicha modificación.

Además, sobre el incluir un artículo transitorio donde se deroguen los artículos que aplican solo durante la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, se comunica que dicha acción se ejecutará mediante la siguiente resolución a desarrollar en este ámbito de interfaces por parte de la ARESEP. Para entrelazar el presente Reglamento con esa próxima resolución, se incluye el Artículo 108.

**XVIII.** Que de conformidad con los considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es dictar el “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”, tal y como se dispone.

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

**ACUERDO 10-41-2013**

- I. Emitir el “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central”, cuyo texto se transcribe a continuación:

**“REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO  
NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”**

**TÍTULO I  
DISPOSICIONES GENERALES  
CAPÍTULO ÚNICO**

**ARTÍCULO 1. Abreviaturas.** Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional en relación al Mercado Eléctrico Regional, se entenderán las siguientes abreviaturas como:

<b>ACE:</b>	Error de Control de Área (por sus siglas en inglés).
<b>AGC:</b>	Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés).
<b>ARESEP:</b>	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
<b>CCSD:</b>	Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño.
<b>CDMER:</b>	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional.
<b>CNFL:</b>	Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S. A.
<b>CVT:</b>	Cargos Variable de Transmisión.
<b>CRIE:</b>	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
<b>DTER:</b>	Documento de Transacciones Económicas Regionales.
<b>EOR:</b>	Ente Operador Regional.
<b>EPR:</b>	Empresa Propietaria de la Red.
<b>ICE:</b>	Instituto Costarricense de Electricidad.
<b>MER:</b>	Mercado Eléctrico Regional.
<b>MEN:</b>	Mercado Eléctrico Nacional.
<b>MCR:</b>	Mercado de Contratos Regional.
<b>MOR:</b>	Mercado de Oportunidad Regional.
<b>OS/OM:</b>	Operador de Sistema y Operador de Mercado.
<b>RMER:</b>	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
<b>RTMER:</b>	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.
<b>RTN:</b>	Red de Transmisión Nacional.
<b>RTR:</b>	Red de Transmisión Regional.
<b>SCADA:</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
<b>SEN:</b>	Sistema Eléctrico Nacional.
<b>SER:</b>	Sistema Eléctrico Regional formado por los sistemas eléctricos nacionales de los seis países de América Central y sus líneas de interconexión.
<b>SIEPAC:</b>	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.
<b>UEN:</b>	Unidad Estratégica de Negocio.

**ARTÍCULO 2. Definiciones.** Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional se entenderán las siguientes definiciones como:

**Agentes del MEN:** Personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Son los Agentes del MEN: el ICE (con las unidades a cargo de la generación, transmisión y distribución), la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (con las unidades a cargo de la generación y distribución), las empresas de distribución (con las unidades a cargo de la generación y distribución), los generadores privados, las empresas de transmisión.

**Agente Transmisor:** Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.

**Contrato Firme:** Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, el que para ser considerado como tal debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro.

**Contrato No Firme Financiero:** Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el predespacho de energía.

**Contrato No Firme Físico Flexible:** Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el predespacho de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.

**Contrato Marco:** Es el documento firmado entre un agente del Mercado Eléctrico Nacional y los agentes del Mercado Eléctrico Regional, ICE y sus Empresas, con el objeto que estos últimos representen a los primeros en las transacciones que deseen realizar en el ámbito del Mercado Eléctrico Regional, dicho documento contendrá además de las cláusulas que acuerden de mutuo las partes, el establecimiento de los derechos y obligaciones que le aplican a unos y a otros.

**Costo Marginal del Sistema:** Es el costo total operativo del sistema en que se incurre para abastecer un incremento de la demanda, en una unidad de energía. La generación obligada no influye en la estimación del costo marginal del sistema.

**Costo Variable de Generación (US\$/MWh):** Es aquel costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende de la cantidad de energía producida.

**Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del RMER (CCSD):** Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que 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 que establecen cómo se debe desempeñar el SEN, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

**Disponibilidad de Generación Horaria (MWh):** Capacidad de una unidad de generación de entregar energía en una hora.

**Evento o Disturbio:** Un disturbio se entiende como cualquier condición que afecte la operación del SEN o que provoque cambios topológicos en la RTN, variaciones de frecuencia y/o voltajes fuera de los ámbitos admisibles determinados por los CCSD. Cuando el evento provoca un cambio topológico en la RTN se considera como indisponibilidad no programada o forzada.

**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.

**Mercado de Contratos Regional:** Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.

**Mercado Eléctrico Regional:** Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

**Mercado de Oportunidad Regional:** Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos.

**Ofertas de Flexibilidad:** Ofertas de oportunidad asociadas a los contratos de energía en el MER con el objeto de flexibilizar los compromisos contractuales.

**Ofertas de Oportunidad:** Ofertas por período de mercado de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la RTR.

**Ofertas de Pago Máximo por Cargos Variables de Transmisión:** Ofertas asociadas a los contratos no firmes físicos flexibles representando la máxima disponibilidad a pagar por los Cargos Variables de Transmisión.

**Operación en Tiempo Real:** Instrucciones y maniobras de los operadores del Sistema Eléctrico para la operación física del sistema.

**Operación Integrada y Control del Sistema:** Acciones para lograr el funcionamiento coordinado de todos los elementos del sistema eléctrico nacional y el despacho de carga para lograr la satisfacción de la demanda eléctrica nacional en los términos técnicos y de calidad que establece la normativa vigente.

**Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM):** Entidad definida en el RMER que realiza la operación integrada y el control del sistema así como las funciones de administración comercial de un mercado eléctrico mayorista. Además, coordina con el ente encargado de la operación y administración del mercado regional, las transacciones de energía eléctrica regionales. En Costa Rica estas funciones las ejecutará el organismo administrativo que designe o determine el ICE.

**Optimización de Excedentes y Requerimientos del MEN:** Proceso que realiza el OS/OM, para la asignación de excedentes y requerimientos del MEN a los agentes de acuerdo a las ofertas presentadas, para inyecciones y retiros al MER.

**Organismos Regionales o Instituciones Regionales:** La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR) y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER).

**Planeamiento Operativo del Sistema Eléctrico Nacional:** Está constituido por la planificación operativa y eléctrica que deberá efectuar el OS/OM para garantizar el despacho operativo del SEN en forma estable, segura y confiable y la optimización del uso de los recursos energéticos para un plazo determinado.

**Pre despacho 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.

**Posdespacho Regional:** Cálculo de precios Ex Post y transacciones del MER que se realiza después de la operación en tiempo real del mismo, tomando en consideración los retiros reales en la RTR y las inyecciones que estarán limitadas por las cantidades ofertadas en el predespacho.

**Pre despacho Regional:** Programación de las transacciones de energía y de la operación del Sistema Eléctrico Regional para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.

**Programación Nacional Indicativa:** Programación de los recursos de generación nacional con carácter indicativo, para satisfacer la demanda nacional pronosticada y los respectivos servicios auxiliares, con el objetivo de identificar la disponibilidad de generación prevista para inyecciones o retiros al MER por medio de contratos regionales.

**Red de Transmisión Regional:** Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

**Redespacho Regional:** Modificación de la programación efectuada en el predespacho regional, debido a cambios en las condiciones con las cuales se realizó el predespacho regional.

**Registro de Información:** Se entiende como cualquier documento, sin importar si se ha elaborado de manera impresa, magnéticos, digital, otro medio electrónico o de cualquier otro medio.

**Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER):** conjunto de normas, aprobadas por la CRIE que regulan la administración técnica y comercial del MER.

**Regulación Regional:** Es la normativa que rige el Mercado Eléctrico Regional y que está compuesta por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, Primer y Segundo Protocolos al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y las Resoluciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-.

**Renta de Congestión:** Es la diferencia entre el producto del precio nodal del predespacho regional por la potencia de retiro del derecho de transmisión, menos el producto del precio nodal del predespacho regional por la potencia de inyección del derecho de transmisión.

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

**Servicios Auxiliares:** Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER y del SEN. Los servicios auxiliares 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.

**SIMECR:** Sistema de medición que provee información acerca de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, para la conciliación de las transacciones en el MER.

**Sistema Eléctrico Nacional:** Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados y regulados por las Normas respectivas de la ARESEP.

**Sistema Eléctrico Regional:** El Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros.

**Transacciones de Contratos:** Transacciones en el MER programadas en el Predespacho regional provenientes de acuerdos entre agentes del MER.

**Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real:** Transacciones en el MER producto de las desviaciones calculadas con las mediciones en tiempo real.

**Transacciones de Oportunidad Programadas:** Transacciones del MER programadas en el predespacho regional provenientes de las ofertas de oportunidad.

**Transacciones Programadas:** Transacciones del MER programadas en el predespacho regional producto de los contratos regionales y de las ofertas de oportunidad.

**ARTÍCULO 3. Propósito de este Reglamento.** El propósito de este Reglamento es regular la participación de los actores de la Industria Eléctrica Costarricense para el cumplimiento de los Derechos y Obligaciones adquiridos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y sus Reglamentos, en concordancia con la regulación nacional.

**ARTÍCULO 4. Mercado Eléctrico Nacional -MEN-.** Se entenderá como Mercado Eléctrico de Costa Rica o Mercado Eléctrico Nacional, al ámbito en el cual se realizan las transacciones de prestación de servicios y compra o venta de electricidad a través de quienes se dedican a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización. A este Mercado Eléctrico Nacional se le denominará indistintamente Mercado Mayorista de Electricidad.

**ARTÍCULO 5. Agentes del MEN.** Son Agentes del Mercado Eléctrico de Costa Rica las personas naturales o jurídicas que se dediquen a las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización de electricidad, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, y que cuenten con la concesión o autorización respectiva para la realización de las mismas.

**ARTÍCULO 6. Mercado Eléctrico Regional -MER-.** Es el Mercado Eléctrico creado en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, aprobado por la Ley N.º 7848, de 20 de noviembre de 1998.

**ARTÍCULO 7. Agentes del MER. En Costa Rica** son Agentes del Mercado Eléctrico Regional, de conformidad con lo establecido en la Ley 9004, artículo 3, el Instituto Costarricense de Electricidad y sus empresas, y se tienen por habilitados para realizar transacciones en éste.

A los efectos del párrafo anterior, se identificará a ICE y sus empresas, en el ejercicio de cada una de sus funciones como ICE Generador, ICE Transmisor, ICE Distribuidor o ICE Comercializador; CNFL S. A. Generador, CNFL S. A. Distribuidor o CNFL S. A. Comercializador, como cualquier otra empresa que el ICE constituya o adquiera en el MEN, con una participación no menor que el cincuenta y uno por ciento del capital accionario.

**ARTÍCULO 8. Contrato Marco celebrado por Agentes Nacionales y Regionales.** Podrán los agentes del MEN dedicados a la generación, distribución o comercialización, suscribir o realizar Contratos Marco con los agentes regionales reconocidos por la Legislación Nacional, con el fin de hacer transacciones en el MER. Este Contrato Marco deberá de establecer como mínimo el traslado a los agentes nacionales de las obligaciones establecidas en el RMER y los derechos para la participación en el MER establecidos en este Reglamento. Los Contratos Marco deberán de ser entregados al ARESEP para la validación de los requisitos mínimos detallados anteriormente, ARESEP solicitará las aclaraciones que considere pertinentes y será el responsable de autorizar al ICE para representar a los Agentes Nacionales en el MER, en un plazo que no exceda 15 días naturales, después de la aceptación conforme de la solicitud. La actividad de representación de los agentes del MER se considera como un servicio de comercialización cuya tarifa será fijada por la ARESEP según lo establecido por la Ley 7593.

