

ACTA DE LA SESIÓN ORDINARIA

N.º 15-2013

25 de febrero de 2013

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 15-2013

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

Se deja constancia que, como caso de excepción a lo dispuesto en el acuerdo 03-35-2012, del acta de la sesión 35-2012, la sesión ordinaria correspondiente al jueves 28 de febrero de 2013, se celebra el día de hoy lunes 25 de febrero en curso.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor **Dennis Meléndez Howell** da lectura al orden del día y lo somete a votación. La Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-15-2013

Aprobar el orden del día de esta sesión. A la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación de Actas*
Sesiones 10-2013, 11-2013, 12-2013, 13-2013 y 14-2013, celebradas el 13, 14, 18, 20 y 21 de febrero de 2013, respectivamente.
3. *Asuntos del Regulador General.*
4. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
5. **Asuntos resolutivos.**
 - 5.1 *Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central. Oficio 171-IE-2013, del 22 de febrero de 2013.*
 - 5.2 *Criterio sobre denuncia interpuesta por los señores José María Villalta Flórez-Estrada y otros. Oficio 092-DGJR-2013, del 12 de febrero de 2013.*
 - 5.3 *Estudio técnico que justifica la creación de dos plazas nuevas en la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Oficios 033-GG-2013 y 10-DERH-2013.*
 - 5.4 *Cronograma de nombramientos de recursos humanos y opciones para disminución de plazos. Oficio 110-DERH-2013, del 21 de febrero de 2013 y 105-DERH-2013, del 19 de febrero de 2013.*

5.5 *Solicitud de ampliación de plazo para entrega de un procedimiento de reasignación de plazas. Atención del acuerdo 10-94-2012. Oficio 068-DERH-2013 y 083-DERH-2013.*

5.6 *Solicitud de la Dirección del General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que se extienda prórroga para cumplir acuerdos solicitados por la Junta Directiva. Oficio 21-DGDR-2013.*

6. Asuntos Informativos.

6.1 *Informe sobre solicitud de información del Diputado Luis Fishman (Oficio DLF-0003-2013), al Regulador General, Dennis Meléndez H. Oficio 0784-SUTEL-DGC-2013, del 19 de febrero de 2013.*

6.2 *Informe del proceso de investigación para determinar los motivos por los cuales se atrasó la publicación en el Diario Oficial La Gaceta, de la resolución 750-RCR-2012, del 9 de enero de 2012, expediente ET-153-2011. Oficio 144-RG-2013, del 21 de febrero de 2013.*

ARTÍCULO 3. Aprobación de Actas.

El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a conocimiento de la Junta Directiva los borradores de las sesiones 10-2013, 11-2013, 12-2013, 13-2013 y 14-2013.

En discusión el acta 10-2013

Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma. El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que no estuvo presente cuando se celebró dicha sesión. El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el acta y la Junta Directiva resuelve:

ACUERDO 02-15-2013

Aprobar, con la salvedad del director Pablo Sauma Fiatt y las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 10-2013, celebrada el 13 de febrero de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

En discusión el acta 11-2013

Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma. El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que no estuvo presente cuando se celebró dicha sesión. El señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el acta y la Junta Directiva resuelve:

ACUERDO 03-15-2013

Aprobar, con la salvedad del director Pablo Sauma Fiatt y las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 11-2013, celebrada el 14 de febrero de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

En discusión el acta 12-2013

La señora **Grettel López Castro** interpone un recurso de revisión contra el acuerdo 03-12-2013, incisos iv) y v), y el acuerdo 04-12-2013, en el sentido de incluir los plazos de atención de dichas disposiciones.

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

ACUERDO 04-15-2013

Conocer el recurso de revisión planteado por la señora Grettel López Castro, contra el acuerdo 03-12-2013, incisos iv) y v), y el acuerdo 04-12-2013, del acta de la sesión 12-2013, del 18 de febrero de 2013, conforme lo dispuesto en el artículo 55 de la Ley General de la Administración Pública.

ARTÍCULO 4. Recurso de revisión interpuesto por la directora Grettel López Castro.

Según lo dispuesto en el acuerdo anterior 04-15-2013 de esta acta, la Junta Directiva entra a conocer el recurso de revisión interpuesto por la señora Grettel López Castro, contra el acuerdo 03-12-2013, incisos iv) y v), y el acuerdo 04-12-2013, del acta de la sesión 12-2013, del 18 de febrero de 2013.

La señora *Grettel López Castro* plantea la importancia de adicionar, en cada acuerdo, los plazos de atención de las citadas disposiciones, de manera que para el acuerdo 03-12-2013, inciso iv), sugiere un plazo de un mes para realizar el estudio tarifario por parte de la Intendencia de Energía.

Asimismo, sugiere para el inciso v), de dicho acuerdo 03-12-2013, definir un plazo para que la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, someta una propuesta de metodología para incorporar el factor ambiental a las tarifas.

Por otra parte, en el acuerdo 04-12-2013, recomienda establecer un plazo, según lo consideren los demás miembros.

Seguidamente se da un intercambio de opiniones sobre el particular, luego de lo cual los señores miembros de la Junta Directiva coinciden en que el plazo para el acuerdo 03-12-2013, inciso iv), sea, de un mes. Asimismo, se recomienda que para el acuerdo 04-12-2013, se establezca como plazo máximo el 15 de marzo de 2013.

El señor *Dennis Meléndez Howell* indica que con respecto al inciso v), sugiere no indicar plazo, toda vez que la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación tiene que presentar un cronograma de plazos para atender una serie de tareas encomendadas a dicha área, oportunidad en la cual se puede solicitar definir una fecha prevista de cumplimiento con el tema del factor ambiental.

La directora *Grettel López Castro* indica que está de acuerdo, en este caso particular, con lo señalado por el señor Regulador, en el entendido de que incorporar el factor ambiental en las tarifas es un tema complejo que requiere claridad metodológica; no obstante, y como lo ha reiterado en ocasiones anteriores, considera inconveniente no establecer plazos de cumplimiento para los acuerdos que defina esta Junta Directiva.

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

ACUERDO 05-15-2013

Acoger el recurso de revisión interpuesto por la directora Grettel López Castro y, en consecuencia, modificar los acuerdos 03-12-2013, inciso iv) y 04-12-2013, de manera que se lean, en ese orden, de la siguiente manera:

“ACUERDO 03-12-2013

(...)

iv. Devolver el expediente administrativo a la Intendencia de Energía (IE) para que proceda a fijar una tarifa, en un plazo de un mes, tomando en consideración los criterios establecidos en el presente dictamen en cuanto a la actualización del monto de inversión unitaria y corregir el cálculo de la desviación estándar de los datos de costos de inversión”

“ACUERDO 04-12-2013

Solicitar a la Administración para que la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presente una propuesta de ajuste de las metodologías tarifarias de energía producida mediante plantas de generación privadas, en lo que se refiere a la actualización del monto de la inversión en los activos fijos utilizados por las mismas, lo anterior en un plazo no mayor al 15 de marzo de 2013”.

Seguidamente el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación el acta 12-2013. Los señores miembros de la Junta Directiva realizan observaciones de forma y resuelven, por unanimidad:

ACUERDO 06-15-2013

Aprobar, con las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 12-2013, celebrada el 18 de febrero de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

En discusión el acta 13-2013

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 07-15-2013

Aprobar, con las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 13-2013, celebrada el 20 de febrero de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

En discusión el acta 14-2013

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 08-15-2013

Aprobar, con las observaciones de forma señaladas en esta oportunidad, el acta de la sesión 14-2013, celebrada el 21 de febrero de 2013, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva, para los fines pertinentes.

ARTÍCULO 5. Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central.

Ingresan al salón de sesiones, el señor Álvaro Barrantes Chaves, la señora Karla Montero Víquez y el señor Wiliam Ramírez Calderón, funcionarios de la Intendencia de Energía, así como el señor Efraín Abarca Morales, asesor externo. Por otra parte, mediante video conferencia, participan los señores Ing. Humberto Arturo Perla, especialista técnico en mercados eléctricos, y el Lic Edgar H. Navarro Castro, especialista legal en mercados eléctricos, asesores externos de la Licitación Abreviada N.º. 2012-LA-000010-ARESEP Contrato N.º. 06-ARESEP-2012. Proyecto: “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”.

La Junta Directiva conoce el oficio 171-IE-2013 de fecha 22 de febrero de 2013, mediante el que la Intendencia de Energía, somete a conocimiento de la Junta Directiva, la propuesta de “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

El señor **Barrantes Chaves** introduce el tema indicando los detalles del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica (MER) y el estado en que está el desarrollo de la infraestructura y la normativa. Puntualiza la importancia de que Costa Rica adopte internamente los cambios en la normativa eléctrica nacional que le permita interactuar adecuadamente con el mercado regional. Para esto se contrató una consultoría, cuyo objetivo es realizar un diagnóstico de la situación actual y proponer los cambios que se requieran en la normativa nacional. El consultor ya entregó su primera propuesta de la normativa que se requiere para armonizar ambos mercados.

El objetivo es exponerle a la Junta Directiva esta propuesta, para que sea conocida y aprobada por esta instancia; la cual en primera instancia debe ser sometida a audiencia pública, según lo establecido por la Ley 7593.

El señor **Efraín Abarca Morales** brinda una introducción del grupo consultor encargado de la Licitación Abreviada N.º. 2012-LA-000010-ARESEP, Contrato N.º. 06-ARESEP-2012. Proyecto: “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”.

Explica el por qué se debe armonizar la regulación nacional con la regulación regional y señala los siguientes elementos:

- **Constitución Política de la República de Costa Rica establece en su artículo 7 que:** “Los tratados públicos, los convenios internacionales y los concordatos, debidamente aprobados por la Asamblea Legislativa, tendrán desde su promulgación o desde el día que ellos designen, autoridad superior a las leyes.
- **Ley 7848:** Aprobación de Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. Aprobada en 16 de diciembre de 1998.

- **Obligación de los Gobiernos de las partes de dicho Tratado, en su artículo 32 inciso d) que:** “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.”
- **Resolución de CRIE 017-2012:** Se realizará un periodo de prueba de tres meses, a partir del 1 enero del 2013, para valorar el funcionamiento del MER bajo el RMER y las interfaces desarrolladas por cada país.
- **Algunos Temas a armonizar :**
 - 1)Reglamentación de la operación técnica y comercial;
 - 2)Mercado de Oportunidad Regional;
 - 3)Contratos Firmes;
 - 4)Servicios Auxiliares; 5)Criterios de calidad y seguridad Reg.;
 - 6)Transacciones comerciales;
 - 7)Tipo de Garantías;
 - 8)Contratos de conexión y
 - 9)Papel del Comercializador.