**ARTÍCULO 9. Libre acceso.** Las redes de transmisión y distribución, tanto regional como nacional, serán de libre acceso para los Agentes de MER y del MEN, en tanto cumplan con las disposiciones técnicas respectivas.

**Artículo 10. Operador de Sistema y Mercado de Costa Rica.** De conformidad con lo establecido en la Ley 449 y sus modificaciones, corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad -ICE-, a través del Órgano Administrativo que designe o cree para el efecto, realizar las funciones de Operador de Sistema y Operador de Mercado -OS/OM u OS y OM-; las cuales según el Libro I, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, corresponde a aquellas entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y administración de los mercados nacionales.

La actividad y calidad a que se refiere este artículo, deberá ser ejecutada por el Órgano Administrativo creado o designado para el efecto por ICE, bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia, de las actividades que como Agente realiza el Instituto Costarricense de Electricidad -ICE-, de Transmisión, Generación, Distribución y Comercialización, así como del resto de Agentes del MEN.

**ARTÍCULO 11. Cumplimiento de principios de independencia, imparcialidad y transparencia del OS/OM.** Corresponde a ARESEP velar por el cumplimiento de los principios que rigen al OS/OM, relacionados con independencia, imparcialidad y transparencia; igual facultad tendrán los agentes del MEN y el MINAET, de exigir el cumplimiento de esos principios, así como solicitarle a ARESEP su vigilancia y demanda.

Ante conflictos los agentes del MEN y del MER pueden acudir en sede administrativa ante el ICE de conformidad con la Ley General de la Administración Pública y de no solucionarse pueden plantear el conflicto en los términos de la Ley 7593.

**ARTÍCULO 12. Funciones de OS/OM.** Son funciones del Operador de Sistema y del Operador de Mercado, sin ser limitativas, como mínimas las siguientes:

- a) Ejecutar todas las funciones, y asumir las responsabilidades como OS/OM estipulados en las leyes y en la normativa nacional y regional.



- b) Aplicar y velar por el cumplimiento de la regulación nacional y regional. Podrá proponer al ARESEP mejoras a las normativas nacionales.
- c) Coordinar con el EOR la operación del MEN en Costa Rica.
- d) Participar en los comités de trabajo que convoquen los Organismos Regionales, para realizar estudios de cualquier índole y analizar y proponer modificaciones al RMER.
- e) Informar oportunamente a la ARESEP y a los agentes del MEN sobre los incumplimientos de la regulación regional y nacional, violaciones y controversias.
- f) Recomendar oportunamente sanciones y velar por la aplicación del régimen sancionatorio establecido por la CRIE, por el Segundo Protocolo y la Ley No. 7593, Ley de la Autoridad Reguladora y normativa.
- g) Cumplir con los requisitos de almacenamiento y de confidencialidad de información exigidos por los organismos regionales y estipulados en el RMER.
- h) Realizar la operación integrada del SEN, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación nacional y regional, tanto en condiciones de operación normal o de emergencia.
- i) Coordinar y aprobar la planificación de las indisponibilidades en las diferentes actividades del SEN.
- j) Realizar el planeamiento operativo energético para la operación optimizada del SEN en el corto y mediano plazo (en un horizonte de cero a dos años), tomando en cuenta los recursos energéticos actuales y futuros.
- k) Elaborar el predespacho nacional de generación, a partir de la información que le envían diariamente los Agentes del MEN.
- l) Definir las estrategias para la operación segura del SEN en el corto y mediano plazo, a través del planeamiento basados en los estudios de seguridad operativa.
- m) Elaborar en conjunto con el EOR, los estudios regionales de planeamiento energético y eléctrico.
- n) Mantener los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) de la regulación regional.
- o) Garantizar y coordinar la disponibilidad de los servicios auxiliares proporcionados por los Agentes del MEN y su asignación entre todos los Agentes del MER en el mercado eléctrico nacional.
- p) Coordinar con el EOR los procesos de predespacho, redespacho, posdeshpacho y transacciones del MER. En particular para los redespachos del MER deberá mantener una actividad permanente las 24 horas del día y los 365 días del año, para solicitar al EOR o validar los redespachos regionales en cualquier momento que se presenten.
- q) Identificar las capacidades de transmisión nacionales.
- r) Participar, según lo detalla la regulación nacional, en la identificación de las cantidades de energía que se pueden comprar y vender en contratos firmes y los periodos de tiempo apropiados.
- s) Validar los estudios técnicos de generación, transmisión y de distribución elaborados por los agentes del MEN para la conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) en territorio nacional, y someterlos a la aprobación del EOR.
- t) Coordinar las transacciones de compra y venta de energía entre el mercado nacional y el mercado regional en coordinación con el EOR, cumpliendo con la regulación nacional y regional.
- u) Elaborar la Programación Nacional Indicativa, insumo para la planificación de los contratos no firmes físicos flexibles en el MER.
- v) Inspeccionar, aceptar y verificar los sistemas de medición incluidos dentro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) en territorio nacional.
- w) Coordinar las pruebas y realizar las auditorías solicitadas por el EOR.

- x) Garantizar la plataforma tecnológica segura y confiable de telemetría, telecontrol, y acceso de comunicaciones para la transmisión de datos entre las instalaciones del SEN (subestaciones, líneas de transmisión y plantas generadoras de todo el país) y del CENCE.
- y) Cumplir con las funciones establecidas en el artículo 1.5.4 del Libro I del RMER, asignadas a los OS/OM.

**ARTÍCULO 13. Vigilancia del MER.** El OS/OM debe mantener una actividad permanente de monitoreo las 24 horas del día y los 365 días del año, de la actividad técnica y comercial del MER.

## TÍTULO II DE LA COORDINACIÓN PARA EL SUMINISTRO Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN CAPÍTULO ÚNICO

**ARTÍCULO 14. Obligación de entrega de información a la ARESEP.** El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN deberán suministrar toda la información requerida por la ARESEP para el cumplimiento de sus funciones.

**ARTÍCULO 15. Obligación de entrega de información al OS/OM.** Todos los agentes del MEN y del MER deberán de suministrar al OS/OM la información requerida para el despacho y la operación del SEN y del SER, para cumplir con la normativa nacional y regional. El OS/OM desarrollará las herramientas informáticas, así como la administración y mantenimiento de las bases de datos garantizando la confidencialidad de la información de todos los agentes del MEN y del MER.

**ARTÍCULO 16. Conservación de registros y documentos.** Cualquier registro o documento preparado por el OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, se deberá de conservar toda la información registrada o documentada durante un plazo mínimo de cinco (5) años.

**ARTÍCULO 17. Suministro y manejo de la información.** El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN deberán suministrar la información requerida por el RMER y resto de la Regulación Nacional y Regional, dentro de los plazos especificados y de la forma, tiempos y manera requeridas en el RMER y la Regulación Nacional y Regional.

**ARTÍCULO 18. Veracidad y completitud de la información.** La información suministrada por el OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, en cumplimiento del RMER y los requerimientos establecido por la ARESEP, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra.

**ARTÍCULO 19. Confidencialidad y acceso de la información.** El OS/OM y los Agentes del MER y del MEN, deberán mantener todas las prevenciones necesarias para mantener confidencialmente la información con el MER, en apego a lo establecido por el RMER en numeral 2.2.3 y 2.2.4 del Libro I del RMER y la ARESEP.

**ARTÍCULO 20. Responsabilidad del OS/OM.** El OS/OM es el responsable de solicitar a los Agentes del MER y del MEN, y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional Comercial y Operativa según lo establecido en los numerales 3.3, 3.4 y 4.6 del Libro II y 5.1 del Libro III del RMER, así como toda la información requerida por el MER y la Regulación Nacional.

**ARTÍCULO 21. Responsabilidad de publicación por parte del OS/OM.** El OS/OM es el responsable de mantener en tiempo, calidad y disponibilidad toda la información que sea requerida por el RMER y la ARESEP, en su sitio web según su carácter público o con acceso restringido. Así como también la siguiente información en su sitio público:

- i. Predespacho Nacional.
- ii. Operación en tiempo real: potencia de plantas generadoras, demanda, reservas e intercambios.
- iii. Posdespacho, conciliación, facturación y liquidación de transacciones.
- iv. Información histórica proveniente del intercambio entre agentes del MER.
- v. Lista y detalles de los Agentes del MER y MEN.
- vi. Cantidades de energía transada (inyecciones y retiros) del mercado de contratos regional, del mercado spot regional y de las transacciones nacionales para inyecciones y retiros en el MER.
- vii. Los montos asignados por servicios de transmisión prestados para cada periodo de mercado.
- viii. Los cargos de operación del sistema y de regulación regional vigentes.
- ix. La Programación Nacional Indicativa.
- x. La base de datos estadística que incluirá los parámetros de los sistemas de transmisión, generación y demanda, más toda la información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa y planeamiento operativo, evaluación de eventos ocurridos en el SEN, así como la disponibilidad de la red transmisión, planes de expansión de transporte y generación.

**TÍTULO III**  
**OPERACIÓN DEL SISTEMA Y DEL MERCADO**  
**CAPÍTULO I**

**Optimización de excedentes y requerimientos de corto plazo para el MER**

**ARTÍCULO 22. Proyección de disponibilidad de energía.** Todos los Agentes del MEN de generación deberán de presentar al OS/OM una proyección de la disponibilidad de generación horaria, las plantas de generación con su respectiva potencia horaria disponible y los costos variables de operación horarios, antes de las 8:00 horas los días lunes para los días miércoles, jueves viernes y sábado de cada semana, y los días viernes para los días domingo, lunes y martes de cada semana.

**ARTÍCULO 23. Programación Nacional Indicativa.** El OS/OM debe de publicar la Programación Nacional Indicativa que incluya el costo variable horario de operación de todas las plantas de generación, las plantas de generación con su respectiva potencia horaria disponible, el despacho horario por plantas de generación y la generación obligada horaria. El OS/OM no debe de omitir los costos de la generación obligada en esta publicación.

**ARTÍCULO 24. Horarios de publicación de la Programación Nacional Indicativa.** Las publicaciones se realizarán el lunes, antes de las 9:00 horas, para la Programación Nacional Indicativa de los días miércoles, jueves, viernes y sábado y el viernes, antes de las 9:00 horas, para los días domingo, lunes y martes.

**ARTÍCULO 25. Ofertas al MEN para satisfacer los contratos no firmes físicos flexibles del MER.** Para la asignación de inyecciones o retiros al MER, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, deberán de enviar al OS/OM ofertas con detalles horario de compra y venta al MEN, para satisfacer los contratos no firmes físicos flexibles que pretendan ejecutar en el MER.

Los días de optimización de los excedentes y requerimientos, definidos en el Artículo 27 y 28, serán el lunes y el viernes de cada semana.

Antes de las 12:00 horas del lunes, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco enviarán al OS/OM las ofertas de compra y venta de energía del MEN, para los días miércoles, jueves, viernes y sábado. Antes de las 12:00 horas del viernes, los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco enviarán sus ofertas de compra y venta de energía del MEN, para los días domingo, lunes y martes.

**ARTÍCULO 26. Detalle de las ofertas.** Las ofertas deberán detallar como mínimo el nombre del agente, el precio para cada hora detallado en \$/MWh, la cantidad de energía a comprar o vender en MWh. El OS/OM deberá de elaborar y publicar el formato para el cumplimiento de este requisito por parte de los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco. Podrán presentar como máximo cinco ofertas para cada hora a optimizar.

**ARTÍCULO 27. Verificación de ofertas.** Antes de las 13:00 horas de los días de optimización, el OS/OM verificará que las ofertas de compra estén por arriba del Costo marginal del sistema y las ofertas de venta estén por abajo del costo marginal del sistema. Las que no cumplan este requisito serán descartadas por el OS/OM y se le comunicará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco su incumplimiento, el cual no es subsanable.

**ARTÍCULO 28. Optimización de ofertas.** El OS/OM calculará en base a criterios de maximización de los beneficios y minimización de costos, la asignación de las compras y ventas en el MEN, de acuerdo con la Programación Nacional Indicativa. La asignación se debe de realizar con prioridad de mayor a menor precio, en el caso de las compras al MEN, y con prioridad de menor a mayor precio, en el caso de las ventas al MEN.

**ARTÍCULO 29. Verificación de asignación de ofertas.** El OS/OM deberá de comprobar para cada hora optimizada, que las compras al MEN no excedan la capacidad disponible de generación, y que las ventas al MEN no excedan la capacidad de generación disponible para ser sustituida por condiciones técnicas y económicas.

**ARTÍCULO 30. Publicación de la Programación Nacional Indicativa, incluyendo transacciones del MER.** Antes de las 15:00 horas de los días lunes y viernes, el OS/OM deberá de publicar la Programación Nacional Indicativa para los días correspondientes, incluyendo las transacciones de compra y venta al MEN de los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, para el cubrimiento de contratos No Firmes Físicos Flexibles con los respectivos nodos de inyección y retiro, de acuerdo a las plantas utilizadas o desplazadas con las transacciones regionales.

## CAPÍTULO II

### DE LA COORDINACIÓN DEL PREDESPACHO NACIONAL CON EL MER

**ARTÍCULO 31. El Predespacho Nacional y su objetivo.** El Predespacho Nacional sin considerar inyecciones o retiros al MER, se determina para cada hora del día siguiente, por el OS/OM, con el objetivo de identificar el despacho económico de las unidades de generación nacional, para abastecer el pronóstico de demanda de energía nacional. Este proceso debe ser realizado en apego a los procedimientos elaborados por el OS/OM y aprobados por la ARESEP para este fin.

**ARTÍCULO 32. Remisión de la información de generación para elaboración del Predespacho Nacional.** Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes del MEN generadores deberán remitir al OS/OM la información sobre la disponibilidad de entrega de energía horaria de sus unidades, los costos variables de generación y demás información requerida por la regulación nacional y regional para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM.

Para el caso de las plantas de generación contratadas bajo la Ley 7200 y 7508, el OS/OM deberá considerar como costo variable de generación la tarifa vigente.

**ARTÍCULO 33. Remisión de la información por parte de los agentes de distribución del MEN para elaboración del Predespacho Nacional.** Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes del MEN distribuidores deberán remitir al OS/OM la información requerida por la regulación nacional y regional para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM.

**ARTÍCULO 34. Remisión de la información por parte de los agentes de transmisión del MEN para elaboración del Predespacho Nacional.** Antes de las 08:00 horas de cada día, los agentes del MEN transmisores deberán remitir al OS/OM, la información de mantenimientos, indisponibilidades, restricciones operativa y demás información requerida por la regulación nacional y regional, necesaria para elaborar el Predespacho Nacional diario para cada hora del siguiente día, según los formatos y medios establecidos por el OS/OM .

**ARTÍCULO 35. Estimación horaria de la demanda.** Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM deberá estimar el pronóstico de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional para cada hora del día siguiente y para cada nodo eléctrico, aplicando las mejores prácticas para este fin.

**ARTÍCULO 36. Optimización del Predespacho Nacional.** Antes de las 12 horas de cada día, el OS/OM deberá determinar el Predespacho Nacional para cada hora del día siguiente, con criterio de minimización de costos de los recursos de generación necesarios para abastecer el pronóstico de demanda de energía, mediante la ejecución de un modelo de optimización matemática, que cumpla con considerar:

- i. Los resultados de la planificación operativa de corto plazo.
- ii. El orden de mérito técnico y económico de las unidades de generación por nodo eléctrico.
- iii. La demanda pronosticada por nodo eléctrico, descontando la demanda que será abastecida por medio de un contrato firme regional o un contrato no firme físico flexible regional, que haya sido informada al OS/OM en tiempo y forma por el o los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes.
- iv. Las restricciones técnicas de las plantas de generación.
- v. La red del sistema de transmisión nacional y su disponibilidad.
- vi. Las pérdidas de sistema de transmisión.
- vii. Los mantenimientos de plantas de generación e instalaciones de transmisión.
- viii. Los compromisos de servicios auxiliares de las plantas de generación.

**ARTÍCULO 37. Consideraciones mínimas para la publicación del Predespacho Nacional.** Antes de las 12 horas de cada día, el OS/OM deberá publicar en su sitio web los resultados del predespacho nacional, considerado como mínimo:

- i. El costo marginal del Predespacho Nacional por hora.
- ii. La generación de energía programada en MWh para cada recurso de generación.
- iii. Los generadores con asignación de reserva para regulación de frecuencia primaria y secundaria.
- iv. La demanda de energía en MWh programada por nodo eléctrico.
- v. La disponibilidad de la red de transmisión nacional.
- vi. La disponibilidad de excedentes de energía en MWh de los generadores por nodo eléctrico.
- vii. La existencia de déficit de generación.
- viii. La demanda no atendida MWh por previsión de déficit nacional por nodo eléctrico.

**ARTÍCULO 38. Remisión del Predespacho Nacional al EOR.** Antes de las 13:00 horas de cada día, el OS/OM deberá remitir al Ente Operador Regional (EOR), el Predespacho Nacional para el día siguiente, en el formato y medios establecidos por el EOR.

### **CAPÍTULO III DE LA DECLARACIÓN DE CONTRATOS REGIONALES**

**ARTÍCULO 39. Declaración de contratos regionales.** Antes de las 08:00 horas de cada día, los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco, que requieran declarar contratos regionales para el día siguiente, deberán remitir al OS/OM la información requerida por el numeral 5.6 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM, incluyendo las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de Cargos Variables de Transmisión (CVT).

Si se trata de una inyección hacia el MER de un contrato, deberá informar la unidad o unidades de generación con que pretende cumplir su compromiso contractual y el nodo de la Red de Transmisión Regional (RTR), donde se pretende realizar la inyección de energía.

Si se trata de un retiro desde el MER de un contrato, para remplazo de generación, deberá informar el nodo de la RTR, donde se pretende realizar el remplazo de generación.

Si se trata de un retiro abastecido desde el MER de un contrato, deberá informar el nodo de la RTR, donde se pretende realizar el retiro de energía.

**ARTÍCULO 40. Validación de las declaraciones de inyección hacia el MER.** Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de inyección hacia el MER de los contratos no firmes físicos flexibles regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta los resultados de la Programación Nacional Indicativa, los resultados del Predespacho Nacional, la capacidad técnica y disponible para inyectar la energía informada en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

De identificarse que los recursos de generación asociados al compromiso contractual no han sido adquiridos mediante la Programación Nacional Indicativa, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente. Cuando los recursos de generación han sido requeridos en el Predespacho Nacional, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales de los contratos por orden de menor a mayor precio, según las ofertas recibidas por los agentes en la Optimización de Excedentes y Requerimientos de Corto Plazo, de existir igualdad de precios se aplicará la reducción proporcionalmente a la energía requerida por cada agente.

**ARTÍCULO 41. Validación de las declaraciones de retiro hacia el MER.** Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de retiro abastecidos desde el MER de los contratos no firmes físicos flexibles debidamente informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta los resultados de la Programación Nacional Indicativa, los resultados del Predespacho Nacional, la capacidad técnica de retirar la energía informada en los nodos de la RTR y lo establecido en el numeral 1.3.7 del Libro II del RMER.

Para el caso de retiros para abastecimiento desde el MER, de identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales y regionales, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

Para el caso de retiros para remplazo de generación, de identificarse que la generación asociados al compromiso contractual no han sido adquiridos mediante la Programación Nacional Indicativa, no ha sido despachada en el Predespacho Nacional o se identifica algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

**ARTÍCULO 42. Validación de las declaraciones de Contratos Firmes hacia el MER.** Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos firmes regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y las características del contrato firme declaradas en el Registro respectivo en el EOR.

De identificarse algún incumplimiento o discrepancias con el registro del contrato, relacionado en el párrafo anterior, que no sean resueltas por el Agente a tiempo, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

**ARTÍCULO 43. Validación de las declaraciones de Contratos No Firmes Financieros hacia el MER.** Antes de las 09:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos no firmes financieros regionales informados por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.3.6 del Libro II del RMER.

De identificarse discrepancias que no sean resueltas por el Agente a tiempo, aplicará las reducciones totales o parciales del contrato que correspondan e informará de las reducciones al Agente correspondiente.

**ARTÍCULO 44. Remisión al EOR de información de contratos regionales, ofertas de flexibilidad y ofertas de pago máximo de CVT.** Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM remitirá al EOR la información de los contratos regionales y las ofertas de flexibilidad y/u ofertas de pago máximo de CVT, informadas por sus agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco para el día siguiente, considerando lo establecido en el numeral 5.6.1 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

**ARTÍCULO 45. Ajustes y aclaraciones a inconsistencias indicadas por EOR.** Entre las 10:00 horas y las 11:30 horas de cada día, el OS/OM deberá coordinar con los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco y el EOR, los ajustes y aclaraciones necesarias a las inconsistencias señaladas por el EOR, de los contratos regionales que han sido declarados para el día siguiente.

El OS/OM Informará a sus Agentes los contratos regionales que hayan sido invalidados por el EOR.

#### **CAPÍTULO IV DE LAS OFERTAS DE OPORTUNIDAD REGIONALES**

**ARTÍCULO 46. Ofertas de oportunidad, remisión y detalle.** Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco deberán remitir al OS/OM las ofertas de oportunidad de inyección regionales para el día siguiente, considerando el cumplimiento de los numerales 1.4 y 5.3 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM, cada oferta deberá indicar:

- a) Si se trata de excedentes de generación, la unidad o unidades de generación no despachada o despachada parcialmente en el Predespacho Nacional de donde proviene la oferta, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares, el nodo de la RTR donde se pretende realizar inyección de energía.
- b) Si se trata de demanda nacional interrumpible por precio, la cantidad de energía y los nodos de la RTR donde se pretende realizar la reducción de demanda.
- c) Las ofertas de oportunidad de inyección regionales que se originan en unidades de generación que tienen restricciones de arranque y parada, que no están despachada o despachada parcialmente en el Predespacho Nacional, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares, deberán presentar sus ofertas considerando todo el intervalo de tiempo horario entre el arranque y la parada.