El **Regulador General** consulta si sería posible que el ICE desarrolle un proyecto en otro país de la región, con el compromiso de que, toda la energía que produzca allí, sea para vender a Costa Rica. El señor **Edgar Navarro Castro** comenta que, lo podría hacer, pero solamente en aquellos países en los cuales la regulación nacional permita la instalación de una planta en forma libre, o bien, el ICE cumpla con los requisitos que existan en ese país

Indica que el tema de reciprocidad, podría ser problema, pues en Costa Rica no necesariamente sería posible para otras empresas hacerlo. Pero el tema, desde punto de vista jurídico, enfrenta los estados no a las partes. Una meta a futuro es una actualización que se debe hacer a nivel de Asamblea Legislativa. Costa Rica requiere hacer actualización en esos actos.

El señor **Efraín Abarca Morales** se refiere al tema de cómo lograr armonía en el funcionamiento conjunto entre el Mercado Nacional y el Mercado Eléctrico Regional en aspectos regulatorios, técnicos y económicos. Comenta que existen compromisos de los Gobiernos, en el sentido de que se 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 Mercado Eléctrico Regional (MER).

Por otra parte explica qué es el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y señala que la Regulación Regional está integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE. El objetivo es la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, 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.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** indica que, en ausencia de la interconexión con México y Colombia -exportadores netos de energía-, la inquietud que le surge es, si los países de Centroamérica son deficitarios o superavitarios en términos netos. ¿En cuánto se estima la colocación de excedentes?

El señor **Edgar H. Navarro Castro** explica que México no es netamente exportador. Actualmente, no tiene exportaciones a la región, por un tema de precio. Por ley, no se puede exportar energía por debajo del precio que la industria eléctrica vende a la industria local. Es una restricción. Apunta que ese valor es un resultado de un *mix* de todas las tecnologías que genera el país. No hay importaciones en este momento. Agrega que eso no sería el caso de Colombia hacia Panamá.

El señor **Efraín Abarca Morales** continúa su presentación y se refiere a los principios del tratado, los cuales básicamente contemplan tres aspectos:

- **Competencia:** Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- **Gradualidad:** Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.
- **Reciprocidad:** Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.

El señor **Humberto Arturo Perla** se refiere a los criterios técnicos a nivel regional, los cuales cumplen con los estándares mínimos. A nivel regional, son competitivos. Costa Rica, en algunos temas está por encima del promedio, pero cercanos a esos estándares. Además, se lleva un control que se está tratando a nivel regional, lo que permite cumplir con esos requisitos técnicos.

El señor **Edgar H. Navarro Castro** explica lo concerniente a la garantía de pago, en el sentido de que lo que se inyecta de recursos en la red, se pueda recuperar. La regulación nacional establece un mecanismo “prepagado”, pero toda la energía que se desea comprar en el mercado eléctrico regional, para los distintos agentes participantes, se realiza a través de una garantía. Comenta que el mecanismo es, que quien inyecta, recibe su pago. Igual que los niveles de calidad.

El señor **Efraín Abarca Morales** detalla lo concerniente al MER y a los Mercados Nacionales, y destaca los aspectos generales del MER:

- En el Mercado se realizan transacciones comerciales.
- Los agentes del mercado a excepción de los agentes transmisores pueden comprar y vender energía eléctrica.
- Los agentes del mercado pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los países miembros del MER.
- Los agentes del mercado tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional.
- El MER es un mercado competitivo con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros.

En cuanto a los objetivos del MER, comenta los siguientes:

- Optimización de los recursos energéticos.

- Proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- Desarrollo de las redes de transmisión regional.
- Confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- Promover la participación competitiva del sector privado.

Seguidamente, se refiere a la ruta de la consultoría, es decir, los pasos definidos por la Intendencia de Energía bajo las recomendaciones del grupo consultor, así como a las diferentes etapas del estudio, relacionadas con:

ETAPA I: Análisis de la Normativa Existente: Determinación de necesidades de la regulación nacional, Marco legal, técnico y comercial.

ETAPA II: Elaboración de interfaces mínimas: Creación del Reglamento, Plazo máximo de cumplimiento 31 de marzo del 2013.

ETAPA III: Elaboración de Interfaces Detalladas: Marco regulatorio detallado, Plazo máximo de cumplimiento 30 de junio del 2013.

Además, indica que las tareas en las que participará el grupo consultor son: etapas II y III, y que se van a referir específicamente a: i) Elaborar los documentos para el cumplimiento de Costa Rica ante el Mercado Eléctrico Regional; ii) Presentar a la Junta Directiva dichos documentos para su aprobación; iii) Estar presente exponiendo los temas en las audiencias públicas; iv) Atender las oposiciones resultados de las audiencias y v) presentar a la Junta Directiva del ARESEP la propuesta final.

En otro orden de ideas, explica cómo se elaboró la propuesta de Reglamento, la cual requirió distintos aspectos:

- Etapa previa de estudio de la regulación nacional.
- Interacción con los actores de la industria eléctrica nacional.
- Interacción con entidades regionales.
- Aplicando principios de máximo beneficio a los usuarios de los servicios públicos que regula la ARESEP.
- Tomando como referencia la experiencia internacional en la interacción con mercados competitivos.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* consulta sobre cuál es el rol de ARESEP en el tema. En primera instancia, le parece que es emitir normativa de la interfase para compatibilizar y armonizar la normativa nacional con la regional. Posteriormente, será un rol de seguimiento, ¿pero solo a nivel nacional?, Como es el tema de la territorialidad y la relación entre la ARESEP y la CRIE. Considera que dentro de la presentación, desde el punto de vista de los reguladores, estos aspectos deben quedar muy claros.

En una reunión sostenida, recientemente, el tema fue analizar los alcances de la norma. Se habla de temas de armonización, lo cual puede crear temas de conflicto, tanto entre agentes, reguladores y ministerios de energía. El espíritu del tema, en el ámbito nacional, es que la ARESEP emita esa normativa en la primera etapa. En una segunda etapa, corresponderá el seguimiento, cumplimiento y evaluación, en mayor parte a la CRIE.

Acto seguido, el señor **Efraín Abarca Morales** se refiere al contenido de la propuesta de Reglamento, sobre el Título I Disposiciones Generales, entre lo cual destacan temas como el propósito del reglamento, la definición del MER, los agentes del MEN -Mercado Eléctrico Nacional (en este caso de Costa Rica)- y el MER, el contrato marco, el libre acceso, entre otros aspectos.

Comenta, puntualmente lo relacionado con el Título II De la Coordinación para el suministro y manejo de la información. Destaca la obligación de entrega de información. 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.

Apunta que existe responsabilidad de publicación, por parte del OS/OM, en cuanto a los siguientes elementos: i) Predespacho Nacional; ii) Operación en tiempo real; iii) Posdeshpacho, conciliación, facturación y liquidación de transacciones; iv) Información histórica proveniente del intercambio entre agentes del MER; v) Información suministrada por otros OS/OM, datos adquiridos por medio del SCADA y la información de los Agentes del MER y MEN, y vi) las 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.

La señora **Grettel López Castro** considera primordial el capítulo en discusión sobre suministro y manejo de información por razones de transparencia y rendición de cuentas. Considera que un aspecto a destacar como resultado de contar con más y mejor información, es la posibilidad que se abre para Costa Rica en el mercado eléctrico regional toda vez que dicho mercado puede proveer al país de fuentes alternativas para sustituir energía térmica, o incluso, sustituir energía térmica producida en el país por energía térmica producida en la región a precios menores, lo cual en el corto plazo puede reducir significativamente el costo de la electricidad.

El señor **Efraín Abarca Morales** explica lo correspondiente al Título III Operación del Sistema de Mercado. Explica el esquema propuesto, de compras y ventas en el MER.

Dentro de las disposiciones finales del reglamento, señala:

- 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 del Mercado y del Sistema.
- Plazo para creación de unidades de negocio: 2 meses.
- Determinación del OS/OM y plazo para su implantación: 30 días posteriores a la publicación.
- Registro de Agentes del MEN y del MER. El 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.
- Interpretación de esta normativa. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

En lo concerniente a los comentarios finales del Grupo Consultor, indica los siguientes aspectos:

- El MER tiene 11 años de funcionamiento, si bien hasta ahora no se ha necesitado la armonización regulatoria, se ha visto su necesidad de contar con ella, para garantizar el correcto funcionamiento del mercado y hacerlo multilateral. Por el momento, no hay regulación nacional sobre este tema y se ha dependido, básicamente de las leyes de carácter regional.
- La CRIE inicia la operación plena del RMER el 1 de abril del 2013.

- La inversión de SIEPAC será asumida en mayor proporción por las demandas nacionales, por lo que se debe iniciar el establecimiento de las reglas que permitan el máximo aprovechamiento del MER.
- En el momento que se apruebe el Reglamento que se proponen Costa Rica cumplirá con lo preceptuado en la Regulación Regional.
- Este Reglamento se ha realizado mediante la interacción con los actores de la Industria, tomando en cuenta sus observaciones, siempre y cuando no violentaran los objetivos que persiguen las funciones asignadas a la ARESEP.
- Se prevé una generalizada aceptación de los temas definidos en el Reglamento por parte de los actores de la industria eléctrica.
- Se prevé que se solicitará la inclusión de la figura de Grandes Consumidores pero, al carecer de una base legal nacional, no será posible cumplir con este requerimiento.
- La comercialización que se norma es a nivel mayorista, la cual tiene sus bases en la normativa regional y nacional. No se incluye a nivel minorista porque esa actividad no está incluida en el MER ni en el MEN.

Seguidamente se origina un amplio intercambio de opiniones respecto a la propuesta de reglamento, actores afectados y los distintos plazos que se deben atender para cumplir con el proceso de armonización regulatoria.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** sugiere, desde el punto vista formal, que la Intendencia de Energía indique en el oficio de remisión, que ambas dependencias están de acuerdo con los consultores, que el producto cumple con lo requerido y que está listo para ser sometido a audiencia pública.

El señor **Álvaro Barrantes Chaves** manifiesta que, tanto él como el señor Intendente de Energía, están totalmente de acuerdo con el producto de la consultoría, las conclusiones del consultor, por lo que puede ser aprobada en primera instancia por el órgano Colegiado para someterse a audiencia pública. Apunta que se trabajó conjuntamente con los consultores en la elaboración del reglamento, incluso la Intendencia de Energía incorporó el ámbito de aplicación y lo referente a quién le corresponde la interpretación de esta normativa. Considera que el producto obtenido puede ser sometido a audiencia pública.

En el caso del proyecto del mercado regional, se ha implementado una reunión mensual con todos los agentes nacionales, donde los actores nacionales que actúan en el CDMER, CRIE, ODR, incluso hasta el Secretario Ejecutivo del CDMER, se reúnen mensualmente, buscando que todo esté dirigido en una sola línea.

A partir de este momento, se declara un receso y se retiran los señores de la Intendencia de Energía y el señor Efraín Abarca Morales, con el propósito de valorar los comentarios y sugerencias formulados en esta oportunidad, y así presentar las correcciones del caso.

Seguidamente, el señor **Dennis Meléndez Howell** reanuda la sesión y somete a consideración de los miembros de la Junta Directiva el oficio 198-IE-2013, del cual se copia lo siguiente:

Remisión de borrador de acuerdo para someter a audiencia pública el “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central.”