**ARTÍCULO 47. Ofertas de oportunidad de retiro regional, detalles.** Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco informarán al OS/OM las ofertas de oportunidad de retiro regionales para el día siguiente, considerando el cumplimiento de los numerales 1.4 y 5.4 del Libro II del RMER, en los formatos y medios establecidos por el OS/OM . Cada oferta deberá indicar:

- a) Si se trata de oferta por remplazo de generación, la unidad o unidades de generación despachada en el Predespacho Nacional de donde proviene la oferta, que no estén comprometida en contratos regionales o en servicios auxiliares y que estén disponibles técnicamente a reducir generación, junto con el nodo de la RTR donde se pretende realizar la reducción de energía.
- b) Si se trata de oferta para atención de déficit nacional previsto o demanda no atendida, la cantidad de energía no atendida en el Predespacho Nacional y el nodo de la RTR donde se pretende realizar el retiro de energía previsto.

**ARTÍCULO 48. Validación de las ofertas de oportunidad de inyección regionales.** Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM validará las ofertas de oportunidad de inyección regionales informadas por los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, tomando en cuenta el Predespacho Nacional, la capacidad técnica y disponible de inyectar la energía ofertada en los nodos de la RTR y el cumplimiento de los numerales 1.4, 5.2.3 y 5.3 del Libro II del RMER.

Las ofertas de oportunidad de inyección que provengan de recursos de generación despachados, despachados parcialmente, comprometidos en contratos regionales o con asignación de servicios auxiliares resultantes del Predespacho Nacional, serán reducidas total o parcialmente según corresponda.

Si una generación disponible en particular, es requerida por más de una oferta de inyección, el OS/OM deberá asignar la generación disponible a las ofertas presentadas de forma proporcional a la cantidad de energía ofertada.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM invalidará la o las ofertas de oportunidad de inyección regionales e informará de las invalidaciones a los Agentes correspondientes.



Si finalmente una generación disponible técnicamente en particular, no ha sido requerida en el Predespacho Nacional ni por servicios auxiliares y no ha sido requerida mediante contratos u ofertas de oportunidad regionales, el OS/OM presentará ante el EOR a nombre del Agente del MER correspondiente, la oferta al MER por la cantidad de energía disponible técnicamente, considerando como precio de oferta al MER el costo variable de la generación.

**ARTÍCULO 49. Validación de ofertas de oportunidad de retiro regionales.** Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM validará las ofertas de oportunidad de retiro regionales informadas por los Agentes, tomando en cuenta el Predespacho Nacional, la capacidad técnica de retirar la energía ofertada en los nodos de la RTR y el cumplimiento de los numerales 1.4, 5.2.3 y 5.4 del Libro II del RMER.

Si una generación despachada en particular, es requerida por más de una oferta de retiro para remplazo, el OS/OM deberá asignar la generación disponible a las ofertas presentadas de forma proporcional a la cantidad de energía ofertada.

Si finalmente una generación en particular, que se encuentra despachada en el Predespacho Nacional y que es factible técnicamente de ser reemplazada y la misma no ha sido requerida mediante contratos u ofertas de oportunidad regionales, el OS/OM presentará ante el EOR a nombre del Agente del MER correspondiente, la oferta de retiro al MER por la cantidad de energía disponible técnicamente a reemplazar, considerando como precio de oferta al MER el costo variable de la siguiente unidad de generación inferior en el orden de mérito.

De identificarse algún incumplimiento de las normas nacionales o regionales, el OS/OM invalidará la o las ofertas de oportunidad de retiro regionales e informará de las invalidaciones a los agentes correspondientes.

**ARTÍCULO 50. Remisión de ofertas al EOR.** Antes de la 13:00 horas de cada día, el OS/OM remitirá al EOR la información de las ofertas de oportunidad de inyección y retiro para el día siguiente, establecidas en los numerales 1.4, 5.3 y 5.4 del Libro II del RMER, en el formato y medios establecidos por el EOR.

El OS/OM Informará a sus Agentes las ofertas de oportunidad regionales que hayan sido invalidadas por el EOR.

## **CAPÍTULO V DEL PREDESPACHO REGIONAL**

**ARTÍCULO 51. Determinación y Coordinación del Predespacho Regional.** El OS/OM determinará y coordinará con el EOR, los ajustes que sean necesarios para que el resultado del predespacho regional del día siguiente, sea operativamente factible y de esa forma obtener el predespacho total.

**ARTÍCULO 52. Verificación del Predespacho Regional remitido por EOR.** Antes de las 16:15 horas de cada día, el OS/OM verificará los resultados del predespacho regional remitido por el EOR y considerará las condiciones más actualizadas del sistema eléctrico nacional e identificará si existen alguna de las siguientes causales para solicitar al EOR ajustes al predespacho regional:

- a) Cambios topológicos de la RTR.
- b) Pérdida de recursos de generación.
- c) Condiciones de emergencia nacional.

- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional.

De identificarse alguna de las causales anteriores, el OS/OM deberá solicitar al EOR el ajuste del Predespacho Regional, incluyendo las debidas justificaciones que correspondan, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

**ARTÍCULO 53. Coordinación de ajustes al Predespacho Regional, por ajustes Regionales.** Entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, el OS/OM coordinará con el EOR las solicitudes de ajuste al predespacho regional realizadas por otros OS/OM y desarrollará para cada caso las validaciones indicadas en el artículo anterior.

**ARTÍCULO 54. Predespacho total.** Una vez el OS/OM haya validado el predespacho regional y sus ajustes, procederá a sumar las transacciones regionales a las transacciones nacionales para obtener el predespacho total, el cual deberá de ser publicado por el OS/OM antes de las 18 horas de cada día.

**ARTÍCULO 55. Información a agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco del Predespacho Regional.** Antes de las 18:00 horas de cada día, el OS/OM informará a los Agentes las transacciones regionales de contratos y oportunidad resultantes del predespacho regional correspondientes para el siguiente día.

**ARTÍCULO 56. Verificación para la prestación de servicios auxiliares.** Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM verificará que las instalaciones de los Agentes del MEN, habilitados para prestar servicios auxiliares regionales, cumplen con los requisitos técnicos establecidos en la regulación nacional y regional en particular lo establecido en el capítulo 7 del Libro III del RMER, para aportar cada servicio auxiliar.

**ARTÍCULO 57. Información a EOR de la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares.** Antes de las 10:00 horas de cada día, el OS/OM informará al EOR la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares por cada unidad de generación para el día siguiente, en los medios y formatos establecidos por el EOR.

**ARTÍCULO 58. Información de EOR de la participación en la prestación de servicios auxiliares.** Antes de las 14:30 horas de cada día, el OS/OM informará a sus Agentes del MEN Generadores y Transmisores la participación de los servicios auxiliares a nivel regional informada por el EOR y reportará al EOR toda restricción que afecte su calidad o imposibilite su cumplimiento.

**ARTÍCULO 59. Coordinación de Ajustes para la prestación de servicios auxiliares.** Entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, el OS/OM coordinará con el EOR los ajustes que sean necesarios para la prestación de los servicios auxiliares.

## CAPÍTULO VI DEL LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL COORDINADA CON EL MER

**ARTÍCULO 60. Responsabilidad y cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.** El OS/OM, cumplirá con los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para la coordinación, supervisión y control de la operación interconectada del sistema eléctrico de Costa Rica, cumpliendo con los estándares de calidad, seguridad y desempeño

regionales establecidos en el capítulo 3 del Libro II y los capítulos 5 y 16 del Libro III del RMER y las resoluciones de CRIE emitidas al respecto.

**ARTÍCULO 61. Coordinación operativa bajo esquema jerárquico.** El OS/OM coordinará con el EOR y los otros OS/OM de la región, la operación del sistema interconectado, mediante la ejecución del esquema jerárquico establecido en el RMER y los protocolos de operación vigentes aprobados por la CRIE.

**ARTÍCULO 62. Responsabilidad de remisión de información.** El OS/OM será el responsable de remitir toda la información que conforma la Base de Datos Regional Comercial y Operativa que es requerida por el RMER en el numeral 3.3 del Libro II. Esta información deberá ser remitida al EOR en los medios y formatos requeridos por el EOR.

**ARTÍCULO 63. Responsabilidad de telecomunicaciones, información y supervisión Operativa.** El OS/OM será el responsable de las telecomunicaciones, intercambios de información y supervisión operativa, que se debe mantener con el EOR y los otros OS/OM, para este fin dará cumplimiento al numeral 3.4 del Libro II del RMER.

**ARTÍCULO 64. Solicitud y alcances de redespachos regionales.** Como una actividad permanente del OS/OM, las 24 horas del día y los 365 días del año, podrá solicitar al EOR el o los redespachos regionales en cualquier momento que se presente o se prevea, alguna de las siguientes situaciones, con una duración mayor de 3 horas:

- a) Cambios topológicos de la RTR.
- b) Pérdida de recursos de generación.
- c) Condiciones de emergencia nacional.
- d) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- e) Cambios requeridos al predespacho regional como resultado de la validación eléctrica, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del RMER.
- f) Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional.

De identificarse alguna de las causales anteriores y se prevé una duración mayor de tres horas, el OS/OM deberá solicitar al EOR el Redespacho Regional, incluyendo las debidas justificaciones que correspondan, mediante los medios y formatos requeridos por el EOR.

**ARTÍCULO 65. Verificación del redespacho regional informado por EOR.** Una vez el EOR informe oficialmente los resultados de cada solicitud de redespacho, el OS/OM verificará el redespacho regional informado por el EOR, así:

- a) Si el redespacho regional fue solicitado por el OS/OM de Costa Rica; verificará que el EOR haya solventado las causales del redespacho solicitado. De identificarse inconsistencias solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.
- b) Si el redespacho regional fue solicitado por otro OS/OM o el EOR; deberá confirmar la validación de posibles nuevas transacciones regionales de Costa Rica o la reducción de las ya existentes, también confirmar el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y restricciones técnicas del sistema eléctrico nacional. De identificarse inconsistencias solicitará al EOR las aclaraciones correspondientes y los ajustes que correspondan.

Para cumplir con lo anterior el OS/OM debe mantener una actividad permanente de monitoreo las 24 horas del día y los 365 días del año, de la actividad técnica y comercial del MER.

**ARTÍCULO 66. Integración del predespacho total.** Una vez el OS/OM haya validado el o los redespacho regionales y sus posibles ajustes, los sumara al predespacho nacional para obtener el predespacho total e informará a sus Agentes las nuevas condiciones operativas y comerciales que se deriven. Esta publicación deberá de realizarla el OS/OM inmediatamente el EOR publique el predespacho regional.

## **CAPÍTULO VII DE LA COORDINACIÓN CON EL POSDESPACHO REGIONAL**

**ARTÍCULO 67. Responsabilidad y cumplimiento de requisitos de equipos de medición.** Los Agentes del MEN Transmisores serán los responsables que los equipos de medición comercial de su propiedad, ubicados en las líneas de enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica con otras áreas de control, cumplan con los requisitos técnicos requeridos por el mercado nacional y los requeridos por el RMER, así mismo serán responsables del cumplimiento de lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER, a través del OS/OM.

**ARTÍCULO 68. Registro de equipos de medición.** Los Agentes del MEN Transmisores son los responsables de registrar los equipos de medición comercial de su propiedad ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica con otras áreas de control, ante el EOR a través del OS/OM, cumpliendo los procesos y formatos establecidos por el EOR.

**ARTÍCULO 69. Remisión de datos de medición comercial de flujos.** A más tardar y dentro de las 24 horas posteriores al día de operación, los Agentes del MEN Transmisores deberán remitir al OS/OM los datos de medición comercial de flujo correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de su propiedad ubicados en las líneas de enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica y las áreas de control de otros países.