Como complemento al oficio 171-IE-2013 del 22 de febrero de 2013, se les comunica que esta Intendencia recibió a satisfacción -tal como se manifestó mediante el oficio 191-IE-2013 del 25 de febrero de 2013- el informe de los consultores titulado: “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central”, y por lo tanto se considera que la propuesta de reglamento está lista para remitirse a consulta pública.

Así las cosas, se reitera que la Intendencia de Energía recomienda someter esa propuesta a audiencia pública y se les plantea la siguiente propuesta de acuerdo:

- a) Someter al proceso de audiencia pública la propuesta de “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central”.*
- b) Solicitar al Departamento de Gestión y Documentación (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.*
- c) Solicitar a la Dirección General de Participación del Usuario (DPU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.*
- d) Instruir a la Intendencia de Energía para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del reglamento, los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente.*

Luego de algunos comentarios adicionales sobre el particular, con base en lo expuesto en esta oportunidad, los comentarios y sugerencias de los miembros de la Junta Directiva, así como en la propuesta de la Intendencia de Energía, conforme a su oficio 198-IE-2013, la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 09-15-2013

- a) Someter al proceso de audiencia pública la propuesta de “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central”, cuya versión se copia a continuación:

“CONSIDERANDO:

1. Que la Constitución Política de la República de Costa Rica establece en su artículo 7 que: “los tratados públicos, los convenios internacionales y los concordatos, debidamente aprobados por la Asamblea Legislativa, tendrán desde su promulgación o desde el día que ellos designen, autoridad superior a las leyes.” y que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y Primer Protocolo al Tratado fue aprobado por la Asamblea Legislativa a través de la Ley 7848 y el Segundo Protocolo al Tratado Marco fue aprobado por la Asamblea Legislativa a través de la Ley 9004, por lo que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, son leyes de la República con carácter superior al resto de las mismas.
2. Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece como Obligación de los Gobiernos de las partes de dicho Tratado, en su artículo 32 inciso d) que: “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.”, por lo que es procedente dictar la normativa necesaria para cumplir con el mandato establecido por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central al Gobierno de la República, y de esa forma armonizar el Mercado Eléctrico Nacional de Costa Rica con el Mercado Eléctrico Regional.

3. Que el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece que la Regulación Regional, está "... integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE..." y 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 de 2013; es menester emitir la normativa que permita la interfaz entre el Mercado Eléctrico de Costa Rica y el Mercado Eléctrico Regional.
4. Que de conformidad con la Ley 7593 corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, institución autónoma del poder ejecutivo, regular lo referente al suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización según el inciso a) del artículo 5; y, de conformidad con el artículo 25 de la referida Ley, emitir los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de estos servicios definidos como públicos.
5. Que el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, modificado por el artículo 3 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece que: "Las actividades del Mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales, reconocidos como tales en las legislaciones nacionales y en la medida en que el ordenamiento constitucional de cada Parte lo permita, serán agentes del mercado eléctrico regional y tendrán los derechos y obligaciones que se derivan de tal condición. Los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna, la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad. La participación de los Agentes en el Mercado se registrará por las reglas contenidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos.", por lo que congruente con dicho precepto legal es procedente desarrollar los conceptos de Mercado Eléctrico Nacional, Agentes de Mercado, implementar los plazos para que se concreten las unidades de negocio de los agentes nacionales reconocidos por ley, como Agentes Regionales en el país, así como la determinación de la unidad encargada de la operación del sistema y del mercado nacional.

POR TANTO:

De conformidad con lo establecido en la Ley 7593, "Ley Reguladora de los Servicios Públicos", artículo 53, inciso n), resuelve dictar la norma técnica, denominada:

**“REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO
ELECTRICO 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:

ACE:	Error de Control de Área (por sus siglas en inglés).
AGC:	Control Automático de Generación (por sus siglas en inglés).
ARESEP:	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
CCSD:	Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño.
CDMER:	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional.
CNFL:	Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A.,
CVT:	Costos Variable de Transmisión.
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
DTER:	Documento de Transacciones Económicas Regionales.
EOR:	Ente Operador Regional.
EPR:	Empresa Propietaria de la Red.
ICE:	Instituto Costarricense de Electricidad.
MER:	Mercado Eléctrico Regional.
MEN:	Mercado Eléctrico Nacional.
MCR:	Mercado de Contratos Regional.
MOR:	Mercado de Oportunidad Regional.
OS/OM:	Operador de Sistema y Operador de Mercado.
RMER:	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
RTMER:	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.
RTN:	Red de Transmisión Nacional.
RTR:	Red de Transmisión Regional.
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
SER:	Sistema Eléctrico Regional formado por los sistemas eléctricos nacionales de los seis países de América Central y sus líneas de interconexión.
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.
UEN:	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), generadores privados, 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 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 otra 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. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro.

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. 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 Generador, CNFL Distribuidor o CNFL Comercializador.

ARTÍCULO 8. Contrato Marco celebrado por Agentes Nacionales y Regionales. 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. 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.

ARTÍCULO 9. Libre acceso. Las redes de transmisión, tanto regional como nacional, serán de libre acceso para los Agentes de MER, 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.

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, además de sus actuales funciones relacionadas con la gestión y coordinación nacional del SEN.
- 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 Mercado Nacionales.
- 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, posdespacho 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) 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 (SIMEC).
- 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. 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. Conservación de registros y documentos. Cualquier registro o documento preparado por el OS/OM y los Agentes del MER, deberá conservar toda la información registrada o documentada durante un plazo mínimo de cinco (5) años, considerando lo establecido en el numeral 2.2 del Libro I del RMER.

ARTÍCULO 16. 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 Regional, dentro de los plazos especificados y de la forma, tiempos y manera requeridas en el RMER y la Regulación Regional.

ARTÍCULO 17. 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 18. 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 19. 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.

ARTÍCULO 20. 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.
- iii. Posdespacho, conciliación, facturación y liquidación de transacciones.
- iv. Información histórica proveniente del intercambio entre agentes del MER.
- v. Información suministrada por otros OS/OM, datos adquiridos por medio del SCADA y la información 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 21. Proyección de disponibilidad de energía. Todos los agentes del MEN de generación deberán de presentar una proyección de la disponibilidad de generación horaria, las unidades 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 22. Programación Nacional Indicativa. El OS/OM debe de publicar la Programación Nacional Indicativa que incluya el costo variable horario de operación de todas las unidades de generación, las unidades de generación con su respectiva potencia horaria disponible, el despacho horario por unidades de generación y la generación obligada horaria. El OS/OM no debe de omitir los costos de la generación obligada en esta publicación.

ARTÍCULO 23. 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 24. 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 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 serán el lunes y el viernes de cada semana.

Antes de las 12:00 horas del lunes, los Agentes del MER enviarán 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 enviarán sus ofertas de compra y venta de energía del MEN, para los días domingo, lunes y martes.

ARTÍCULO 25. 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. Los agentes podrán presentar como máximo cinco ofertas para cada hora a optimizar.

ARTÍCULO 26. 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 su incumplimiento, el cual no es subsanable.

ARTÍCULO 27. 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. 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 28. 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 29. 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, 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 30. 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 aprobados por la ARESEP para este fin.

ARTÍCULO 31. Remisión de la información de generación para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes 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 32. Remisión de la información de distribución para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 8:00 horas de cada día, todos los agentes 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 33. Remisión de la información de transmisión para elaboración del Predespacho Nacional. Antes de las 8:00 horas de cada día, los agentes 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 34. 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 35. 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 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 36. 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 37. 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 38. Declaración de contratos regionales. Antes de las 8:00 horas de cada día, los Agentes autorizados a realizar transacciones regionales, 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 39. 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, 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 40. Validación de las declaraciones de retiro hacia el MER. Antes de las 9:00 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, 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 41. Validación de las declaraciones de Contratos Firmes hacia el MER. Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos firmes regionales informados por los Agentes del MER, 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 42. Validación de las declaraciones de Contratos No Firmes Financieros hacia el MER. Antes de las 9:00 horas de cada día, el OS/OM validará las declaraciones de contratos no firmes financieros regionales informados por los Agentes del MER, 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 43. 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 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 44. 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 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 45. Ofertas de oportunidad, remisión y detalle. Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER 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 46. Ofertas de oportunidad de retiro regional, detalles. Antes de las 12:30 horas de cada día, los Agentes del MER 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 47. 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, 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 48. 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 49. 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 50. 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 51. 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 52. 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 53. 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 54. Información a agentes 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 55. 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, 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 56. 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 57. 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 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 58. 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 59. 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 60. 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 61. 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 62. 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 63. 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 64. 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 65. 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 66. Responsabilidad y cumplimiento de requisitos de equipos de medición. Los Agentes 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 67. Registro de equipos de medición. Los Agentes 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 68. Remisión de datos de medición comercial de flujos. A más tardar y dentro de las 24 horas posteriores al día de operación, los Agentes 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 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 69. 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 establecido 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 70. 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 71. 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 72. 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 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 73. 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 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 74. Identificación de responsables de cargos y abonos según DTER. Cada mes el OS/OM deberá identificar los Agentes del MER 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 75. 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 correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 76. 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 correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de retiro, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 77. 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 correspondientes que realizaron las transacciones de oportunidad de inyección, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 78. 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 correspondientes que realizaron las transacciones por contratos, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 79. 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 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, 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 80. 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 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, 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 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, 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, 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, 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 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, 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 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 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, 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 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 correspondientes propietarios de Derechos de Transmisión Regionales, según el detalle indicado por el DTER.

ARTÍCULO 84. 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 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 85. 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 correspondientes que se les acrediten o debiten los ajustes al DTER conforme a las disposiciones establecidas en este apartado.

ARTÍCULO 86. 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 Distribuidores del MER 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 87. 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 o Entidades del MER acreedoras de las multas.

ARTÍCULO 88. 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 correspondientes acreedores de la mora.

ARTÍCULO 89. 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 correspondientes acreedores del ingreso según el detalle del DTER o al OS/OM si la ganaría efectiva es consolidada por el OS/OM .

ARTÍCULO 90. 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 91. Emisión de notas o documentos de cobro. 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 día 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, no exonera a ningún agente del MER 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.

ARTÍCULO 92. Período de pago de notas o documentos de cobro. Los Agente del MER 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 93. 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 94. 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 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 día 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.

CAPÍTULO IX

DE LA COORDINACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR

ARTÍCULO 95. 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 96. 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 97. 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 98. 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 99. 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 100. 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 101. Solicitud de mantenimientos. El OS/OM con base a 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 102. 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 III

DISPOSICIONES FINALES

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 103. 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 104. 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 105. 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 106. Registro de Agentes del MEN y del MER. El 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 107. Interpretación de esta normativa. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

Artículo 108: Vigencia. Este Reglamento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.”

- b. Solicitar al Departamento de Gestión y Documentación (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- c. Solicitar a la Dirección General de Participación del Usuario (DGPU) que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- d. Instruir a la Intendencia de Energía para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del reglamento, los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente.

ACUERDO FIRME.

A partir de este momento, se retiran del salón de sesiones, el señor Álvaro Barrantes Chaves, la señora Karla Montero Viquez y el señor Wiliam Ramírez Calderón, funcionarios de la Intendencia de Energía, así como el señor Efraín Abarca Morales.

ARTÍCULO 6. Criterio sobre denuncia interpuesta por los señores José María Villalta Flórez-Estrada y otros.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, las señoras Heilyn Ramírez Sánchez y Aracelly Marín González, funcionarias de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en el análisis de este artículo.

En cumplimiento de lo resuelto en el artículo 06-02-2013, de la sesión 02-2013, celebrada el 17 de enero de 2013, se conoce el oficio 092-DGJR-2013, de fecha 12 de febrero de 2013, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se refiere al criterio sobre la denuncia interpuesta por los señores José María Villalta Flórez-Estrada y otros.

La señora **Grettel López Castro** somete a consideración de los miembros de Junta Directiva, abstenerse de conocer la presente denuncia y señala lo siguiente: “*De conformidad con lo establecido 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, en mi condición de miembro de la Comisión para Promover la Competencia, participé en la sesión ordinaria N.º. 23-2012 del 7 de agosto de 2012 de dicho órgano, en la cual se emitió la opinión OP-10-12 que conoció sobre el criterio solicitado por Sutel referido la solicitud de concentración del ICE y Cable Visión -situación que está contemplada en los artículos 55 y 56 de la ley 8642-, razón por la cual considero pertinente en virtud del principio de imparcialidad que rige las actuaciones de los funcionarios públicos, proceder a abstenerme sobre el conocimiento de la denuncia planteada en contra de los miembros del Consejo de la SUTEL. Ello a pesar que el criterio emitido por la COPROCOM fue favorable para que se diese la concentración, lo cierto es que no recomendaba que debiese incluirse una condición al ICE de renuncia a varios segmentos del espectro radioeléctrico, situación que fue valorada en el oficio 092-DGJR-2013 a fin de hacer las recomendaciones ahí contenidas.*”

Acto seguido, de conformidad con lo establecido en el artículo 234 de la Ley General de la Administración Pública, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación la abstención planteada por la señora López Castro y la Junta Directiva resuelve:

ACUERDO 10-15-2013

Declarar con lugar la abstención planteada por la señora López Castro para conocer el punto 5.2 de la agenda de la sesión del día de hoy referido al “Criterio sobre denuncia interpuesta por los señores José María Villalta Flórez-Estrada y otros. Oficio 092-DGJR-2013, del 12 de febrero de 2013.”

Asimismo, la señora Carol Solano Durán solicita el permiso del caso para retirarse de la sala de sesiones, por considerar conflicto de intereses, en el conocimiento de este asunto al haber participado el señor Wálter Herrera Cantillo en las actuaciones denunciadas como miembro suplente del Consejo de la Sutel. Dicha autorización se la concede el Presidente de la Junta Directiva.

Seguidamente, la señora **Aracelly Marín González** se refiere al tema de la denuncia interpuesta por los señores Villalta Flórez-Estrada y otros. Explica ampliamente los antecedentes del caso e indica que se podría determinar, preliminarmente, que el Consejo de la SUTEL, al emitir la resolución RCS-291-2012 pudo haber incurrido en una extra limitación de sus competencias. Ello al disponer una condición de renuncia a segmentos radioeléctricos, siendo que la entidad competente para imponerla es el Poder Ejecutivo, conforme el artículo 21 de la Ley 8642.

La falta que podría atribuirse a los miembros del Consejo de la SUTEL es el haber infringido disposiciones contenidas en el ordenamiento jurídico, y de acreditarse esa falta en el procedimiento administrativo respectivo, tendría como consecuencia el cese de funciones a sus cargos, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 65 de la Ley 7593.

Es la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el órgano competente para aplicar el régimen disciplinario a los funcionarios que integran el Consejo de la SUTEL. En consecuencia, también es competente para decidir el inicio o no de dichos procedimientos.

Para una eventual decisión de archivar la denuncia, podría considerarse que, por medio de la resolución RCS-326-2012 se revocó la condición impuesta (32 días naturales después de interpuesto el recurso), que a la fecha no se evidencian daños y que la sanción a imponer, para este caso particular, que es el cese de funciones, podría resultar desproporcional e irrazonable.

Eso sí, de evidenciarse nuevos hechos o que se hubieren identificado daños ocasionados por el dictado de la resolución RCS-291-2012, la Junta Directiva podría valorar, nuevamente, el caso y la posibilidad de un procedimiento administrativo contra dichos funcionarios, sea éste de tipo disciplinario o civil.

Los daños para la Administración que pudiesen en el futuro derivarse de lo dispuesto en la sentencia N.º 1460-2012-IX no tienen una relación directa con la condición objeto de este estudio.

Explica que lo solicitado por los denunciantes es el cese de funciones de los miembros del Consejo de la Sutel que se vieron involucrados en la toma de la resolución RCS-291-2012. En caso de que esta Junta Directa estime que la conducta del Consejo sí amerita la apertura de un procedimiento disciplinario, la causal a aplicarse sería la contenida en el artículo 65, inciso d), de la Ley 7593, que establece el cese de sus cargos cuando infrinjan alguna de las disposiciones contenidas en las leyes, los decretos o reglamentos aplicables a la Sutel o que consientan su infracción. No obstante, la eventual imposición de dicha sanción, podría ser contraria a los principios de proporcionalidad y razonabilidad constitucional, ya que no existe una proporción entre lo que es la falta cometida y la sanción a imponer que, específicamente, la Ley 7593 señala que es el cese de funciones.

Considera que una apertura del procedimiento podría ser contraria a lo que son los principios de economía, razonabilidad y eficiencia, los cuales persiguen el ahorro de recursos financieros, humanos y temporales de la Institución. Esto, al evitar la apertura de procedimientos innecesarios e inútiles, como lo es el caso en conocimiento. Por estas razones, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria recomienda el archivo de la denuncia interpuesta y no iniciar el procedimiento administrativo en contra de los miembros del Consejo de la Sutel. Asimismo, recomienda no iniciar el reclamo de índole indemnizatorio en la vía civil.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** indica que esto no significa que, si en algún momento se llega a evidenciar algún daño de naturaleza civil, se puede utilizar esta causa para abrir un procedimiento por esa responsabilidad civil de los miembros del Consejo de la Sutel. De momento, no hay demostrado un daño, por lo que, en consecuencia, no se podría perseguir ninguna responsabilidad civil para los miembros del Consejo de la Sutel. Agrega que sería únicamente responsabilidad disciplinaria y lo que cabe es el cese de funciones, lo cual, por las razones apuntadas no resulta proporcional ni razonable.

El señor **Dennis Meléndez Howell** consulta qué tan importante es el hecho de que el acuerdo cuestionado de la SUTEL nunca llegó a adquirir firmeza.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** señala que, precisamente, una de las razones por las cuales, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, recomendó el archivo de la denuncia, fue al haberse revocado la condición impuesta al ICE por parte del Consejo de la Sutel, pues la condición impuesta nunca surtió efectos, o sea, no nació a la vida jurídica. Precisamente para eso se tenían que ejercer los recursos del caso.

El señor **Edgar Gutiérrez López** manifiesta que no está de acuerdo ya que es evidente la violación al principio de legalidad. Considera que los miembros del Consejo de la Sutel se extralimitaron como para que esta Junta Directiva no les haga, como mínimo, una llamada de atención por la situación presentada, la cual sí causó una serie de efectos, como por ejemplo, los bloqueos realizados por el ICE a raíz de esta situación.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** indica que, la única medida que puede tomar la Junta Directiva es el cese de funciones.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** señala que, en este caso, no sería recomendable el cese, ya que no tuvo los efectos, pero sí considera importante que, además del acuerdo que se tome con respecto a la denuncia propiamente, se debe comunicar al Consejo de la SUTEL, en términos muy serios, que ya son demasiadas las infracciones cometidas, tanto de forma como de fondo, a normas y disposiciones que este Consejo debería conocer y acatar.

El señor **Dennis Meléndez Howell** manifiesta su preocupación en cuanto a que en las últimas sesiones realizadas por esta Junta Directiva, se han estado conociendo una serie de casos en los cuales se ha evidenciado cómo el Consejo de la Sutel ha irrespetado los principios legales. En este caso que se está discutiendo, el Consejo tomó una determinación, sin considerar las disposiciones legales que corresponden, por lo que se une a lo propuesto por los directores Gutiérrez y Saborío de que este cuerpo colegiado, debe hacer una llamada de atención, especialmente considerando que este tipo de situaciones son reincidentes.

Analizado el planteamiento de la Dirección General de Asesoría Jurídica en su oficio 92-DGJR-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve:

*a) En cuanto a la denuncia interpuesta por el ICE***ACUERDO 11-15-2013**

1. Archivar la denuncia en contra de los miembros del Consejo de la SUTEL en relación con la condición impuesta en la resolución RCS-291-2012 al ICE de renunciar al derecho de uso y explotación de los siguientes segmentos radioeléctricos 1880 a 1920, 2520 a 2620, 2640 a 2690 y 3440 a 3600 MHz, por cuanto no se evidencia la existencia de daños, ya que dicha condición fue revocada mediante resolución RCS-326-2012. No iniciar, en este momento, ningún reclamo de índole indemnizatorio (responsabilidad civil) contra los miembros del Consejo de la SUTEL.
2. Comunicar a los denunciantes el acuerdo tomado.
3. Comunicar al Consejo de la SUTEL el acuerdo dictado.
4. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I.** Que el 19 de enero de 2012, el ICE presentó -mediante oficio 6000-0150-2012- ante el Consejo de la SUTEL, formal solicitud de autorización de concentración para la adquisición de la empresa Cable Visión de Costa Rica S.A. (Cable Visión). (Folios 99 y 100)
- II.** Que el 28 de junio de 2012, por el oficio 2541-SUTEL-DGM-2012 la Dirección General de Mercados (DGM) de la SUTEL trasladó la solicitud de autorización de concentración presentada por el ICE a la Comisión para Promover la Competencia (COPROCOM), con el propósito de que dicha comisión emitiera su criterio técnico. (Folios 102 al 109)
- III.** Que el 22 de agosto de 2012, mediante opinión OP-10-12 la COPROCOM remitió a la SUTEL su criterio favorable respecto a la autorización para la adquisición de Cable Visión por parte del ICE. (Folios 11 al 127)
- IV.** Que el 7 de setiembre de 2012, a través de oficio 3691-SUTEL-DGM-2012 la DGM presentó su recomendación sobre la solicitud de autorización de concentración presentada por el ICE para adquirir a la empresa Cable Visión. No se evidencia que en dicho informe se recomendara al Consejo de la SUTEL imponer una condición de renuncia a los segmentos radioeléctricos. (Folios 129 al 159)
- V.** Que el 3 de octubre de 2012, el Consejo de la SUTEL, en la sesión ordinaria 59-2012, mediante acuerdo 008-059-2012, emitió la resolución RCS-291-2012, donde se resolvió autorizar la concentración solicitada por el ICE pero sujeta al cumplimiento de previo de ciertas condiciones entre éstas, la renuncia por parte del ICE de manera pura, simple e irrevocable mediante acuerdo mutuo ante del Poder Ejecutivo al derecho de uso y explotación de varios segmentos de espectro radioeléctrico. El acuerdo fue tomado por los señores Carlos Raúl Gutiérrez Gutiérrez, Maryleana Méndez Jiménez y Wálter Herrera Cantillo. (Folios 161 al 231)
- VI.** Que el 16 de octubre de 2012, el ICE interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución del Consejo de la SUTEL RCS-291-2012. (Folios 233 al 248)