Los datos de medición de flujo en los enlaces debe considerar como mínimo lo siguiente:

- a) La medición principal de energía real, integrada por hora en MWh.
- b) La medición de respaldo de energía real, integrada por hora en MWh.
- c) La medición principal de energía reactiva, integrada por hora en MVarh.
- d) La medición de respaldo de energía reactiva, integrada por hora en Mvarh.
- e) Una validación de completitud y calidad de los datos de medición.

Será responsabilidad de los Agentes del MEN Transmisores el cumplimiento de la entrega de los datos de medición comercial de flujo en los enlaces al OS/OM, en tiempo y forma.

**ARTÍCULO 70. Verificación de datos de medición comercial de flujos.** A más tardar 24 horas posteriores a la recepción de los datos de medición comercial de flujo en los enlaces, el OS/OM deberá realizar una verificación de los datos con el fin que cumplan los requerimientos establecidos en el Anexo A1 del Libro II del RMER, de identificar inconsistencias, aplicará el procedimiento establecido en el numeral A1.9.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER.

**ARTÍCULO 71. Remisión a EOR de Datos de medición comercial.** A más tardar 48 horas posteriores al día de operación, el OS/OM deberá remitir al EOR los datos de medición comercial correspondientes al día anterior, registrados en los equipos de medición de flujo ubicados en los enlaces que interconectan el área de control de Costa Rica y las áreas de control de Panamá y Nicaragua, en los medios y formatos establecidos por el EOR.

**ARTÍCULO 72. Remisión a EOR de reporte de contingencias.** A más tardar a las 10:00 horas de cada día, el OS/OM deberán remitir al EOR, el reporte de contingencias del día anterior, así como la disposición real de la red de transmisión del día anterior. Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

### **CAPÍTULO VIII DE LA LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES Y CARGOS REGIONALES**

**ARTÍCULO 73. Seguimiento a la conciliación diaria realizada por EOR.** El OS/OM deberá dar seguimiento diario a la conciliación de las transacciones programadas, preliminares y definitivas, publicadas por el EOR y verificará que no existan inconsistencias respecto a las transacciones regionales validas en el predespacho regional.

De identificarse alguna inconsistencia el OS/OM deberá presentar ante el EOR la respectiva solicitud de revisión, con base al numeral 2.8 del Libro II del RMER, a más tardar 3 días hábiles posteriores a su publicación por parte del EOR, utilizando para el efecto los medios y formatos establecidos por el EOR.

El OS/OM informará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco de los resultados de las conciliaciones diarias publicadas por el EOR. Los Agentes que identifiquen discrepancias en las conciliaciones diarias podrán solicitar al OS/OM su gestión para solicitar explicaciones, correspondientes al EOR.

**ARTÍCULO 74. Verificación del DTER.** El OS/OM deberá revisar el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) publicado por el EOR, para identificar posibles discrepancias en la información con base al numeral 2.8 del Libro II del RMER a más tardar 6 días hábiles posteriores a su publicación por parte del EOR por los medios y formatos establecidos por el EOR.

El OS/OM informará a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco los resultados del DTER publicadas por el EOR. Los Agentes que identifiquen discrepancias en el DTER podrán solicitar al OS/OM su gestión para solicitar explicaciones correspondientes al EOR.

**ARTÍCULO 75. Identificación de responsables de cargos y abonos según DTER.** Cada mes el OS/OM deberá identificar los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco a los que corresponde aplicarles los cargos y abonos derivados del Documento de Transacciones Económicas Regionales -DTER-, según las actividades de cada Agente, según los artículos siguientes

**ARTÍCULO 76. Asignación de cargos o abonos por compromisos contractuales.** Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas por Compromisos Contractuales, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

**ARTÍCULO 77. Asignación de cargos o abonos por transacciones programadas no comprometidas en contratos por retiro.** Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos por Retiro, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de retiro, según el detalle indicado por el DTER.

**ARTÍCULO 78. Asignación de cargos o abonos transacciones programadas no comprometidas en contratos por inyección.** Los cargos o abonos del DTER en concepto de Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos por Inyección, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de inyección, según el detalle indicado por el DTER.

**ARTÍCULO 79. Asignación de cargos en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del compromiso contractual.** Los cargos del DTER en concepto de cargo en el Mercado de Oportunidad Regional -MOR- asociado al Cumplimiento del Compromiso Contractual, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

**ARTÍCULO 80. Asignación de abonos en concepto de desviaciones normales.** Los abonos del DTER en concepto de Desviaciones Normales, serán internalizados por el OS/OM, asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que causaron dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

**ARTÍCULO 81. Asignación de cargos en concepto de desviaciones normales.** Los cargos del DTER en concepto de Desviaciones Normales, serán internalizados por el OS/OM, asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que causaron dicha desviación, según la medición comercial y el programa a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

**ARTÍCULO 82. Asignación de cargos en concepto de desviaciones graves.** Los cargos del DTER en concepto de Desviaciones Graves de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM asignándolos de forma individual para cada desviación grave según el siguiente esquema:

- a) Si la Falla fue originada en el sistema de transmisión nacional perteneciente a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, el OS/OM identificará el Agente Transmisor responsable y le asignará la obligación de pago regional.
- b) Si la Falla fue originada en el sistema de generación nacional perteneciente a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, el OS/OM identificará el Agente Generador del MER responsable y le asignará la obligación de pago regional.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

c) Si la Falla fue originada por condiciones de emergencia, acciones operativas o negligencia humana no imputables a los Agentes Generadores o Transmisores, el OS/OM asignará la obligación de pago regional a los Agentes Distribuidores del MER y Agentes Distribuidores del MEN con contratos marco en proporción a la desviación de energía entre la demanda programada y la demanda real registrada en la medición comercial, de forma integrada para el mes correspondiente.

d) Si la Falla fue originada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el cargo se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

**ARTÍCULO 83. Asignación de abonos del DTER en concepto de desviaciones graves.** Los abonos del DTER en concepto de Desviaciones Graves de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM de forma individual para cada desviación grave, identificando los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco que aportaron a la desviación grave y les asignará los ingresos regionales en proporción a la desviación de energía entre energía programada y la energía real registrada en la medición comercial, de forma integrada para el mes correspondiente.

De ser identificado que la desviación es causada por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono se distribuirá entre todos los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, de forma proporcional a sus inyecciones y/o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN en este punto, serán las que se establezcan en los Contratos Marco de representación en el MER.

**ARTÍCULO 84. Asignación de Cargos o Abonos del DTER en Concepto de Renta de Congestión.** Los cargos o abonos del DTER en concepto de Renta de Congestión, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes propietarios de Derechos de Transmisión Regionales, según el detalle indicado por el DTER.

**ARTÍCULO 85. Asignación de abonos del DTER en concepto de conciliación de transmisión.** Los abonos del DTER en concepto de Conciliación de Transmisión, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco Transmisores considerando el detalle del Anexo de Conciliación de Transmisión del DTER, para este fin identificará los abonos correspondiente a cada Agente Trasmisor y notificará a la ARESEP para que estos ingresos sean descontados de los ingresos reconocidos a los Agentes Transmisores nacionales correspondientes.

**ARTÍCULO 86. Los cargos o abonos del DTER en concepto de ajustes.** Los cargos o abonos del DTER en concepto de Ajustes, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes que se les acrediten o debiten los ajustes al DTER conforme a las disipaciones establecidas en este apartado.

**ARTÍCULO 87. Asignación de cargos regionales.** Los cargos del DTER en concepto de Cargos por Servicio de Regulación del MER, Cargos de Operación del MER y Cargos por Uso de RTR, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco Distribuidores en proporción a la demanda mensual consumida por cada agente.

Los Agentes Distribuidores trasladarán los Cargos por Servicio de Regulación del MER, Cargos de Operación del MER y Cargos por Uso de RTR a la tarifa según el procedimiento establecido por la ARESEP.

**ARTÍCULO 88. Asignación de multas.** Los cargos del DTER en concepto de Multas de cualquier tipo, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco o Entidades del MER acreedoras de las multas.

**ARTÍCULO 89. Asignación de intereses moratorios.** Los cargos del DTER en concepto de Interés por Mora, serán internalizados por el OS/OM y asignados a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes acreedores de la mora.

**ARTÍCULO 90. Asignación de abonos en concepto de intereses por garantía en efectivo.** Los abonos del DTER en concepto de Interés por Garantía en Efectivo, serán internalizados por el OS/OM asignándolos a los Agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco correspondientes acreedores del ingreso según el detalle del DTER o al OS/OM si la garantía efectiva es consolidada por el OS/OM.

**ARTÍCULO 91. Asignación de cargos por concepto de enlace de transmisión.** Los cargos del DTER en concepto de Cargo por Enlace de Transmisión de datos serán absorbidos por el OS/OM.

**ARTÍCULO 92. Emisión de notas o documentos de cobro por concepto de cargos provenientes del MER.** El OS/OM deberá emitir notas de cobro o los documentos que la Ley establezca a cada Agente o Entidad del MER que resulte con obligaciones de pago ante el MER, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la recepción de los documentos de cobro o pago remitidos por el EOR y correspondientes al DTER.

De existir un atraso en la entrega del OS/OM de las Notas o Documentos de Cobro a los agentes del MER y Agentes del MEN con contratos marco, no exonera a ningún agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco de las obligaciones de pago que se detallan en esos documentos.

Estos documentos y sus productos financieros deberán estar sujetos a la Ley nacional correspondiente.

Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán presentar reclamos sobre las notas o documentos de cobro por las razones establecidas en la Regulación Regional, las cuales serán analizadas por el OS/OM o por el EOR según sea el caso. Cualquier ajuste a la liquidación no exonera de las obligaciones de pago las cuales serán reflejadas en el siguiente mes de liquidación.

**ARTÍCULO 93. Período de pago de notas o documentos de cobro.** Los Agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco deberán hacer efectivo su pago ante el OS/OM, a más tardar 4 días hábiles posteriores a la recepción de la Nota de Cobro o documento respectivo, emitida por el OS/OM.



De no realizarse el pago correspondiente por parte de los Agentes en la fecha establecida, el OS/OM deberá aplicar el interés moratorio correspondiente, e informará a la ARESEP los incumplimientos de pago de los Agentes.

**ARTÍCULO 94. Recolección del resultado de obligaciones de pago del DTER y entrega al EOR.** El OS/OM en cumplimiento del calendario mensual de conciliación, facturación y liquidación del MER publicado por el EOR, recolectará las obligaciones de pago derivadas del DTER y de la facturación regional y realizará los pagos correspondientes en la cuenta que el EOR destine para este fin.

**ARTÍCULO 95. Emisión de notas o documentos de abono por concepto de ingresos provenientes del MER.** El OS/OM deberá emitir Notas de Abono o los documentos que la Ley establezca a cada Agente del MER y Agentes del MEN con contratos marco o Entidad del MER que resulte con ingresos provenientes del MER, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la recepción de los documentos de cobro o pago remitidos por el EOR y correspondientes al DTER.

El OS/OM liquidará las notas de abono a los Agentes, a más tardar 2 días hábiles posteriores a la fecha de liquidación regional correspondiente, según el calendario que el EOR publique para este efecto.

Estos documentos y sus productos financieros deberán estar sujetos a la Ley nacional correspondiente.

Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán presentar reclamos sobre las notas o documentos de ingresos por las razones establecidas en la Regulación Regional, las cuales serán analizadas por el OS/OM o por el EOR según sea el caso. Cualquier ajuste a la liquidación no exonera de las obligaciones de pago las cuales serán reflejadas en el siguiente mes de liquidación.