- VII.** Que el 1 de noviembre de 2012, mediante oficio 4549-SUTEL-DGM-2012 la DGM presentó su informe sobre del recurso de revocatoria con apelación en subsidio interpuesto por el ICE. En el mismo se recomendó anular la condición impuesta objeto de este estudio. (Folios 250 al 275)
- VIII.** Que el 4 de noviembre de 2012, el Consejo de la SUTEL, en la sesión extraordinaria 69-2012, mediante acuerdo 001-069-2012, aprobó la resolución RCS-326-2012 en la cual se declaró parcialmente con lugar el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE. En lo que interesa se anuló la condición de renuncia a varios segmentos radioeléctricos, con base en el siguiente argumento que se encuentra contenido en la sección 5.1: “En este sentido, dentro de la competencia que tiene el Consejo de la SUTEL de imponer la condición recurrida, se ha valorado dentro del objeto de este recurso que la concentración de espectro y los riesgos que atañen a esta se derivan de una situación legada previa a la operación de concentración sometida a autorización y por tanto debe ser tratada en y resuelta de forma separada en otra instancia, razón por la cual se elimina dicha condición en forma previa para la aprobación de la concentración entre el Grupo ICE y Cable Visión”. Dicho acuerdo fue tomado por los señores George Miley Rojas, Maryleana Méndez Jiménez y Wálter Herrera Cantillo. (Folios 277 al 302)
- IX.** Que a la fecha no consta que la Junta Directiva se haya pronunciado sobre el recurso de apelación interpuesto por el ICE.
- X.** Que el 27 de noviembre de 2012, los señores José María Villalta Flórez-Estrada, Olga Mercedes Serrano Serrano, Jorge Arturo Arguedas Mora, Fabio Gerardo Chaves Castro y Mayid Habalí Fauaz, presentaron denuncia en contra de los miembros del Consejo de la Sutel, por la condición impuesta al ICE de renunciar al derecho de uso y explotación de los siguientes segmentos radioeléctricos 1880 a 1920, 2520 a 2620, 2640 a 2690 y 3440 a 3600 MHz.
- XI.** Que el 12 de febrero del 2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el oficio 092-DGJR-2013, referido a la condición impuesta al ICE por parte del Consejo de la SUTEL. (Corre agregado a los autos)

CONSIDERANDO:

- I.** Que la condición impuesta por el Consejo de la Sutel en la resolución RCS-291-2012 al ICE de renunciar a varios segmentos del espectro radioeléctrico fue analizada por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el respectivo criterio jurídico, que sirve de sustento para la presente resolución, del cual conviene extraer lo siguiente:

“ (...)”

II. ANALISIS JURÍDICO:

1. Sobre la denuncia planteada por el señor José María Villalta Flórez-Estrada y otros.

La denuncia se sustenta en que supuestamente el Consejo de la SUTEL infringió el ordenamiento jurídico, al emitir la resolución RCS-291-2012. En esa resolución se resolvió una petición del ICE para que se les autorizara la adquisición de la empresa Cable Visión de Costa Rica. Sin embargo, el Consejo de la SUTEL, además dispuso una condición a la petición. Esa disposición consistía en que el ICE debía renunciar de manera pura, simple e irrevocable ante el Poder Ejecutivo al derecho de uso y explotación de algunos segmentos del espectro radioeléctrico. Esa condición es la que, según la denuncia, es contraria a la ley por no encontrarse dentro de las competencias de la SUTEL.

A criterio de los denunciantes, ello constituye motivo suficiente para el cese de funciones de los miembros del Consejo de la SUTEL.

También indicaron los denunciantes, que la condición impuesta en la resolución RCS-191-2012 fue posteriormente anulada por el Consejo de la SUTEL con ocasión del conocimiento de un recurso de revocatoria interpuesto contra dicho acto.

2. Competencias en las concentraciones y en el rescate de radiofrecuencias.

a) Competencias de SUTEL en las concentraciones.

La Ley General de Telecomunicaciones (Ley 8642) en su artículo 56 establece lo siguiente respecto a las concentraciones:

“Entiéndase por concentración la fusión, la adquisición del control accionario, las alianzas o cualquier otro acto en virtud del cual se concentren las sociedades, las asociaciones, las acciones, el capital social, los fideicomisos o los activos en general, que se realicen entre operadores de redes y proveedores de servicios de telecomunicaciones que han sido independientes entre sí. Previo a realizar una concentración, los operadores de redes y los proveedores de servicios de telecomunicaciones deberán solicitar la autorización de la Sutel, a fin de que esta evalúe el impacto de la concentración sobre el mercado. Dicha autorización se requerirá con el fin de evitar formas de prestación conjunta que se consideren nocivas a la competencia, los intereses de los usuarios o la libre concurrencia en el mercado de las telecomunicaciones. Para emitir su resolución, la Sutel tendrá un plazo de treinta días hábiles, contado a partir de la presentación de la solicitud de autorización con la información requerida en la ley y el reglamento respectivo o, en su defecto, desde la fecha de la presentación de la información solicitada por la Sutel. En casos de especial complejidad, la Sutel podrá ampliar ese plazo, por una sola vez, hasta por quince días hábiles adicionales. Previo a emitir su resolución, la Sutel deberá conocer el criterio técnico de la Comisión para Promover la Competencia, conforme al artículo anterior. La resolución de la Sutel deberá ser motivada: deberá indicar si autoriza o no la concentración y si la autoriza con alguna de las condiciones referidas en el artículo siguiente, deberá especificar el contenido y el plazo de dichas condiciones. La Sutel no autorizará las concentraciones que resulten en una adquisición de poder sustancial o incremento de la posibilidad de ejercer poder sustancial en el mercado relevante, de conformidad con los artículos 14, 15 y 16 de la Ley N.º 7472, Promoción de la

competencia y defensa efectiva del consumidor, del 20 de diciembre de 1994, que faciliten la coordinación expresa o tácita entre operadores o proveedores, o produzcan resultados adversos para los usuarios finales. No obstante, la Sutel podrá valorar si la concentración es necesaria para alcanzar economías de escala, desarrollar eficiencias o para evitar la salida, en perjuicio de los usuarios, de un operador o proveedor, y cualquier otra circunstancia prevista reglamentariamente.”

Del artículo antes mencionado se puede extraer que es competencia de la Sutel conocer las solicitudes sobre fusiones o concentraciones entre operadores de redes y proveedores de servicios de telecomunicaciones, igualmente en este sentido, el artículo 20 en el inciso 33 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus Órganos Desconcentrados (RIOF), establece que son funciones del Consejo de la SUTEL, autorizar las concentraciones a que se refiere el artículo 56 de la Ley 8642.

El artículo 57 de la Ley 8642 establece las condiciones que podrá imponer la SUTEL al operador o proveedor, para la autorización de concentraciones, enumerando taxativamente las siguientes:

- “a) La cesión, el traspaso o la venta de uno o más de sus activos, derechos o acciones mediante el procedimiento de oferta pública que se determine reglamentariamente.*
- b) La separación o escisión del operador o proveedor.*
- c) La limitación o la restricción de prestar servicios determinados de telecomunicaciones o la limitación del ámbito geográfico en que estos puedan ser prestados.*
- d) La limitación o la restricción para adquirir nuevas concesiones o autorizaciones, de conformidad con esta Ley.*
- e) La introducción, eliminación o modificación de alguna de las cláusulas de los contratos suscritos por el operador o proveedor relacionados con la operación de redes o la prestación de servicios de telecomunicaciones.”*

b) Competencias a lo interno de la SUTEL sobre concentraciones.

Sobre la asignación de competencias para el conocimiento de las concentraciones se tiene que el artículo 30 del RIOF establece que a la DGM, entre otras cosas, le corresponde recibir, tramitar y recomendar sobre los conflictos de competencia, las adquisiciones del control accionario, **fusiones, cesiones y cualquier otro acto en virtud del cual se concentren las sociedades para determinar que no haya concentraciones de mercado** (el resaltado no es del original).

c) Competencias del Poder Ejecutivo sobre el rescate de las radio frecuencias.

El Plan Nacional de Atribución de Frecuencias (PNAF), indica en el artículo 9 que el espectro radioeléctrico es un bien natural de dominio público propio de la nación costarricense, el cual sólo podrá ser explotado 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.

Su planificación, administración, uso y control se llevará a cabo según lo establecido en la Constitución Política, los tratados y convenios internacionales vigentes en Costa Rica, la Ley 8642, el Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones, el Plan Nacional de Atribución de Frecuencias y los reglamentos que para tal efecto se han emitido.

La Ley 8642 así como su reglamento, definen las competencias en torno al espectro radioeléctrico en su artículo 10, e indica que corresponde al Poder Ejecutivo dictar el PNAF. En dicho plan se indica que el Poder Ejecutivo podrá modificar el PNAF por razones de conveniencia y oportunidad, así como asignar, reasignar o rescatar las frecuencias del espectro radioeléctrico, de acuerdo con el PNAF, de manera objetiva, oportuna, transparente y no discriminatoria, de conformidad con la Constitución Política y lo dispuesto en la ley.

En igual sentido, el artículo 21 de la misma ley indica que le corresponde al Poder Ejecutivo, previa recomendación del Consejo, acordar la reasignación de bandas de frecuencias del espectro radioeléctrico, tomando en cuenta para ello, los derechos de los titulares y la continuidad en la operación de redes o la prestación de los servicios.

Igualmente, el artículo 39 inciso d) de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley 8660, establece que el ministro de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) es el rector del sector a quien le corresponde entre otras funciones aprobar o rechazar el criterio técnico de la Superintendencia de Telecomunicaciones, sobre la adjudicación, prórroga, extinción, resolución, cesión, reasignación y rescate de las concesiones y los permisos de las frecuencias del espectro radioeléctrico. En el caso de que se separe de dicho criterio, el Poder Ejecutivo deberá justificar las razones de orden público o interés nacional que lo sustenten.

d) Análisis de lo actuado por la DGM.

En cuanto a la resolución RCS-291-2012 y de un análisis del expediente OT-015-2012 (SUTEL), se podría determinar que la DGM actuó ajustada a sus competencias, puesto que recibió y tramitó la solicitud de concentración presentada por el ICE; solicitó y conoció el criterio técnico de la COPROCOM y lo tomó en cuenta para su recomendación al Consejo; propuso las razones para apartarse de los criterios de la COPROCOM en lo que al acceso a internet se refiere y recomendó si la concentración era necesaria para alcanzar economías de escala, desarrollar eficiencia y para evitar la salida, en perjuicio de los usuarios, de un operador o proveedor, y cualquier otra circunstancia prevista reglamentariamente, todo según el artículo 31 del RIOF.

Específicamente en cuanto a la condición impuesta por el Consejo de la SUTEL al ICE para autorizar la concentración en lo que se refiere a la renuncia de varios segmentos del espectro radioeléctrico, se puede determinar del análisis de los autos, que del oficio 3691-SUTEL-DGM-2012 no se aprecia dicha recomendación por parte de la DGM, lo que ellos indicaron en torno a este tema fue lo siguiente:

“Finalmente, como consecuencia de los elementos analizados en materia de barreras de entrada del mercado de acceso a internet es criterio de la DGM que la concentración actual del espectro radioeléctrico en las bandas disponibles para ofrecer el servicio de acceso a internet:

- i. Podría dificultar el desarrollo del servicio de acceso a internet, retrasando la implementación de las metas del Plan Nacional de Banda Ancha del país.*
- ii. Podría imposibilitar el ingreso de nuevos competidores o dificultar el crecimiento de los actuales competidores del mercado.*
- iii. Podría impedir el despliegue de nuevas redes de telecomunicaciones y retrasar el ingreso de las tecnologías más modernas y eficientes.”*

En cuanto a la resolución RCS-326-2012, de previo a que ésta se emitiera, la Dirección General de Mercados, mediante oficio 4549-SUTEL-DGM-2012, recomendó anular la condición impuesta al Grupo ICE de renunciar de manera pura, simple e irrevocable mediante acuerdo mutuo ante el Poder Ejecutivo al derecho de uso y explotación de los segmentos radioeléctricos, por cuanto indican que la concentración de espectro y los riesgos que atañen a esta se derivan de una situación legada previa a la operación de concentración sometida a autorización y por tanto debe ser tratada y resuelta de forma separada en otra instancia.

e) Análisis de lo actuado por Consejo de la SUTEL.

A la luz de la normativa citada, se podría determinar que la condición impuesta por el Consejo de la Sutel, en cuanto a la cesión de cierto segmento del espectro radioeléctrico, extralimitó sus competencias, puesto que eso sería competencia exclusiva del Poder Ejecutivo, a través del procedimiento legal establecido para tales efectos.

Sí le compete al Consejo de la SUTEL de conformidad con el RIOF y la Ley 7593, administrar y controlar el uso eficiente del espectro radioeléctrico, sin embargo, la ley le delimita sus actuaciones indicando el procedimiento a seguir en casos de prórroga, extinción, resolución, cesión, reasignación y rescate de las frecuencias del espectro radioeléctrico, es decir, no estaría dentro de las competencias del Consejo de la SUTEL condicionar una solicitud de concentración previa renuncia al derecho y uso de explotación de espectro radioeléctrico, según se dispuso en el Resuelve A.I. de la resolución RCS-291-2012.

A los miembros de este consejo, en su condición de funcionarios públicos, le es aplicable lo dispuesto en la Constitución Política que establece en el artículo 11, lo siguiente:

“Los funcionarios públicos son simples depositarios de la autoridad. Están obligados a cumplir los deberes que la ley les impone y no pueden arrogarse facultades no concedidas en ella. Deben prestar juramento de observar y cumplir esta Constitución y las leyes. La acción para exigirles la responsabilidad penal por sus actos es pública.

La Administración Pública en sentido amplio, estará sometida a un procedimiento de evaluación de resultados y rendición de cuentas, con la consecuente responsabilidad personal para los funcionarios en el cumplimiento de sus deberes. La ley señalará los medios para que este control de resultados y rendición de cuentas opere como un sistema que cubra todas las instituciones públicas.”

Lo anterior, representa el principio de legalidad, que rige para la función pública y que se encuentra igualmente en la Ley General de la Administración Pública en el artículo 11 párrafo 1) y que contempla lo siguiente:

La Administración Pública actuará sometida al ordenamiento jurídico y sólo podrá realizar aquellos actos o prestar aquellos servicios públicos que autorice dicho ordenamiento, según la escala jerárquica de sus fuentes.

En una buena interpretación, la Administración Pública, a través de sus funcionarios, podrán realizar sólo aquellos actos que estén expresamente autorizados normativamente, en consecuencia, lo no permitido está prohibido.

3. Responsabilidad administrativa de los miembros del Consejo de la SUTEL.

La Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) es un órgano de máxima desconcentración de la Autoridad Reguladora (artículo 59 de la Ley 7593).

El jerarca de la SUTEL, es su Consejo, que está integrado por 3 miembros propietarios, de entre ellos, le corresponderá al presidente ejercer las facultades de organización y coordinación del funcionamiento de la entidad que le asigne el Consejo. Para suplir las ausencias temporales se tiene nombrado a un suplente.

Al tenor de lo indicado en el artículo 61 de la Ley 7593, le corresponde a la Junta Directiva nombrar y remover a los miembros titulares y al suplente del Consejo de la SUTEL y, en consecuencia de ello, es el órgano competente para decidir el cese de sus miembros en caso que se acreditase, mediante un procedimiento administrativo, alguna de las causas establecidas en el artículo 65 de la Ley 7593.

De conformidad con los artículos 211 al 213 de la Ley 6227, el servidor público es responsable por sus acciones cuando éstos sean opuestos al ordenamiento jurídico, cuando haya actuado con dolo o culpa grave, sin perjuicio del régimen disciplinario más grave previsto por otras leyes.

Analizada la resolución RCS-291-2012, se podría determinar preliminarmente que el Consejo de la SUTEL al emitirla pudo haber incurrido en una extra limitación de sus competencias. Ello al disponer una condición de renuncia a segmentos radioeléctricos, siendo que la entidad competente para imponerla es el Poder Ejecutivo conforme el artículo 21 de la Ley 8642.

Sin embargo, la resolución RCS-291-2012 al ser un acto final, contaba con los recursos ordinarios previstos por la ley, es decir el recurso de revocatoria y el recurso de apelación. El primero de ellos corresponde ser resuelto por el órgano que emitió el acto impugnado. En tanto que el recurso de apelación lo debe conocer el superior jerárquico del órgano que dictó la resolución recurrida, en este caso la Junta Directiva de la ARESEP.

En cuanto al propósito o razón de ser del recurso de revocatoria, la doctrina ha indicado que: *“El recurso, además –y como es natural-, tiene por finalidad lograr que dicho órgano administrativo tomando en consideración las observaciones y argumentaciones expuestas por el recurrente, disponga la revocación, reforma o sustitución del acto recurrido.”* (Escola Héctor. Jorge. Tratado teórico práctico de los recursos administrativos. Buenos Aires 1967. P. 361)

Por ello, podría estimarse por parte de la Junta Directiva, que dicha condición impuesta en la resolución RCS-291-2012, se vio atenuada y posteriormente desechada por las situaciones que enseguida se detallan: 1) No adquirió firmeza, por cuanto fue impugnada y el Consejo de la SUTEL decidió revocarla al conocer del recurso interpuesto por el ICE. Ello por medio de la resolución RCS-326-2012 del 4 de noviembre del 2012; 2) El tiempo transcurrido entre lo dispuesto en la resolución RCS-291-2012 y su revocatoria mediante la resolución RCS-326-2012 fue relativamente corto (32 días naturales) y; 3) A la fecha no se evidencian daños (ver detalle en acápite siguiente).

En caso contrario, si la Junta Directiva, estima que la conducta objeto de este estudio, ameritase que se inicie un procedimiento disciplinario el mismo podría establecerse por la causal establecida en el artículo 65 inciso d) de la Ley 7593, que indica:

“Los miembros del Consejo de la Sutel sólo podrán ser cesados de sus cargos por alguna de las siguientes causales: [...] d) Quien infrinja alguna de las disposiciones contenidas en las leyes, los decretos o los reglamentos aplicables a la Sutel o consienta su infracción.”

No obstante lo dicho, sobre la posibilidad de dar inicio a un procedimiento, debe indicarse, que el cese de sus cargos, es una sanción que por su gravedad, podría estimarse, para este caso en particular, contraria a los principios de proporcionalidad y razonabilidad constitucionales.

El principio de la proporcionalidad se trata de un principio inmanente al Estado de Derecho, apareciendo como aquella exigencia que impone la protección del individuo contra intervenciones estatales innecesarias o excesivas que graven al ciudadano más de lo que es indispensable para la protección de los intereses públicos.

Respecto a la razonabilidad, doctrinariamente se dice que *“no es más que la generalización (a todo el sistema) de los límites del ejercicio de la discrecionalidad en la Administración; dicho en otra forma, es una faceta de la interdicción de la arbitrariedad, que concierne a todo el aparato público”*. (Mauro, Murillo. Sobre los límites del control constitucional de razonabilidad. Revista Ivstitia N.º. 169. Enero 2001, págs. 4 y 5)

Sobre los principios de razonabilidad y proporcionalidad ha dicho la Sala Constitucional en el voto 08858-98 del 15 de diciembre de 1998 lo siguiente:

“Sobre el principio constitucional de razonabilidad. El principio de razonabilidad, surge del llamado “debido proceso sustantivo”, es decir, que los actos públicos deben contener un substrato de justicia intrínseca. Cuando de restricción a determinados derechos se trata, esta regla impone el deber de que dicha limitación se encuentre justificada, por una razón de peso suficiente para legitimar su contradicción con el principio general de igualdad.”

Un acto limitativo de derechos es razonable cuando cumple con una triple condición: debe ser necesario, idóneo y proporcional. La necesidad de una medida hace directa referencia a la existencia de una base fáctica que haga preciso proteger algún bien o conjunto de bienes de la colectividad – o de un determinado grupo- mediante la adopción de una medida de diferenciación. Es decir, que si dicha actuación no es realizada, importantes intereses públicos van a ser lesionados. Si la limitación no es necesaria, tampoco podrá ser considerada como razonable, y por ende constitucionalmente válida. La idoneidad, por su parte, importa un juicio referente a si el tipo de restricción a ser adoptado cumple o no con la finalidad de satisfacer la necesidad detectada. La inidoneidad de la medida nos indicaría que pueden existir otros mecanismos que en mejor manera solucionen la necesidad existente, pudiendo algunos de ellos cumplir con la finalidad propuesta sin restringir el disfrute del derecho en cuestión. Por su parte, la proporcionalidad nos remite a un juicio de necesaria comparación entre la finalidad perseguida por el acto y el tipo de restricción que se impone o pretende imponer, de manera que la limitación no sea de entidad marcadamente superior al beneficio que con ella se pretende obtener en beneficio de la colectividad. De los dos últimos elementos, podría decirse que el primero se basa en un juicio cualitativo, en cuanto que el segundo parte de una comparación cuantitativa de los dos objetos analizados”.

Es por esas razones que la Junta Directiva podría considerar el archivar la denuncia interpuesta y no iniciar un procedimiento de cese de funciones contra los miembros del Consejo de la SUTEL. Ello es congruente, con varios principios del procedimiento tales como el de economía, racionalidad y eficiencia, en cuanto permite ahorrar recursos financieros, humanos y temporales al evitar la apertura de procedimientos innecesarios e inútiles (voto 9125-2003 de 29 de agosto de 2003 de la Sala Constitucional), en este caso particular porque, en las circunstancias dichas, la sanción establecida por ley podría resultar desproporcional a la falta.