## **CAPÍTULO IX DE LA COORDINACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR**

**ARTÍCULO 96. Responsabilidad de la operación técnica y operativa de la RTR.** El OS/OM será el responsable ante el EOR de la coordinación técnica y operativa de la RTR, dando cumplimiento a las obligaciones establecidas en la regulación regional y en particular el capítulo 5 y 16 del Libro III del RMER.

**ARTÍCULO 97. Obligación de entrega de información de parte de los Agentes del MEN y del MER.** Los Agentes de las actividades de Trasmisión, Generación, Distribución y Comercialización deberán cumplir las obligaciones establecidas en el capítulo 5 del Libro III del RMER, en lo referente a sus actividades, para esto deberán mantener la coordinación necesaria con el OS/OM a fin de cumplir con la entrega de información en tiempo y forma.

**ARTÍCULO 98. Registro Histórico de Indisponibilidades.** El OS/OM a partir de la información suministrada por los Agentes Transmisores, será el responsable de llevar el registro histórico de indisponibilidades, programadas o no programadas de la RTR, asegurando la calidad de los datos históricos y del reporte de los mismos, para su remisión al EOR e inclusión en la Base de Datos Regional, en cumplimiento de lo establecido el capítulo 5 del Libro III del RMER.

**ARTÍCULO 99. Mantenimientos.** Los Agentes Transmisores deberán enviar al EOR, por intermedio del OS/OM, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, el OS/OM informará al EOR sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la RTR o la supervisión y control de la misma por parte del EOR.

**ARTÍCULO 100. Remisión de programas de mantenimientos al EOR.** A partir de la información suministrada por los Agentes Transmisores, el OS/OM enviará, a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año, los programas de mantenimientos para que el EOR coordine un plan anual de mantenimientos y de entrada de nuevas instalaciones pertenecientes a la RTR. Dicho plan será de estricto cumplimiento y sólo podrá ser modificado mediante solicitud motivada del OS/OM al EOR con una anticipación mínima de quince (15) días.

**ARTÍCULO 101. Programación semanal de mantenimientos.** El OS/OM en coordinación con los Agentes Transmisores deberá cumplir con el procedimiento de programación semanal de mantenimientos establecido en el numeral 5.7.4 del Libro III del RMER.

**ARTÍCULO 102. Solicitud de mantenimientos.** El OS/OM con base en la información suministrada por los Agentes Transmisores, deberá cumplir en tiempo y forma con la elaboración de las solicitudes de mantenimientos y entrada en servicio de nuevas instalaciones de acuerdo al formato de SOLMANT que establezca el EOR.

**ARTÍCULO 103. Conexión de instalaciones a la RTR.** Toda entrada de nuevas instalaciones a la RTR, deberá cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en las Regulaciones Nacionales y en el Reglamento del MER.

#### TÍTULO IV DISPOSICIONES FINALES CAPÍTULO ÚNICO

**ARTÍCULO 104. Disposiciones no limitativas.** Las disposiciones en esta normativa, no excluyen la aplicación de la regulación regional, que no haya sido expresamente desarrollada y deben ser acatadas y aplicadas de conformidad con la buena práctica regulatoria y de operación de Mercado y Sistema.

**ARTÍCULO 105. Plazo para creación de unidades de negocio.** En un plazo que no debe de exceder de dos meses calendario, a partir de la puesta en vigencia de la presente normativa, el Instituto Costarricense de Electricidad –ICE- y sus empresas, en cumplimiento a lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central aprobado por la Ley 7848, y el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central aprobado por la Ley 9004, procederá a crear, a través del Órgano Administrativo correspondiente, las unidades de negocio que identifiquen y desarrollen las actividades que actualmente realiza ICE y sus empresas, consistentes en: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

**Artículo 106. Determinación del OS/OM y plazo para su implantación.** El ICE comunicará al ARESEP la resolución administrativa tomada acerca de la decisión de la asignación de las funciones del OS/OM, dicha comunicación deberá realizarla dentro de los 30 días posteriores a la publicación de esta Resolución.

**Artículo 107. Registro de Agentes del MEN y del MER.** La ARESEP emitirá, 30 días posteriores a la publicación de esta Resolución, los lineamientos para que los agentes nacionales y regionales realicen su registro ante esta entidad.

**Artículo 108. Actualización de la normativa por pérdida de vigencia del PDC.** Habiendo establecido en la parte considerativa del presente reglamento que: “la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, institución reguladora del Mercado Eléctrico Regional creada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, aprobó mediante la Resolución CRIE 09-2005, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y estableció mediante las Resoluciones CRIE P-09-2012 y CRIE P-17-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, con el objeto

de viabilizar la entrada en definitiva de este reglamento, lo que declaró mediante resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero”, además de sus respectivas actualizaciones, y que el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, será eventualmente revocado para alcanzar la vigencia plena del RMER, debe entonces ARESEP emitir la normativa que desarrolle y actualice el Título II del presente reglamento y que denominará “Normativa 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”. Esta normativa se desarrollará bajo los principios y conceptos que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, establecidos en el Título I del presente reglamento.

**Artículo 109. Interpretación de esta normativa.** La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

**Artículo 110. Vigencia.** Este Reglamento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, se indica que contra la anterior resolución caben el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión; que podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

El recurso de reposición deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación; el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley.

**II.** Agradecer a todas las personas físicas y jurídicas que participaron en el proceso de audiencia pública e indicarles que se tenga como respuesta a sus planteamientos, lo externado en el Considerando XVII de esta Resolución.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.**

*Se retiran los funcionarios Karla Montero Víquez, Álvaro Barrantes Chaves, Henry Payne Castro, así como el señor Efraín Abarca Morales.*

**ARTÍCULO 9. Recurso de apelación interpuesto por Claro CR Telecomunicaciones S.A., contra la resolución RCS-080-2012. Expediente SUTEL-ET-003-2011.**

Se conoce el oficio 334-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rinde criterio en torno al recurso de apelación interpuesto por la empresa Claro CR Telecomunicaciones, S. A., contra la resolución RCS-080-2012, del 29 de febrero de 2012.

El señor *Edwin Canessa Aguilar* y *Alejandra Castro Cascante* explican los argumentos del recurrente, el criterio de la Dirección General, así como las recomendaciones del caso.

Seguidamente la señora *Carol Solano Durán* se refiere a una recomendación adicional contenida en el criterio de la Dirección, en el sentido de que se instruya a la SUTEL para que, en un plazo no mayor a tres meses, efectúe un estudio o auditoría, mediante el cual se determine la facturación real de los operadores y proveedores de los servicios de telefonía de los años 2011 y 2012 y a partir de esa información, verifique si los montos transferidos por estos al Sistema 911 corresponden a la tasa de financiamiento vigente en esos periodos e informe a la Junta Directiva sobre el resultado de dicho

estudio, lo cual deberá ser considerado en la próxima fijación de la tasa de financiamiento de dicho sistema.

Los señores miembros de la Junta Directiva consideran atinente la recomendación adicional propuesta, únicamente omitiendo la palabra “auditoría” y que se realice el estudio en el plazo sugerido, a partir de la comunicación del acuerdo.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme a su oficio 334-DGJR-2013, así como en la recomendación adicional contenida en dicho oficio, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**a. En cuanto al recurso de apelación interpuesto por la empresa Claro CR Telecomunicaciones, S. A.**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 27 de setiembre del 2011, mediante oficio 6020-911-DI-1321-2011, la Dirección del Sistema de Emergencias 911, presentó ante la Superintendencia de Telecomunicaciones (en adelante SUTEL), solicitud de fijación de tarifa para el 2012 (*folios 02 al 206*).
- II. Que el 25 de enero del 2012, se llevó a cabo la Audiencia Pública según consta en el acta 4-2012 (*folios del 240 al 249*).
- III. Que el 29 de febrero del 2012, mediante la resolución RCS-080-2012, publicada en el diario oficial La Gaceta N° 61 del 26 de marzo de 2012, el Consejo de la SUTEL, resolvió fijar la tarifa porcentual mensual equivalente al uno por ciento (1%) de la facturación telefónica para el cálculo de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 911 (*folios 565 al 597 y publicación a folios 615 al 627*).
- IV. Que el 29 de marzo del 2012, CLARO CR Telecomunicaciones S.A. (en adelante CLARO), inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RCS-080-2012 (*folios 600 al 614*).
- V. Que el 6 de junio del 2012, mediante la resolución RCS-179-2012, el Consejo de la SUTEL, resolvió rechazar por la forma, el recurso de revocatoria presentado por CLARO, contra la resolución RCS-080-2012 (*folios 657 al 675*).
- VI. Que el 19 de julio del 2012, mediante oficio 690 SUTEL-SC-2012, la Secretaría del Consejo de la SUTEL, comunicó al Regulador General de la Autoridad Reguladora (en adelante ARESEP) el acuerdo 025-042-2012 de la sesión ordinaria N° 042-2012 del Consejo de la SUTEL, celebrada el 11 de julio del 2012, que dispuso entre otras cosas, emplazar al recurrente por el plazo de 3 días hábiles, y remitió el informe del recurso interpuesto, ante la Junta Directiva de la ARESEP, todo lo anterior de conformidad con el artículo 349 de la LGAP (*oficio no consta en autos*).
- VII. Que el 20 de julio del 2012, la Secretaría de Junta Directiva de ARESEP, mediante el memorando 337-SJD-2012, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el expediente relativo al recurso de apelación interpuesto por CLARO, en contra de la resolución RCS-080-2012 (*folio 675-A*).

- VIII. Que el 24 de julio del 2012, CLARO responde al emplazamiento conferido (*folio 676*).
- IX. Que el 26 de julio del 2012, la Secretaría de Junta Directiva de ARESEP, mediante el memorando 342-SJD-2012, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, la respuesta al emplazamiento conferido a CLARO, respecto al recurso de apelación interpuesto, en contra de la resolución RCS-080-2012 (*folio 693*).
- X. Que el 18 de diciembre del 2012, la Secretaría de Junta Directiva de ARESEP, mediante memorando 789-SJD-2012, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, oficio de CLARO, de fecha 17 de diciembre del 2012, mediante el cual reiteró su solicitud (*oficio no consta en autos*).
- XI. Que el 06 de febrero del 2013, mediante la resolución RCS-034-2013, publicada en el diario oficial La Gaceta N° 47 del 7 de marzo del 2013, el Consejo de la SUTEL, resolvió fijar la tarifa porcentual mensual equivalente al uno por ciento (1%) de la facturación telefónica para el cálculo de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 911 para el periodo 2013 (*folio 430 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012*).
- XII. Que el 20 de mayo del 2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, mediante el oficio 334-DGJR-2013, rindió el criterio sobre el recurso de apelación interpuestos por CLARO contra la resolución RCS-080-2012.
- XIII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del oficio 334-DGJR-2013 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

#### **II. ANÁLISIS POR LA FORMA**

##### **1. NATURALEZA DEL RECURSO**

*El recurso interpuesto es el ordinario de apelación, al que es aplicable lo establecido en los artículos 343, 345 y 346 de la LGAP.*

##### **2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO**

*Con vista en el acto de notificación de la resolución RCS-080-2012 publicada en el diario oficial La Gaceta N° 61 del 26 de marzo de 2012, observa este órgano asesor, que el Consejo de la SUTEL omitió indicar que contra dicho acto cabía recurso de apelación, por consiguiente, la notificación incumplió con los requisitos establecidos en el artículo 245 de la LGAP. Asimismo, consta en autos que el recurso fue planteado el día 29 de marzo del 2012 (folios 600 a 614).*

*Del análisis realizado, se desprende que por haber sido omiso el acto de notificación, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 245 de la LGAP, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 247 de ese mismo cuerpo normativo; la notificación se tendrá por realizada en*

*el momento en que gestionó la parte, por lo que el recurso se encuentra presentado en tiempo.*

### **3. LEGITIMACIÓN**

*Respecto de la legitimación activa, cabe indicar que CLARO está legitimada para actuar - como operador de red y proveedor de servicios de telecomunicaciones-, de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la LGAP, en relación con los artículos 36, 73 inciso h) y 81, todos de la Ley 7593; ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.*

### **4. REPRESENTACIÓN**

*No consta en autos poder que acredite la representación legal del señor Ricardo Taylor Capón, por lo cual, no se desprende que esté facultado para actuar en nombre de CLARO.*

## **III. SOBRE LA COMPETENCIA DE LA JUNTA DIRECTIVA PARA CONOCER EL RECURSO PLANTEADO.**

*En este caso específico -como se desarrollará en el análisis de fondo-, el Consejo de la SUTEL procedió a analizar la solicitud planteada por el Sistema de Emergencias 9-1-1, para la revisión del porcentaje que se cobra en cada una de las facturaciones telefónicas para el financiamiento de dicho Sistema, conforme a la información disponible en el expediente SUTEL-ET-003-2011.*

*En la resolución recurrida, el Consejo de la SUTEL resolvió entre otras cosas: I. Fijar la tarifa porcentual mensual equivalente al uno por ciento (1%) de la facturación telefónica para el cálculo correspondiente de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencias 9-1-1, que cobren todos los operadores de servicios telefónicos, a los contribuyentes o usuarios de los servicios de telefonía quienes se beneficiarán del servicio y de la garantía de su permanencia y eficiente prestación; de conformidad con el artículo 7 de la Ley N° 7566.*

*De conformidad con el dictamen de la Procuraduría General de la República C-021-2013 del 20 de febrero del 2013, el artículo 53 inciso o) de la Ley 7593, «...reconoce un poder de revisión jerárquica en determinadas decisiones de la SUTEL, decisiones que tienen una incidencia económica fuerte, como es el caso de las tarifas» y en concordancia con lo establecido en el artículo 53 inciso b) de la Ley 7593 y artículos 102 inciso d) y 350 de la LGAP, se desprende que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, como superior jerárquico de la SUTEL en materia de fijación de tarifas, resulta competente para resolver el recurso interpuesto.*

*En virtud de lo anterior, este órgano asesor se pronunciará respecto a los argumentos atinentes a esas competencias, por lo que procede a realizar las siguientes valoraciones y consideraciones.*

*(...)*

## **V. ANÁLISIS POR EL FONDO:**

**1. Sobre la legitimación activa y representación para actuar.**

*Mediante resolución RCS-179-2012 -que resolvió el recurso de revocatoria-, la SUTEL rechazó por inadmisibile, en cuanto a la forma, el recurso interpuesto por CLARO. Al respecto indicó: a) al no presentarse el recurrente dentro del procedimiento ni como parte ni como coadyuvante o tercero interesado, carece de legitimación activa para impugnar la fijación de la tasa de financiamiento del Sistema de Emergencia 9-1-1 y b) no consta dentro del expediente administrativo (...) documento auténtico o certificación notarial alguna, en donde se infiera que el señor Taylor Capón, se (sic) actualmente el Director General de CLARO (...) y que su nombramiento se encontraba vigente.*

*Respecto a la legitimación activa, consta en autos que CLARO ha sido parte de este proceso al haber aportado la información necesaria para poder dictar el acto final. Asimismo, al ser CLARO un destinatario final de la resolución recurrida RCS-080-2012, ya que le impone una obligación, estaría legitimado para impugnar dicho acto administrativo, lo anterior de conformidad con el artículo 275 de la LGAP.*

*Por lo tanto, en cuanto al argumento referente a la legitimación de CLARO para impugnar la resolución RCS-080-2012, lleva razón el recurrente.*

*En cuanto al tema de la representación, CLARO alegó –en el escrito de respuesta del emplazamiento (folio 676 a 690)- lo siguiente: día a día se presentan una gran serie de documentación por lo cual desde un inicio se procedió a acreditar la representación del señor Taylor Capón. Así mismo, debe tenerse en cuenta lo establecido en artículo segundo de la ley [sic] 8220.*

*Cabe indicarle al recurrente que el párrafo tercero del artículo 2 de la Ley 8220, dispone que: quedan exceptuadas de la aplicación de este artículo las personerías jurídicas.*

*En cuanto a este tema, la Procuraduría General de la República ha señalado que:*

*Como se observa, en la ley quedó a salvo, en el tercer párrafo, las personerías jurídicas. De tal manera que la personería jurídica requiere estar actualizándose, porque puede ser que alguien cambie en la junta directiva y, de un momento a otro, una persona que era representante ya no lo es y se den algunos problemas en ese sentido. Entonces lo único que queda exceptuado de la aplicación de este artículo son las personerías jurídicas, las cuales sí tienen que estarse renovando constantemente. (Al respecto ver dictamen C-291-2002 del 29 de octubre del 2002 entre otros)*

*Así las cosas, considera este órgano asesor que lo correcto es rechazar el recurso por la forma, ya que al no constar en autos, poder que acreditara la representación legal del señor Ricardo Taylor Capón, no se desprendía que estuviera facultado para actuar en nombre de CLARO.*

*Por lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto al tema de la representación.*

**2. Sobre los vacíos de información que deberían auditarse previo a definir la tarifa.**

**a. Sobre el saldo adeudado al ICE, la sub-ejecución presupuestaria, y problemas de recaudo.**

La empresa CLARO argumentó en su recurso que la tarifa fue fijada tomando en consideración un saldo adeudado al ICE, del que no se presenta composición y que se encontraba en disputa ante un criterio de la Procuraduría General de la República. Señaló además que la resolución recurrida no incluyó un análisis sobre problemas de recaudo y sub-ejecución presupuestaria del Sistema 911, y que fijar una tarifa sin claridad en la información genera problemas de inseguridad jurídica y puede ocasionar distorsiones al mercado, ya que se puede trasladar «ingresos injustificables en beneficio del operador incumbente» (folio 603).

**i. Sobre el saldo adeudado al ICE.**

En la resolución recurrida RCS-080-2012, la SUTEL señaló que el Sistema 911 requiere un financiamiento de 4 809 580 000,00 CRC (folio 582), monto que resulta de la suma del presupuesto presentado por el Sistema 911 por un monto de 3 901 878 610 CRC y del déficit acumulado de 964 393 000,00 CRC, menos el ingreso esperado por multas de 56 691 770 CRC. Además, indicó que el monto a reconocer para el 2012 equivale a 1,24% de la facturación telefónica esperada del mercado, por lo que recomendó mantener la tarifa en 1% (folios 582 y 583) ante la imposibilidad de incrementos posteriores que sobrepasen ese porcentaje, de conformidad a lo establecido en el artículo 7 de la Ley 7566.

La SUTEL consideró que aun cuando existe una deuda por parte del Sistema 911 con el ICE, la cual se encontraba en disputa a la fecha de emisión de la resolución recurrida, esta debía contemplarse dentro del presupuesto del 2012, hasta que existiera un acuerdo entre ambos que determinara el monto a cancelar (folio 579). Sin embargo, dicha deuda no fue incorporada en el análisis, según se desprende de los datos de determinación de la tarifa contenidos en la resolución recurrida (folio 588).

Cabe indicar que el balance de situación del Sistema 911 refleja que a setiembre del 2012 existe un acumulado de 5 791 000 000,00 CRC en la partida «Cuentas por pagar institucionales», que el Sistema 911 le adeuda al ICE (folio 244 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012). Al respecto, mediante nota 6020-911-DI-0150-2012 del 10 de febrero del 2012, el Sistema 911 afirmó que «dicha cuenta corresponde a [sic] deuda que tiene el Sistema con el ICE por servicios administrativos de apoyo prestados, así como los servicios de telecomunicaciones brindados» (folio 258). En su momento se indicó que a pesar de incorporarse el monto de dicha deuda en los estados financieros en la partida citada, la misma no había sido aceptada por el Sistema 911 ni había sido consensuada por ninguna de las partes, razón por la cual dicho Sistema consultó a la Procuraduría General de la República para que emitiera dictamen al respecto.

Al respecto, la Procuraduría General de la República emitió el dictamen C-286-2011 del 21 de noviembre del 2011, donde señaló que: «Si se pretendiera que dentro de los costos de facturación, deben incluirse los costos del tráfico telefónico, se estaría trasladando a los contribuyentes de la tasa el costo de ese tráfico, siendo que ese costo debe ser asumido por el operador del servicio como parte de los principios de acceso universal y gratuidad de los servicios de emergencia». Por su parte, esa misma Procuraduría en el dictamen C-318-2011 del 16 de diciembre del 2011 indicó que «La gratuidad de los servicios del 9-1-1 es un derecho para el usuario de los servicios de telecomunicaciones conforme lo dispone la Ley General de Telecomunicaciones y fue desarrollado en el dictamen C-286-2011.



*Pero del hecho de que los usuarios finales tengan derecho a realizar llamadas de emergencia a través del Sistema no puede derivarse que todos los servicios que este contrate para prestar el servicio deban ser igualmente gratuitos».*

*Por su parte, la Contraloría General de la República indicó en su oficio DFOE-PG-354 del 14 de setiembre del 2012 que «al tener tanto el ICE como el Sistema 9-1-1 potestades para adquirir derechos y contraer obligaciones por sí mismos; si el Sistema ha recibido algún servicio que suponga una contraprestación económica bajo una relación contractual válida y eficaz para proveerse del tráfico telefónico, en ese contexto le corresponde a esa Administración valorar y determinar a partir de esos elementos, entre otros, [...], la procedencia del monto a cancelar y el momento a partir del cual procedería». Lo emitido por la Contraloría ratifica la potestad de suscribir acuerdos y contraer obligaciones, como lo es por ejemplo la venta de servicios entre ambas instituciones (ICE y Sistema 911), a quienes les corresponde definir el monto de esos servicios.*

*Cabe mencionar que a partir de los dictámenes citados, el Sistema 911 reconoció la deuda con el ICE dentro de la solicitud tarifaria de dicho Sistema para el periodo 2013, se incluyó ese pago dentro de la partida «Otros servicios de gestión y apoyo» y se destinó la suma de 140 000 000,00 CRC a fin de ir reduciendo esa deuda (folio 235 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012).*

*Así las cosas, no lleva razón el recurrente en vista de que no se incluyó el saldo adeudado al ICE en la tarifa para el periodo 2012.*

**ii. Sobre la sub-ejecución presupuestaria.**

*La empresa CLARO argumentó en su recurso que en la resolución recurrida no se incluyó un análisis sobre la sub-ejecución presupuestaria del Sistema 911, lo que puede ocasionar distorsiones de mercado, inseguridad jurídica y un mecanismo artificial de traslado de ingresos en beneficio del operador incumbente, por lo cual no se considera que la tarifa deba ser fijada en el 1% máximo de ley.*