4. **Responsabilidad patrimonial de los miembros del Consejo de la SUTEL.**

El artículo 66 de la Ley 7593 establece que los miembros del Consejo de la SUTEL responderán personalmente con su patrimonio por los daños que causen por el incumplimiento de dicha ley.

La Sala Primera, en la sentencia 112 del 15 de julio de 1992, conceptualizó el daño, como sigue: “IV.- El daño constituye uno de los presupuestos de la responsabilidad civil extracontractual, por cuanto el deber de resarcir solamente se configura si ha mediado un hecho ilícito dañoso que lesione un interés jurídicamente relevante susceptible de ser tutelado por el ordenamiento jurídico. El daño, en sentido jurídico, constituye todo menoscabo, pérdida o detrimento de la esfera jurídica patrimonial o extrapatrimonial de la persona (damnificado), el cual provoca la privación de un bien jurídico, respecto del cual era objetivamente esperable su conservación de no haber acaecido el hecho dañoso. Bajo esta tesitura, no hay responsabilidad civil si no media daño, así como no existe daño si no hay damnificado. Por otra parte, sólo es daño indemnizable el que se llega a probar (realidad o existencia), siendo ello una cuestión de hecho reservada al prudente arbitrio del juzgador. En suma, el daño constituye la brecha perjudicial para la víctima, resultante de confrontar la situación anterior al hecho ilícito con la posterior al mismo.... El daño constituye la pérdida irrogada al damnificado (damnum emergens).”

Las características de un daño resarcible, se pueden resumir de la siguiente manera; se ha establecido que el menoscabo debe ser cierto, real y efectivo, o sea, no es indemnizable aquel daño eventual o hipotético fundado en supuestos o conjeturas. Incluso, se ha dicho, el daño no pierde esta característica si su cuantificación resulta incierta, indeterminada o de difícil apreciación.

Además la responsabilidad por daños y perjuicios sólo comprende los que, como consecuencia inmediata y directa de la falta de cumplimiento de la obligación, se hayan causado o deban necesariamente causarse, conforme lo establece el artículo 704 del Código Civil.

Por otra parte, tampoco debe confundirse certeza con actualidad, porque es posible reparar aquel menoscabo futuro. La segunda característica del daño resarcible, se encuentra en la lesión al interés jurídicamente relevante y merecedor de protección, de manera que, puede existir un damnificado directo y otro indirecto, como serían la víctima, en el primer caso, y sus sucesores en el segundo.

En tercer término, debe haber sido causado por un tercero y ser subsistente, esto es, que aún no haya sido reparado por el dañoso o por un tercero, como podría ser un ente asegurador. Finalmente, debe mediar una relación de causalidad entre el hecho ilícito y el daño.

En el presente caso, siendo que como se indicó antes la condición objeto de estudio no quedó firme en razón del recurso interpuesto por el ICE y la consecuente revocatoria que hizo el Consejo de la SUTEL, no se tiene, al momento, indicios que sobre la existencia de un daño que deba ser resarcido. Sin embargo, ello no impide que si en el futuro la Administración evidenciare un daño propio o bien se acreditase un daño causado a un administrado, se deba valorar, a la luz de esa nueva situación, la posibilidad de iniciar un procedimiento en cuanto a la responsabilidad civil.

Por último, es importante indicar que a pesar de que no se pueda determinar la existencia de un daño en cuanto a la condición impuesta al ICE en la resolución RCS-291-2012, existió un proceso judicial en contra de la SUTEL, por Amparo de Legalidad, tramitado ante el Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda del II Circuito Judicial, Sección IX, de San José, Goicoechea, bajo la sumaria N.º. 12-003572-1027-CA, en el cual mediante sentencia N.º. 1460-2012-IX, entre otras cosas, se declaró con lugar la demanda interpuesta por el ICE y se condenó a la demandada al pago de los daños y perjuicios consecuencia de la conducta omisiva del Consejo de la SUTEL, al no resolver de forma oportuna la solicitud de concentración planteada por el ICE, así como las costas personales y procesales.

En dicho Amparo de Legalidad se discutió, únicamente, la protección del derecho a un procedimiento pronto y cumplido (plazos para resolver). Como se indicó existe una condena en abstracto y con ello un riesgo latente de que la misma sea materializada, sin embargo, de ser así no tiene relación directa con la condición objeto de este estudio. Tal y como se indicó antes, debe existir una relación directa entre causa y el efecto que en este caso no se da.

III. CONCLUSIONES:

- 1) Se podría determinar, preliminarmente, que el Consejo de la SUTEL, al emitir la resolución RCS-291-2012 pudo haber incurrido en una extra limitación de sus competencias. Ello al disponer una condición de renuncia a segmentos radioeléctricos, siendo que la entidad competente para imponerla es el Poder Ejecutivo conforme el artículo 21 de la Ley 8642.
- 2) La falta que podría atribuirse a los miembros del Consejo de la SUTEL es el haber infringido disposiciones contenidas en el ordenamiento jurídico y de acreditarse la misma en el procedimiento administrativo respectivo, tendría como consecuencia el cese de sus cargos, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 65 de la Ley 7593.
- 3) Es la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el órgano competente para aplicar el régimen disciplinario a los funcionarios que integran el Consejo de la SUTEL. En consecuencia, también es competente para decidir el inicio o no de dichos procedimientos.
- 4) Para una eventual decisión de archivar la denuncia, podría considerarse que por medio de la resolución RCS-326-2012 se revocó la condición impuesta (32 días naturales después de interpuesto el recurso), que a la fecha no se evidencian daños y que la sanción a imponer, para este caso particular, que es el cese de funciones, podría resultar desproporcional e irrazonable.
- 5) De evidenciarse nuevos hechos o daños ocasionados por el dictado de la resolución RCS-291-2012, la Junta Directiva podría valorar nuevamente la posibilidad de un procedimiento administrativo contra dichos funcionarios sea de tipo disciplinario o civil.

Los daños para la Administración que pudiesen en el futuro derivarse de lo dispuesto en la sentencia N.º. 1460-2012-IX no tienen una relación directa con la condición objeto de este estudio. (...)"

- II.** Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es 1.- Archivar la denuncia en contra de los miembros del Consejo de la Sutel en relación con la condición impuesta en la resolución RCS-291-2012 al ICE de renunciar al derecho de uso y explotación de los siguientes segmentos radioeléctricos 1880 a 1920, 2520 a 2620, 2640 a 2690 y 3440 a 3600 MHz, por cuanto no se evidencia la existencia de daños, ya que dicha condición fue revocada mediante resolución RCS-326-2012. No iniciar, en este momento, ningún reclamo de índole indemnizatorio (responsabilidad civil) contra los miembros del Consejo de la SUTEL; 2.- Comunicar a los denunciados el acuerdo que llegue a dictarse; 3.- Comunicar al Consejo de la SUTEL el acuerdo que llegue a dictarse, tal y como se dispone.
- III.** Que en sesión 15-2013, del 25 de febrero de 2013, cuya acta fue ratificada el 07 de marzo de 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 092-DGJR-2013, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en el Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) y la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593),

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

RESUELVE:

1. Archivar la denuncia en contra de los miembros del Consejo de la Sutel en relación con la condición impuesta en la resolución RCS-291-2012 al ICE de renunciar al derecho de uso y explotación de los siguientes segmentos radioeléctricos 1880 a 1920, 2520 a 2620, 2640 a 2690 y 3440 a 3600 MHz, por cuanto no se evidencia la existencia de daños, ya que dicha condición fue revocada mediante resolución RCS-326-2012. No iniciar, en este momento, ningún reclamo de índole indemnizatorio (responsabilidad civil) contra los miembros del Consejo de la SUTEL.
2. Notificar a las partes.
3. Notificar al Consejo de la SUTEL.

NOTIFÍQUESE.

b) Llamada de atención al Consejo de la Sutel.

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** somete a votación el planteamiento de hacer un severo llamado de atención al Consejo de la Sutel, dado que se ha evidenciado que ese Consejo continúa irrespetando, de forma reiterada, el ordenamiento jurídico que debe acatar.

Analizado el tema, la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 12-15-2013

Hacer un severo llamado de atención al Consejo de la Sutel, ya que esta Junta Directiva ha conocido una serie de casos en los que se ha evidenciado que ese Consejo, ha irrespetado de forma reiterada el ordenamiento jurídico que debe acatar.

A partir de este momento, se retiran las señoras Heilyn Ramírez Sánchez y Aracelly Marín González y se reincorporan a la sesión la directora Grettel López Castro y la señora Carol Solano Durán.

ARTÍCULO 7. Estudio técnico que justifica la creación de dos plazas nuevas en la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, la señoras Norma Cruz Ruiz, Jefa a. i. del Departamento de Recursos Humanos y el señor José Carlos Rojas Vargas, funcionario de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en el análisis de este artículo.

Se conocen los oficios 033-GG-2013 y 10-DERH-2013, del 21 y 11 de enero de 2013, referentes al estudio técnico que justifica la creación de dos plazas nuevas en la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

La señora **Norma Cruz Ruiz** Jefa a. i. del Departamento de Recursos Humanos, se refiere al oficio 10-DERH-2013, y detalla los antecedentes:

Que mediante oficio 696-DGJR-2012, del 17 de setiembre de 2012, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, en cumplimiento del acuerdo 08-69-2012, indicado en el punto anterior, solicitó a la Junta Directiva, entre otras cosas, los siguientes requerimientos de recurso humano:

“(...) ii. Fortalecimiento para la atención de asuntos judiciales

La creación de una plaza de:

1 Profesional 5, especialista en Asesoría Jurídica, especializado en materia contencioso administrativa, para coadyuvar en la atención de asuntos judiciales en que es parte la Autoridad Reguladora y,

1 Profesional 2 gestor profesional en Asesoría Jurídica, que apoye la atención de asuntos pendientes de las diferentes áreas de la Dirección.

Que según acuerdo de Junta Directiva N° 08-84-2012, del acta ordinaria 84-2012, celebrada el 11 de octubre de 2012 y ratificada el 25 del mismo mes y año, se le solicita al Departamento de Recursos Humanos que realice estudio técnico para justificar la creación de las plazas de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

Que con oficio N° 562-GG-2012 de fecha 11 de octubre de 2012, el señor Rodolfo González solicita al Departamento de Recursos Humanos realizar un estudio técnico para crear dos plazas nuevas en la Dirección General Jurídica y Regulatoria.

En cuanto la metodología empleada, se procedió a analizar:

- La asignación de funciones que hace el actual RIOF.