*En la resolución recurrida RCS-080-2012 se indicó que en efecto existe sub-ejecución presupuestaria por parte del Sistema 911 en los periodos 2010 y 2011, de acuerdo con los datos de presupuesto de caja (folios 575 y 576). En este mismo sentido, se observa que el presupuesto para todo el periodo 2012 era de 3 901 879 000,00 CRC, mientras que de acuerdo con la información que consta en el folio 486 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012, de enero a setiembre del 2012 el Sistema 911 solo había ejecutado el 59% de dicho presupuesto (2 283 765 000,00 CRC).*

*Cabe indicar que la ejecución presupuestaria no refleja el resultado real sobre el flujo de efectivo, ya que el presupuesto aprobado no corresponde necesariamente al ingreso recaudado. Los estados de ingresos y gastos del Sistema 911 muestran que entre enero y setiembre del 2012 se había acumulado una pérdida por 263 000 000,00 CRC (folio 245 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012), por cuanto los costos de operación y gastos administrativos superaron a los ingresos de operación en ese periodo. Aunado a lo anterior, en la resolución RCS-034-2013, que fijó la tarifa del Sistema 911 para el periodo 2013, se indicó que el déficit acumulado a noviembre del 2012 sumaba 2 032 139 000,00 CRC (folio 461 del expediente N° GCO-TMI-0002-2012), evidencia de que lo recibido por el Sistema 911 no ha sido suficiente para asumir sus gastos.*

*El presupuesto solicitado por el Sistema 911 para el período 2012 (3 901 879 000,00 CRC) superaba el ingreso esperado del mercado, al representar el 1,0035% de la facturación esperada. Al incluir el déficit acumulado a diciembre del 2011 por 964 393 000,00 CRC y excluyendo lo recibido por multas estimadas, se requiere un monto por 4 809 579 840,00 CRC (equivalente a una tarifa de 1,24% de la facturación esperada al período 2012).*

*Del análisis realizado por este órgano asesor se desprende que, aunque el presupuesto presentado por el Sistema 911 fuera castigado según el porcentaje de sub-ejecución reportado al período 2011 (21%) y tras sumar el déficit acumulado a diciembre del 2011, se requeriría un monto de 4 046 877 101,90 CRC, el cual correspondería a una tarifa de 1,04%, lo que igualmente supera el porcentaje máximo permitido por el artículo 7 de la Ley 7566. Cualquier otro monto que se agregue por concepto de pago de la deuda al ICE (la que a diciembre del 2011 sumaba un total de 5 786 000 000,00 CRC), llevaría a un requerimiento adicional de ingresos respecto al total de la facturación esperada del mercado de telefonía del período 2012, lo que evidentemente seguiría estando por encima del 1% estipulado por ley.*

*Dado lo expuesto, considera este órgano asesor que si bien existió una sub-ejecución presupuestaria al cierre del período 2011, de contemplarse otros aspectos como la liquidación presupuestaria y el saldo adeudado al ICE, se mantendría la tarifa máxima del 1% para el Sistema 911.*

### **iii. Sobre los problemas de recaudo.**

*En cuanto a lo alegado por el recurrente, sobre la posibilidad de que existan problemas de recaudo, se aclara que en el artículo 7 de la Ley N.º 7566 se estableció que los proveedores de servicios de telefonía deben poner a disposición del Sistema 911, «los fondos recaudados a más tardar un mes posterior al período de recaudación, mediante la presentación de una declaración jurada del período fiscal mensual» y asumirán responsabilidad solidaria por el pago de esa tasa en caso de no haber practicado la percepción efectiva. Esto implica que los operadores y proveedores de servicios de telefonía están en la obligación legal de efectuar el traslado de los fondos al Sistema 911 en el momento oportuno.*

*En cuanto a la figura de declaración jurada, cabe mencionar que el artículo 122 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios señala que «Debe entenderse por declaración jurada, la determinación de la obligación tributaria efectuada por los contribuyentes y responsables, bajo juramento, [...], con los efectos y las responsabilidades que determina este Código». Por su parte, el artículo 81 de dicho Código establece que «Serán sancionables los sujetos pasivos que, mediante la omisión de la declaración o la presentación de declaraciones inexactas, dejen de ingresar, dentro de los plazos legalmente establecidos, los impuestos que correspondan». Por otra parte, una declaración jurada constituye prueba idónea mientras la misma no sea argüida de falsa, conforme a los artículos 370 y siguientes del Código Procesal Civil. En caso de que la misma sea declarada falsa, quién declara bajo fe de juramento o el que insertare o hiciera insertar en un documento público o auténtico declaraciones falsas, concernientes a un hecho que el documento deba probar, de modo que pueda resultar un perjuicio será sancionado bajo el delito de perjurio o falsedad ideológica conforme a los artículos 311 y 360 del Código Penal respectivamente.*

*Dado que la declaración jurada constituye prueba idónea mientras que no sea argüida de falsa y que cada operador adjunta una copia del depósito efectuado, no existen elementos que hagan suponer que existan problemas en la recaudación. Para determinar tal cosa, el Sistema 911 puede solicitar expresamente a la SUTEL, la verificación y fiscalización de los ingresos reportados por los distintos operadores y proveedores de servicios de telefonía, o también la SUTEL podrá realizar las verificaciones de oficio, todo lo anterior de conformidad con el artículo 73, inciso l) de la Ley 7593. Este órgano asesor observa de la información contenida en el expediente, que los ingresos reportados por cada operador y proveedor, han tenido un comportamiento creciente con respecto a periodos anteriores. Sin embargo, para corroborar si lo facturado por las distintas empresas es lo que declaran al trasladar los fondos al Sistema 911, sería necesario que la SUTEL realice un estudio o auditoría.*

*Así las cosas, no lleva razón el recurrente en este sentido por cuanto al considerar la información que consta en el expediente -declaraciones juradas-, no se desprenden elementos suficientes que hagan presumir la existencia de un problema de recaudo por parte de los distintos operadores y proveedores de telefonía tal como se alegó en el recurso.*

**b. Sobre la eficiencia en los costos del Sistema 911.**

*En cuanto al cuestionamiento del recurrente sobre si los costos del Sistema 911, así como de los servicios que contrata al operador incumbente son eficientes o no, cabe indicar que el principio de eficiencia que rige a la Administración Pública corresponde al cumplimiento del interés público y correcto uso de los fondos públicos, a fin de que se cumplan los principios encomendados por ley. Así, la responsabilidad de la administración eficientemente recae, en este caso particular, en el propio Sistema 911, mientras que la SUTEL por su parte, debe comprobar, para la fijación tarifaria, que los costos reconocidos estén en función del cumplimiento del objetivo del Sistema 911 - que en este caso corresponde a la correcta atención de situaciones de emergencia-, sean los necesarios para ello y que sean razonables.*

*Consta en autos que la SUTEL verificó la razonabilidad de los gastos presentados por el Sistema 911, para la fijación del porcentaje de financiamiento del 2012, respecto a los datos de la fijación tarifaria previa.*

*Por lo tanto no lleva razón el recurrente en este punto.*

## **VI. CONCLUSIONES**

*Sobre la base de lo arriba expuesto, tenemos:*

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso presentado por CLARO resulta inadmisibile, por falta de representación, por cuanto no consta en autos documento idóneo que acredite la representación legal del señor Ricardo Taylor Capón.*
- 2. Al ser CLARO un destinatario final de la resolución RCS-080-2012, ya que le impone una obligación, está legitimado para impugnar dicho acto administrativo.*
- 3. No se incluyó el saldo adeudado al ICE en la tarifa del Sistema 911 para el periodo 2012.*

4. *Si bien existió sub-ejecución presupuestaria al cierre del periodo 2011, de contemplarse otros aspectos como la liquidación presupuestaria y el saldo adeudado al ICE, se mantendría la tarifa máxima del 1% para el Sistema 911.*
5. *No se desprenden elementos suficientes que hagan presumir la existencia de un problema de recaudo por parte de los distintos operadores y proveedores de telefonía.*
6. *Consta en autos que la SUTEL verificó la razonabilidad de los gastos del Sistema 911, en comparación con los de la fijación tarifaria previa.*

(...)”

**II-** Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Rechazar por la forma, el recurso de apelación interpuesto por CLARO CR Telecomunicaciones S.A., contra la resolución RCS-080-2012 del 29 de febrero del 2012, por falta de representación; **2.-** Revocar parcialmente la resolución RCS-179-2012 del 6 de junio del 2012, únicamente en cuanto al rechazo del recurso de revocatoria interpuesto por CLARO contra la resolución RCS-080-2012 del 29 de febrero de 2012, por falta de legitimación. En todo lo demás se debe mantener incólume la resolución citada; **3.-** Dar por agotada la vía administrativa; **4.-** Notificar a las partes, la resolución que ha de dictarse, en el medio o lugar señalado para ello; **5.-** Devolver el expediente al Consejo de la SUTEL para lo que corresponda, tal y como se dispone.

**III-** Que en sesión 41-2013, del 22 de mayo de 2013, cuya acta fue ratificada el 30 del mismo mes y año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 334-DGJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

**ACUERDO 11-41-2013**

1. Rechazar por la forma, el recurso de apelación interpuesto por CLARO CR Telecomunicaciones S.A., contra la resolución RCS-080-2012 del 29 de febrero del 2012, por falta de representación.
2. Revocar parcialmente la resolución RCS-179-2012 del 6 de junio del 2012, únicamente en cuanto al rechazo del recurso de revocatoria interpuesto por CLARO contra la resolución RCS-080-2012 del 29 de febrero de 2012, por falta de legitimación. En todo lo demás se debe mantener incólume la resolución citada.
3. Dar por agotada la vía administrativa.
4. Notificar a las partes, la resolución dictada, en el medio o lugar señalado para ello.
5. Devolver el expediente al Consejo de la SUTEL para lo que corresponda.

**NOTIFÍQUESE.**

***b. En cuanto a la recomendación adicional contenida en el oficio 334-DGJR-2013:***

El señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación la recomendación adicional de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, contenida en el oficio 334-DGJR-2013, del 20 de mayo de 2013. Seguidamente, la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

**ACUERDO 12-41-2013**

Instruir a la SUTEL para que, en un plazo no mayor a tres meses, a partir de la comunicación de este acuerdo, efectúe un estudio mediante el cual se determine la facturación real de los operadores y proveedores de los servicios de telefonía de los años 2011 y 2012, y a partir de esa información verifique si los montos transferidos por estos al Sistema 911 corresponden a la tasa de financiamiento vigente en esos periodos e informe a la Junta Directiva sobre el resultado de dicho estudio, lo cual deberá ser considerado en la próxima fijación de la tasa de financiamiento de dicho Sistema.

**ARTÍCULO 10. Asuntos Informativos**

Se conoce y se da por recibido el tema indicado en la agenda como asunto de carácter informativo, relacionado con el oficio 767-DGPU-2013, mediante el cual la Dirección General de Participación al Usuario remite el "Procedimiento de Audiencias y consulta pública", en cumplimiento del acuerdo 03-55-2012.

**A las dieciséis horas con cincuenta minutos finaliza la sesión.**

**DENNIS MELÉNDEZ HOWELL**  
*Presidente de Junta Directiva*

**SYLVIA SABORÍO ALVARADO**  
*Presidenta ad hoc de Junta Directiva*

**ALFREDO CORDERO CHINCHILLA**  
*Secretario de Junta Directiva*