- La organización interna de la DGJR vigente al 2012, la distribución de cargos por área, así como el volumen de trabajo de todas las áreas. Lo anterior, con base en la información suministrada por la Dirección General de esta dependencia.
- Los registros de informes de labores de la DGJR, tanto en la cantidad como del tipo y características de los trabajos realizados en cada una de las áreas, especialmente en las que se justifica el requerimiento de nuevas plazas.
- Las funciones que tendrían a cargo las nuevas plazas, a la luz de lo estipulado en el Manual Descriptivo de Puestos vigente.
- La relación de puestos 2012 y 2013 y la escala de salarios vigentes.

Seguidamente presenta un análisis de situación, para lo que detalla la estructura de cargos actual en dicha Dirección. Comenta, brevemente, sobre las plazas actuales, la carga de trabajo de la Dirección de todas las áreas, excepto la judicial. Finalmente plantea algunas observaciones sobre requerimiento de plazas en área judicial.

La señora **Carol Solano Durán** indica que, cuando se menciona leyes, se trata del Código Procesal Contencioso Administrativo, el cual cambió sustancialmente la forma en que se tramitaban esos procesos. Anteriormente se hacían de forma escrita y ahora se hacen orales. Señala que para la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria la prioridad son los asuntos judiciales, por los plazos otorgados por los Tribunales y por las consecuencias que acarrearía su incumplimiento.

La señora **Norma Cruz Ruiz** explica, que una vez finalizado el análisis para esta plaza, se identificó que sería un Profesional 4. Se han seguido las recomendaciones de la Contraloría General de la República, que para cada creación de plazas debe existir un estudio técnico.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta a la señora Solano Durán, sobre las implicaciones que tendría para la Dirección General de Asesoría Jurídica, el hecho de bajar la categoría, pasar de Profesional 5 a Profesional 4. Apunta además que hay que tomar en consideración dos hechos relevantes posteriores a la solicitud: las dos bajas importantes que ha experimentado la Dirección de Asesoría Jurídica y Regulatoria, con la partida del Director General anterior y una de sus asesoras, y el hecho de que en el nuevo RIOF se le están otorgando tareas adicionales a la Dirección General, como la de elaboración y revisión de los reglamentos. Considera que existen dos formas de enfrentar esto. Una sería reconsiderar esta recomendación a la luz de esa situación. La otra, dejar muy claro, que esta autorización no excluya el que se contemple otra solicitud por parte de la Dirección, que tome en cuenta las nuevas tareas.

La señora **Carol Solano Durán** comenta que la partida del Director General y de la Asesora Técnica, fue un impacto muy fuerte para la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria. Agradece el apoyo por parte del señor Regulador General y señala que la forma en que se enfrentó esa situación fue con ascensos internos, lo que generó motivación al personal. Además se han traído dos personas externas y ahora se está por contratar un ingeniero, para atender, principalmente los aspectos técnicos regulatorios en las áreas de energía y telecomunicaciones.

Las nuevas plazas vienen a solucionar temas administrativos, apoyando a las diferentes áreas y una en particular para el área judicial. Para el proyecto de cánones 2014 es importante reforzar la parte técnica para atender las nuevas funciones que le asigna el proyecto de RIOF que está en discusión, en temas de metodologías tarifarias y reglamentos técnicos, al nombrar a funcionarios técnicos de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, en equipos de trabajo para plantear las propuestas podría destinar recursos por un mes o dos meses, desde luego justificar la creación de dos plazas en el área técnica.

El señor **Pablo Sauma Fiatt** indica que se opondría a que fuera un Profesional 5, con 3 años de experiencia, existe un problema de escala con los requisitos. No es un tema salarial. La ley nos obliga a competir, pero es un tema que se debería revisar, los requisitos de Profesional 4 y Profesional 5.

La señora **Carol Solano Durán** se refiere a la consulta de la directora Saborío Alvarado. Señala que el Profesional 5 obedece al nivel de especialización que se requiere para atender los asuntos judiciales, por lo que se requiere que sea una plaza alta para atraer a un profesional y asignarle los temas más complejos.

Analizado el asunto, con base en lo expresado en lo recomendado por el Departamento de Recursos Humanos, conforme al oficio 10-DERH-2013 mediante el cual adjunto el estudio el informe N° 001-DERH-2013, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva dispone, por unanimidad y con carácter de firme:

CONSIDERANDO

1. Que el artículo 53 inciso ñ) de la Ley 7593, faculta a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, a dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, las obligaciones y derechos de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de la Sutel.
2. Que mediante el oficio 459-SJD-2012, la Secretaría de Junta Directiva comunicó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el acuerdo 08-69-2012, del acta de la sesión ordinaria 69-2012, celebrada por la Junta Directiva el 23 de agosto de 2012 y ratificada el 30 del mismo mes y año que señala:

“1. Dar por conocido el “Informe de gestión de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria”, al primer semestre del 2012.

2. Solicitar a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria que elabore una propuesta general para solucionar el tema de los funcionarios que mantiene esa dependencia en condición interina, así como eventuales problemas de personal que pueda estar enfrentando. Asimismo, que contemple en el informe el tema del plan de capacitación y los requerimientos presupuestarios del caso.”

3. Que mediante oficio 696-DGJR-2012, del 17 de setiembre de 2012, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, en cumplimiento del acuerdo 08-69-2012, indicado en el punto anterior, solicitó a la Junta Directiva, entre otras cosas, los siguientes requerimientos de recurso humano:

“(…) ii. Fortalecimiento para la atención de asuntos judiciales

La creación de una plaza de profesional 5, especialista en Asesoría Jurídica. Se requiere un profesional especializado en materia contencioso administrativa, para coadyuvar en la atención de asuntos judiciales en que es parte la Autoridad Reguladora y de esta manera apoye al actual equipo de trabajo del área judicial. Dentro de sus funciones, de acuerdo con la descripción de tareas establecida en el Manual descriptivo de cargos vigente, se encuentra la coordinación de actividades con otras áreas de la institución.

iii. Fortalecimiento de la asesoría jurídica en general

La creación de una plaza de profesional 2, gestor profesional en Asesoría Jurídica. Se requiere un profesional que apoye en la atención de asuntos pendientes de las diferentes áreas de la Dirección. Dentro de sus funciones, de acuerdo con la descripción de tareas establecida en el Manual descriptivo de cargos vigente, se encuentra el enlace, articulación y ejecución de actividades profesionales derivadas de los procesos y subprocesos de trabajo que están bajo responsabilidad de la Asesoría Jurídica.(...)”

4. Que mediante acuerdo de Junta Directiva N° 08-84-2012, del acta ordinaria 84-2012, celebrada el 11 de octubre y ratificada el 25 del mismo mes, se le solicitó al Departamento de Recursos Humanos que realizara un estudio técnico para justificar la creación de dos plazas de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, según lo señalado en el oficio 696-DGJR-2012, para lo cual se le otorgó un plazo hasta el 4 de noviembre del 2012.
5. Que mediante el oficio N° 562-GG-2012 de fecha 11 de octubre del 2012, el señor Rodolfo González solicita al Departamento de Recursos Humanos realizar un estudio técnico para crear dos plazas nuevas en la Dirección General Jurídica y Regulatoria, lo cual se justifica en el página 4 del oficio N° 696-DGJR-2012 de fecha 17 de setiembre del 2012.
6. Que mediante el acuerdo N° 14-91-2012, del acta de la sesión ordinaria 91-2012, celebrada el 8 de noviembre del 2012, la Junta Directiva autorizó una prórroga por dos semanas más al Departamento de Recursos Humanos, a fin de que presente el estudio técnico para justificar la creación de plazas de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, solicitadas en el oficio 696-DGJR-2012.
7. Que mediante oficio N° 727-DERH-2012, del 13 de diciembre del 2012, el Departamento de Recursos Humanos solicitó a la Junta Directiva una nueva prórroga hasta el 18 de enero del 2013, a fin de presentar el estudio técnico referido en el punto anterior.
8. Que mediante el acuerdo N° 07-103-2012, de la sesión N° 103 celebrada el 17 de diciembre del 2012, la Junta Directiva conoció y aprobó la prórroga solicitada por el Departamento de Recursos Humanos, citado en el punto anterior.
9. Que mediante el Oficio N° 10-DERH-2013 de fecha 11 de enero del 2013, el Departamento de Recursos Humanos remite el Informe N° 001-DERH-2013 de fecha 10 de enero del 2013, mediante el cual presenta los resultados del estudio que justifica la creación de dos plazas profesionales en la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.

POR TANTO:

Con fundamento en las atribuciones conferidas en el artículo 53, inciso ñ, de la Ley 7593, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por unanimidad y de conformidad con los considerandos que preceden; resuelve, con carácter de firme:

ACUERDO 13-15-2013

- a) Aprobar de conformidad con lo analizado por el Departamento de Recursos Humanos mediante el informe N° 001-DERH-2013, la creación de una plaza de Profesional 2 en Asesoría Jurídica y una plaza de Profesional 4 en Asesoría Jurídica para la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, para emplear en el año 2013 y cumplir con los objetivos y demandas de trabajo de esta dependencia.
- b) Solicitar a la Gerencia General y al Departamento de Recursos Humanos, que se realicen las gestiones necesarias para dotar del contenido presupuestario correspondiente y gestionar la aprobación respectiva.

ACUERDO FIRME.**ARTÍCULO 8. Asuntos pospuestos**

El señor *Dennis Meléndez Howell* propone por lo avanzado de la hora, conocer en una próxima sesión los asuntos indicados en la agenda como puntos 5.4, 5.5, y 5.6. Asimismo, sugiere posponer el punto informativo 6.2, para ser conocido en la próxima sesión.

Analizada la propuesta, la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 14-15-2013

Posponer para ser conocidos en la próxima sesión de Junta Directiva, los asuntos indicados en la agenda como puntos 5.4, 5.5, 5.6 y 6.2, los cuales en ese orden se detallan a continuación:

- 1) Cronograma de nombramientos de recursos humanos y opciones para disminución de plazos. Oficio 110-DERH-2013, del 21 de febrero de 2013 y 105-DERH-2013, DEL 19 de febrero de 2013.
- 2) Solicitud de ampliación de plazo para entrega de un procedimiento de reasignación de plazas. Atención del acuerdo 10-94-2012. Oficio 068-DERH-2013 y 083-DERH-2013.
- 3) Solicitud de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación para que se extienda prórroga para cumplir acuerdos solicitados por la Junta Directiva. Oficio 21-DGDR-2013.
- 4) Informe del proceso de investigación para determinar los motivos por los cuales se atrasó la publicación en el Diario Oficial La Gaceta, de la resolución 750-RCR-2012, del 9 de enero de 2012, expediente ET-153-2011. Oficio 144-RG-2013, del 21 de febrero de 2013.

ARTÍCULO 9. Asuntos Informativos.

El señor *Dennis Meléndez Howell* comenta el oficio 0784-SUTEL-DGC-2013, del 19 de febrero de 2013, mediante el cual la SUTEL atiende consulta del señor Diputado Luis Fishman, referente al proceso de Portabilidad Numérica.

Seguidamente lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 15-15-2013

Dar por recibida la solicitud de información del Diputado Luis Fishman, contenida en oficio DLV-0003-2013, del 7 de febrero de 2013.

A las dieciocho horas y cuarenta minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva