

SESIÓN EXTRAORDINARIA

N.º 2-2014

13 de enero de 2014

San José, Costa Rica

SESIÓN EXTRAORDINARIA N.º 2-2014

Acta de la sesión extraordinaria número dos-dos mil catorce, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el lunes trece de enero de dos mil catorce, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Sylvia Saborío Alvarado; Edgar Gutiérrez López y Adriana Garrido Quesada, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Rodolfo González Blanco, Gerente General; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Heilyn Ramírez Sánchez, Directora de Asesoría Legal de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y Adriana Rojas Navarro, funcionaria de la Secretaría de Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de inasistencia.

Se deja constancia que el señor Pablo Sauma Fiatt no asiste en esta oportunidad, toda vez que se lo impidió la atención de un compromiso de índole laboral. Asimismo, el señor Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno, no participa en esta sesión por atender asuntos propios de su cargo.

El señor Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de Junta Directiva, no participa en la presente sesión por encontrarse en una capacitación fuera de la Institución; en su lugar, asiste la señora Adriana Rojas Navarro, funcionaria de la Secretaría de Junta Directiva.

ARTÍCULO 2. Lectura de la Agenda.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura a la agenda de esta sesión que consiste en un único asunto relacionado con la propuesta de “Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico regional”.

Los señores miembros de la Junta Directiva manifiestan su conformidad con la agenda, la cual conocen seguidamente.

ARTÍCULO 3. Propuesta de “Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico regional”. Expediente OT-341-2013.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores Edwin Canessa Aguilar, funcionario de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Álvaro Barrantes Chaves, William Ramírez Corderón y Karla Montero Víquez, funcionarios de la Intendencia de Energía. Asimismo, el señor Efraín Abarca Morales, consultor externo, a participar en la exposición del tema objeto de este artículo.

Seguidamente la Junta Directiva conoce los oficios 1064-DGAJR-2013 del 20 de diciembre de 2013 y 2278-IE-2013 del 16 de diciembre de 2013, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y la Intendencia de Energía, respectivamente, se refieren a la propuesta de “Reglamento de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico regional”.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** explica los alcances del análisis realizado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria sobre la citada propuesta, el cual se limita a aspectos referidos a la competencia de la Junta Directiva para emitir los reglamentos y al procedimiento a seguir para la emisión de este tipo de normativa técnica; esto por cuanto se contó con una asesoría legal externa que trabajó en los aspectos de fondo de este Reglamento.

El señor **Edgar Gutiérrez López** consulta si la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se limitó únicamente al análisis de la competencia de la Junta Directiva y no a los aspectos de fondo, pues tiene la inquietud acerca de cómo se asegura este Cuerpo Colegiado, que no hay ninguna disposición en este Reglamento que afecte o viole alguna norma del ordenamiento jurídico.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** manifiesta que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria analizó las formalidades; la propuesta de Reglamento se emitió conforme a lo que establece el ordenamiento jurídico. En cuanto a los aspectos de fondo del citado Reglamento, al ser un tema muy técnico, se siguió el mismo procedimiento que en el Reglamento de Armonización. Indica que el señor Efraín Abarca Morales expondrá los aspectos de fondo y explicará en qué consistieron las oposiciones y coadyuvancias.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** comenta que el equipo consultor está conformado no solo por el señor Efraín Abarca Morales, sino por dos abogados que revisaron la legalidad de la propuesta; por tanto, la contratación implicaba el análisis jurídico del citado Reglamento.

El señor **Edgar Gutiérrez López** consulta si existe en el documento alguna manifestación del grupo consultor que garantice la situación jurídica; a lo que la señora **Heilyn Ramírez Sánchez** indica que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria conoció el cartel de la contratación del equipo consultor y considera que las funciones estaban bien identificadas; el equipo tenía que estar compuesto en parte por un abogado para el estudio técnico y legal de la propuesta. En cuanto a los productos que entregó el equipo consultor, le solicitaría a la señora Karla Montero Víquez que los explique, ya que es un aspecto propio de la ejecución de la contratación.

La señora **Karla Montero Víquez** indica que en la contratación de la consultoría se estableció que dentro del equipo de trabajo tenían que haber abogados. Señala que se hizo una revisión; específicamente la primera parte consistió en analizar lo que se puede o no hacer con la regulación vigente; de tal forma que la propuesta no se saliera de ese marco legal. Agrega que dentro del equipo de trabajo que revisó la propuesta del consultor, estaban los abogados de la Intendencia de Energía.

El señor **Edwin Canessa Aguilar** continúa su presentación y se refiere a la competencia de la Junta Directiva para emitir este tipo de reglamentos, potestades establecidas en los artículos 25 y 53, inciso n) de la Ley 7593. Asimismo, el artículo 6, inciso 14) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), que otorga la potestad a la Junta Directiva para dictar los reglamentos técnicos que se requieren para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en la ley y las modificaciones de estos.

Señala que la propuesta de este Reglamento es complemento y ampliación del “Reglamento de armonización regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central”, el cual se dictó con el propósito de regular la participación de los sectores de la industria eléctrica.

Explica el procedimiento seguido para emitir el Reglamento, el cual está de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593. Asimismo, se refiere a las conclusiones arribadas por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, que considera se ha cumplido con el procedimiento establecido en la Ley 7593 para la emisión de este tipo de reglamentos.

Comenta que durante la audiencia pública se presentaron oposiciones y coadyuvancias; el consultor, en este caso, remitió a la Intendencia de Energía (IE) el informe con el análisis de las observaciones, lo cual consta en el expediente. La Intendencia de Energía emitió el oficio IE-2278-IE-2013 del 16 de diciembre de 2013, mediante el cual se da por recibido el informe del consultor.

La Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria determinó que el informe se ajusta a las inquietudes plasmadas tanto de la IE, como las reformas sugeridas en las posiciones interpuestas en la audiencia pública por las diferentes partes que se hicieron presentes. Además, ha cumplido con el procedimiento establecido en la Ley 7593 para la emisión de este tipo de reglamentos.

El señor *Efraín Abarca Morales* manifiesta que, con respecto a la consulta del director Edgar Gutiérrez López, el equipo del grupo consultor, tiene dos especialistas en derecho; uno con una especialidad en el mercado eléctrico regional, quien también cuenta con una especialización en la normativa costarricense. La primera tarea de este grupo consultor fue hacer un análisis de la legislación nacional; principalmente trabajar cualquier documento sin apartarse del marco legal existente a nivel nacional, tomando en consideración el marco de la industria y los alcances que tiene la Ley 7593.

Indica que ese análisis fue la prioridad número uno para el grupo consultor; precisamente en este aspecto se invirtió mucho tiempo para establecer un marco legal. De esta forma, nacieron los dos reglamentos, el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el mercado nacional y el mercado eléctrico de América Central” y el que se está conociendo en esta oportunidad. Señala que cuando se ingresa a un panorama regional, van a darse temas que no son de acuerdo total.

Seguidamente se refiere a los antecedentes e indica que en diciembre de 1998, se aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central y su Primer Protocolo. Este es el primer documento que se utilizó para la armonización y respeta el tratado, la estructura de los mercados actuales en ciertos ámbitos. De hecho, en otros ámbitos hay obligaciones que aplican para cualquiera de los mercados.

El 19 de marzo de 2012, se aprobó el Segundo Protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central que establece que el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el único agente ante el Mercado Eléctrico Regional (MER). Es uno de los cuestionamientos que se recibieron en ambos reglamentos, pero se respeta en ambos esa restricción legal.

Existe un compromiso para la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico del MER, basado en el trato recíproco y no discriminatorio que contribuye al desarrollo sostenible de la región. Se va a interactuar con un mercado competitivo; esto quiere decir que el léxico que se utiliza en un reglamento de este tipo, no puede ser el que históricamente se ha utilizado en Costa Rica, porque este país tiene que adaptarse al MER.

Señala que para que ambos mercados funcionen en forma armoniosa, se requiere una serie de normativas a nivel nacional denominadas interfaces de armonización regulatoria y eso es lo que se está haciendo en este momento. La Ley 7593 establece en su artículo 4, inciso d) lo siguiente: *“Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad”*. Sobre este tema, los resultados del primer reglamento ya se están viendo el aprovechamiento del mercado eléctrico.

La armonización regulatoria indica que se deben establecer estándares como mínimo; si los del mercado nacional son inferiores, se tienen que subir; este reglamento incluye todos estos temas.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* comenta acerca del ámbito para operar y consulta si con este Reglamento queda claro para un inversionista que desee generar electricidad y vender al mercado. Le parece que hay un vacío, aspecto que hay que definir si trasciende el mandato de la ARESEP; por lo que pregunta; si con este reglamento, el panorama queda claro o existe otra institución que deba hacer alguna gestión complementaria.

El señor *Efraín Abarca Morales* manifiesta que la industria no puede ir de forma separada. Se realiza un esfuerzo por plasmar todo; sin embargo, en generación regional en Costa Rica existen temas pendientes a nivel del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* señala que este aspecto no deja de ser un problema para la ARESEP, por lo que consulta si esta situación queda claramente identificada en el informe para presentarlo ante el MINAE y así tome acciones al respecto.

El señor *Álvaro Barrantes Chaves* informa que la Intendencia de Energía ha sostenido varias reuniones de coordinación con el MINAE; de hecho, existe la Comisión Nacional del Mercado Eléctrico Regional (CN-MER), que cuenta con representantes del MINAE, Instituto Costarricense de Electricidad y el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE). Esta Comisión realiza reuniones periódicas, con el propósito de coordinar con los diferentes entes, para que el MINAE cuando este reglamento esté formalmente aprobado, emita lo que le corresponda.

La reglamentación regional, que es la base de este reglamento, respeta y no puede ir más allá de la legislación nacional en esos campos. En términos generales, lo que se indica es que de acuerdo con la legislación nacional se dan diferentes aspectos como la calidad, las concesiones, entre otros.

Indica que la Comisión Nacional del Mercado Eléctrico Regional, tiene como principal tema para analizar, una vez aprobado este reglamento; todo el andamiaje que hace falta para que un operador, o un inversionista puedan hacer transacciones; esta es la base en lo que respecta a la regulación; sin embargo, faltan otros aspectos.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* consulta si existen plazos para eliminar los vacíos que existen, a lo que el señor *Álvaro Barrantes Chaves* responde que no hay plazos, lo que existe es una lista de tareas. Se van a realizar reuniones para analizar todo lo concerniente al sector público y posteriormente, compartir con la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) y los posibles inversionistas privados para escuchar las inquietudes de lo que consideran hace falta.

La señora *Adriana Garrido Quesada* indica que, en ese sentido, la regulación es un sistema, por lo que le surge la inquietud de si se podría tener algún efecto “perverso” al poner en operación solo una parte (el reglamento que se estudia) sin tener listas los componentes complementarias.

El señor *Efraín Abarca Morales* explica que se trabaja el tema de aplicación inmediata para interactuar con el MER, bajo la estructura actual del modelo de industria. La operatividad de este y anterior reglamento es bastante amplia, sin necesidad de una modificación a nivel del MINAE. Hay temas como este de generación regional o contratos firmes, en donde se debe armonizar a nivel de otras instituciones.

La señora *Karla Montero Víquez* comenta que principalmente los temas que hacen falta y que son a nivel de ente rector, son temas que todavía están en discusión en la región; todavía no existe una regla específica y clara en cuanto a generación regional y a contratos firmes; pero sí se puede en otro tipo de transacciones y que es lo que se está normando en este reglamento.

El señor *Álvaro Barrantes Chaves* señala que todo este tema es algo más dinámico. Se tiene la idea de que con este reglamento ya se cumple; sin embargo, se cumple parcialmente. La Comisión

Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en este momento está redactando varias reglamentaciones regionales; por ejemplo, en diciembre de 2013 se aprobó lo concerniente a sanciones; de tal manera que en este momento, ya se cuenta con un régimen sancionatorio regional claramente definido.

En cuanto al punto de las plantas regionales, es el siguiente tema que tiene la CRIE como perspectiva junto con otros. Cuando la CRIE defina a nivel regional el reglamento marco, la ARESEP actuará aprobando las interfaces en lo que corresponda. Agrega que estos temas se van desarrollando paulatinamente; cada país lo que debe ir haciendo es que su regulación y normativa nacional se vaya ajustando en lo que corresponda. El propósito es que los seis países, una vez que la CRIE vaya aprobando esa normativa en diferentes aspectos, vayan adaptando la de cada uno.

Indica que es un proceso de doble vía, porque simultáneamente cuando la CRIE hace el reglamento regional, participa a los reguladores y operadores nacionales, por lo que se va dando una retroalimentación de lo que la CRIE va haciendo y no necesariamente hasta que lo aprueba es que se empieza a hacer la parte de interfaces, sino que se va actuando consecuentemente.

El señor **Efraín Abarca Morales** continúa con su presentación e indica que en este reglamento se norman temas de interacción del mercado eléctrico nacional y regional, principalmente temas muy técnicos, como los de medición, auditoría, interacción para conexión de nuevas plantas.

Adicionalmente se norman temas de la operación comercial de la operación y planificación; obligaciones y derechos de los operadores del sistema de mercado. En el caso de Costa Rica, es el ICE asignado a esta función, por medio del CENCE. Asimismo, derechos y obligaciones de los agentes, porque según el mandato del segundo protocolo, establece que estos derechos y obligaciones son del ICE, por lo que el grupo consultor se mantuvo bajo ese marco.

En lo tocante a la liquidación de las transacciones nacionales y el resultado de la interacción con el MER, se desarrolló en este Reglamento un módulo con el propósito de que, independientemente que sea solo el ICE en este momento quien interactúa con el mercado regional, se requiere un módulo de liquidación que sea transparente para todos los actores de la industria. Esta interacción con el mercado regional debe ser para el beneficio de la tarifa.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta si se ha logrado que el CENCE funcione como un ente autónomo y no como un apéndice del ICE, a lo que el señor **Álvaro Barrantes Chaves** explica que lo que se ha logrado hasta este momento, es un acuerdo de Junta Directiva del ICE, el cual no ha sido comunicado oficialmente.

La señora **Karla Montero Víquez** comenta que ya se le dio acceso a la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, a todo el histórico de la base de datos del CENCE en tiempo real. Se debe avanzar en el acceso de la información y en la compra de los programas; así como en la contratación del personal para recibir la capacitación, dentro de la cual está previsto recibir a un experto para que realice una pasantía de 3 a 6 meses y así elabore todo el plan de fiscalización del operador de mercado y capacite al personal de la Intendencia de Energía.

El señor **Álvaro Barrantes Chaves** manifiesta que ya existen informes periódicos del actuar del CENCE, los cuales en este momento son mensuales; sin embargo, se pretende que en aproximadamente tres meses se hagan de forma semanal.

El señor **Efraín Abarca Morales** se refiere al contenido de las oposiciones, así como a las personas y empresas que participaron. Las observaciones se dividieron en dos tipos: i) las que cuestionaban de forma puntual y técnica el contenido del Reglamento y ii) las observaciones que cuestionan desde el punto de vista legal, las potestades de la ARESEP y la legalidad de los temas desarrollados en el

Reglamento. En este tipo de observaciones participaron ampliamente el Instituto Costarricense de Electricidad y la Asociación Sindical de Empleados Industriales de las Comunicaciones y la Energía (ASEDEICE).

Manifiesta que a las observaciones que cuestionaban de forma puntual y técnica el contenido del Reglamento, se le dio trámite incorporando un análisis de las repuestas técnicas. Agrega que en algunos casos se aceptaron ciertas observaciones que no cambiaron el fondo del Reglamento.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* manifiesta que este aspecto es muy importante para este Cuerpo Colegiado, ya que de esto depende decidir si se remite nuevamente el Reglamento a consulta pública. Asimismo, pregunta si esta versión que se está presentando ante Junta Directiva, es significativamente diferente de la que se remitió a consulta pública.

El señor *Efraín Abarca Morales* explica que los cambios que se hicieron se resumen de la siguiente manera: las modificaciones fueron en ciertos términos; se agregaron a las abreviaturas algunos temas; se aclaró algún artículo porque la redacción no estaba del todo clara; pero, sin cambiar el fondo.

El señor *Álvaro Barrantes Chaves* agrega que la opinión del equipo técnico, es que no se ha realizado ningún cambio sustancial en el Reglamento. Se efectuaron bastantes cambios, pero únicamente de redacción y forma; cambios en nomenclaturas, se incluyeron definiciones, etc.

El señor *Edgar Gutiérrez López* consulta si la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se refiere a este aspecto, si el Reglamento debería remitirse nuevamente a consulta pública, a lo que la señora *Heilyn Ramírez Sánchez* señala que la Dirección no analizó el fondo del Reglamento, solo aspectos de procedimiento y forma. Este caso se atendió tal y como se hizo con el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

La señora *Adriana Garrido Quesada* consulta cuáles fueron los aspectos que se rechazaron; porque sí hubo aspectos de fondo; le preocupa que el ICE haga un planteamiento de que el Reglamento es inaceptable, razón por la que considera importante hacer una revisión de los argumentos que se dan como respuesta.

El señor *Efraín Abarca Morales* indica que en cuanto al primer tipo de observaciones de índole técnica, solicitaban aspectos que no eran posibles por la regulación nacional. Ante este tipo de observaciones, se dieron respuestas muy profundas, las cuales constan en el informe del grupo consultor. Agrega que estas respuestas fueron debidamente revisadas y avaladas por la Intendencia de Energía.

Señala que la contraparte de la empresa consultora fue la Intendencia de Energía y la Dirección de Energía, que son dependencias que están involucradas cotidianamente con el mercado regional y representantes ante la CRIE; por lo tanto, existe un criterio técnico bastante elevado en estos aspectos, al momento de rechazar una propuesta.

El señor *Álvaro Barrantes Chaves* respecto a la preocupación externada por la directora Adriana Garrido, explica que conceptualmente pueden existir criterios de mucha profundidad en el sentido de cómo, conceptualmente, el ICE u otros agentes ven el mercado. Cada agente puede tener ese criterio de cómo debe ser ese mercado; pero las limitaciones legales; concretamente lo que señala el artículo 3 de la Ley 9004, estableció restricciones muy fuertes y se han respetado en este caso, según el criterio de los consultores y del equipo técnico de la ARESEP.

Considera que en este artículo de la Ley citada, se da un contrasentido con el espíritu del tratado, pero existe y hay que respetarlo. Se ha tratado de que esta contradicción se minimice, procurando en términos generales, facilitar las transacciones lo más que se pueda y dentro de las limitaciones que se tienen, es decir, siempre respetando el marco legal.

Se diseñaron algunos esquemas que se pueden mejorar, pero lo que se ha visualizado hasta este momento, es que es lo mejor que se tiene con todo y sus limitaciones. El ICE y la ASEDEICE se oponen en muchos aspectos, hacen una lectura ideológica de la normativa muy restringida; sin embargo, la posición de la ARESEP es diferente y desde luego sustentada en la ley. Existen discrepancias en la forma en que la ARESEP y el consultor interpretan la legislación vigente, con respecto a la forma en la que los hacen los otros actores; pero la interpretación que se ha hecho se considera correcta.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta si, en algún momento, se da una respuesta indicando que hay que participar en el mercado nacional para poder exportar; a lo que el señor **Álvaro Barrantes Chaves** explica que existen muchas limitantes; según la Ley 7200 muchos de los generadores privados han pretendido exportar; sin embargo, el marco legal no lo permite.

Considera que la primera limitante que existe es no contar con el permiso o concesión para hacerlo; porque no se tiene un marco legal interno que norme adecuadamente las concesiones, sobre todo las del agua. Se ha tratado de abrir las puertas a las transacciones, aún con todas las limitantes. El propósito de sostener reuniones con el ICE en primera instancia y luego, incorporar a las empresas privadas, para analizar todas las alternativas posibles, sin ir respetar el marco legal que se tiene.

La señora **Adriana Garrido Quesada** externa su preocupación en cuanto a lo señalado por el ICE, en el sentido de que se opone al citado Reglamento, aduciendo ya que esta normativa introduce disposiciones reglamentarias distintas a la ley; genera incompatibilidades regulatorias y tienen inconsistencias de carácter técnico con lo que establece el MER. Agrega que le preocupa, ya que el ICE cuenta con una capacidad de asesoría legal suficiente, como para evitar señalar aspectos que no son pertinentes.

El señor **Efraín Abarca Morales** comenta sobre el tema del mercado eléctrico regional, el cual no es de manejo común; entiende la capacidad técnica/legal del ICE, pero no son de manejo común. El informe presentado contiene las respuestas a todas las oposiciones legales que se conocieron. Se refiere específicamente a lo que cuestiona el ICE; no se puede detectar qué es lo que están cuestionando realmente; no van directo a un punto de la ley o del reglamento que se esté violentando con esta normativa.

Señala que en este proceso se ha dado mucha resistencia de parte de los sindicatos y eso se trasladó en este momento a la posición del ICE, hubo bastante presión. Explica que según la normativa vigente, al ICE se le asigna los derechos y obligaciones como único agente de Costa Rica ante el mercado regional; pero también es el único que va a adquirir las obligaciones de esa actividad.

Una de las peticiones que presentó el ICE y la ASEDEICE es que se trasladen las obligaciones a todos los generadores y los derechos que sean exclusivos del ICE; por lo que desde el punto de vista legal no es viable. A partir de este aspecto es que indican que se está violentando la normativa nacional. Cuando el grupo consultor analiza este tema, toma la decisión de establecer derechos y obligaciones al ICE y sus empresas.

La señora **Adriana Garrido Quesada** considera importante que la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria revise el tema, ya que es un aspecto muy directo a todo el marco normativo. Existe una posición del ICE y otra del grupo consultor, por lo que se debe determinar quién tiene la razón.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** indica que parte de la contratación era que se realizara un análisis jurídico de esas oposiciones y consta en el informe.

El señor **Dennis Meléndez Howell** considera complicado lo solicitado por la directora Garrido Quesada, ya que precisamente se hizo la contratación externa y se solicita todo el análisis jurídico, porque la Institución no tiene la capacidad interna en un tema tan específico.

La señora **Adriana Garrido Quesada** manifiesta que tiene que votar el tema y contiene muchos aspectos legales. Existe una instancia adicional de revisión y es con esas herramientas con las que se deben analizar en este tipo de temas.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** señala que necesariamente se requiere el análisis técnico, no es puramente legal. Agrega que el consultor externo hizo un análisis de las oposiciones presentadas y la Intendencia de Energía estuvo de acuerdo con el análisis realizado por la asesoría externa contratada, ya que se está dando por recibido el informe.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta si la revisión realizada por la Intendencia de Energía se hizo con los abogados, a lo que la señora **Karla Montero Víquez** señala que el grupo está constituido por el señor Juan Manuel Quesada, Intendente, así como por varios ingenieros, economistas y una abogada.

El señor **Efraín Abarca Morales** agrega que el proceso de aprobación para la recepción de este documento por parte de la Intendencia de Energía y la Dirección de Energía, para el grupo consultor fue un proceso bastante largo, ya que las observaciones fueron muy bien analizadas. Se retomó la consultoría desde el punto cero hasta este momento. El grupo consultor hizo un trabajo bastante laborioso, un proceso de revisión bastante detallado con la Intendencia de Energía, la Dirección de Energía, que cuenta funcionarios que están sumergidos en el tema, tanto a nivel nacional e internacional.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta respecto de la posición del ICE en cuanto a las oposiciones que presentaron; esto por las respuestas que se le dieron en el sentido de que no están en contra del marco regulatorio, a lo que el señor **Efraín Abarca Morales** señala que es un tema a discutir, porque el hecho que esté de acuerdo, no necesariamente es que el reglamento esté bien o mal. El Reglamento está emitido bajo los criterios de la consultoría y de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, cuya visión es la industria eléctrica nacional, no es la de una empresa en particular.

Existe un recorrido bastante amplio en la asignación de derechos y obligaciones, no solo al ICE, sino a todos los participantes de la industria; es un tema nacional.

El señor **Álvaro Barrantes Chaves** agrega que de todos los filtros que se han tenido en este tema, así como la experiencia técnica, tanto en la parte económica y de ingeniería; se ha llegado al acuerdo de que la propuesta que se está presentando, desde el punto de vista del tratado marco, así como del primer y segundo protocolo; además desde el punto de vista de la legislación que Costa Rica aprobó tanto el Tratado como el Protocolo, el Reglamento de Armonización aprobado en mayo de 2013 y del resto de la legislación nacional, este Reglamento es consecuente con todo.

La señora **Adriana Garrido Quesada** consulta si el Reglamento es, entonces, lo suficientemente flexible, para abarcar el caso en que se dieran cambios, como por ejemplo, que el ICE no fuera el único agente ante el mercado regional, a lo que el señor **Efraín Abarca Morales** comenta que la consultoría tuvo esa visión y también fue trasladado por parte de la ARESEP, ya que es un reglamento es genérico.

La señora **Karla Montero Víquez** indica que, en ese sentido, lo que se pretendió fue ser lo suficientemente flexible en las definiciones; por ejemplo, caracteriza al agente comercializador, agente transmisor, agente generador y agente distribuidor aquel que cuente con sus respectivas concesiones y permisos, por lo que se dejó bastante amplio.

Seguidamente el señor **Efraín Abarca Morales** se refiere a las observaciones que cuestionaban, desde el punto de vista legal, acerca de las potestades de la ARESEP y la legalidad de los temas desarrollados en los reglamentos. El grupo consultor considera que estos se basan en la incomprensión de las consecuencias de la integración regional en el sector eléctrico y las potestades brindadas a la ARESEP.

El mercado eléctrico regional posiciona a la ARESEP como la institución que va a estar viendo el mercado regional, lo va a estar vigilando. La CRIE que es el regulador regional, tiene un departamento de vigilancia de mercado y así se está haciendo en los entes reguladores nacionales, porque esta función del mercado eléctrico regional, afecta toda la industria y las tarifas.

Asimismo, se cuestionaban un cambio de modelo en este Reglamento, a lo que se les respondió que se mantiene el modelo actual, porque no se tiene la potestad para modificarlo. Asimismo, entre otras cosas se indica lo siguiente:

- ✓ *El modelo actual se está ordenando en nomenclatura y actividades*
- ✓ *Se establecieron criterios técnicos mínimos*
- ✓ *Se ajusta la satisfacción de la demanda al mínimo costo*
- ✓ *Se facilita la aplicación de las figuras comerciales del MER y se obliga a tener transparencia ante el MER y el MEN*
- ✓ *Se aplican términos regionales a las actividades nacionales*
- ✓ *La ARESEP toma el control de las potestades brindadas por el MER*
- ✓ *Se elimina la caja negra que existía en torno a la participación en el MER*
- ✓ *Se prepara plataforma para el nuevo panorama nacional*
- ✓ *Se distribuyen derechos y obligaciones de acuerdo a la regulación nacional y regional*

Añade que la consultoría considera que vistas las oposiciones y planteamientos realizados en la audiencia, introducen un enriquecimiento del texto de la mayoría de los casos; que como lo mencionó anteriormente, no van al fondo y no son cuestionamientos a los planteamientos legales, técnicos o comerciales. El grupo consultor considera que este Reglamento se encuentra listo para ser sometido a aprobación por parte de la Junta Directiva de la ARESEP.

La señora **Sylvia Saborío Alvarado** consulta si dicho Reglamento cuenta con el aval de la Intendencia de Energía.

Asimismo, el señor **Edgar Gutiérrez López** comenta que es muy importante para esta Junta Directiva, se reafirme que el texto que se está proponiendo no tiene modificaciones sustanciales respecto a la versión sometida a audiencia pública.

El señor **Efraín Abarca Morales** indica que en cuanto al reglamento original y la propuesta que se está conociendo, no hay modificaciones sustanciales.

La señora **Heilyn Ramírez Sánchez** agrega que ante la inquietud de la directora Garrido, resulta importante señalar que dentro de los antecedentes para la emisión de esta reglamentación existen plazos para Costa Rica y compromisos que se deben cumplir, por lo que es una de las razones por las que se hizo esta contratación.

El señor **Álvaro Barrantes Chaves** manifiesta que existían temas que eran más álgidos para la región y estos fueron cumplidos en la primera parte que se aprobó en mayo de 2013. Agrega que estos temas también son compromisos, pero no tienen plazos tan perentorios; en este momento la misma CRIE está tramitando la normativa de sanciones, contratos firmes y generación regional, que probablemente van a necesitar ajustes.

La señora **Karla Montero Víquez** comenta que desde la aprobación del Reglamento Centroamericano, que fue en el 2005, otorgaron facultades nuevas a los reguladores nacionales; hasta en este momento se está haciendo el marco general para hacer esa fiscalización.

Analizado suficientemente el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y la Intendencia de Energía, conforme a los oficios 1064-DGAJR-2013 y 2278-IE-2013, respectivamente; así como en la presentación realizada por el señor Efraín Abarca Morales, el señor **Dennis Meléndez Howell** somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

CONSIDERANDO:

- I. 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.
- II. Que mediante la Ley 7848 publicada en el Alcance 88 a La Gaceta 235 del 3 de diciembre de 1998, Costa Rica aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo.
- III. Que por medio de la Ley 9004, del 31 de octubre del 2011, publicada en La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre del 2011 y ratificada mediante Decreto N° 36955-RE, publicado en La Gaceta N° 56 del 19 de marzo del 2012, se aprobó el II Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
- IV. Que los seis países del área que suscribieron y aprobaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) se comprometieron a establecer este mercado regional, con el objetivo de establecer: *“la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.”* (Artículo 1º del Tratado).
- V. Que el artículo 21 del Segundo Protocolo (Ley 9004), al reformar el artículo 32 de Tratado Marco, le estableció como un compromiso adicional de los Gobiernos del área, la siguiente obligación:

“d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.” // “Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional.”
- VI. Que el 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 la resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero de 2013 y complementada por la resolución CRIE-NP-09-2013 y que modifica de la vigencia al 1 de junio del 2013; es menester emitir la normativa que permita la armonización entre el Mercado Eléctrico de Costa Rica y el Mercado Eléctrico Regional.

VII. Que para que ambos mercados funcionen en forma armoniosa, la integración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con el MER implica, entre otras cosas: el análisis, diseño, aprobación y puesta en marcha de una serie de normativas a nivel nacional, denominadas interfaces de armonización regulatoria.

VIII. Que el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 Capítulo 1, página 21, en lo que concierne a las políticas y metas, establece en su cuarto eje denominado “**Competitividad e Innovación**” que:

“En aras de mejorar la productividad y contribuir al crecimiento, pero sobre todo, al desarrollo económico, fija la atención en áreas prioritarias como son el fortalecimiento del capital humano y la innovación; el desarrollo de infraestructura de apoyo para la producción y la comercialización así como el fortalecimiento de las relaciones comerciales internacionales y el clima de inversiones.”

IX. Que el VI Plan Nacional de Energía 2011-2030 establece los siguientes objetivos:

1. Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.
2. Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.

Señala además, que se deben *“aprovechar los beneficios de la integración energética, apoyando proyectos energéticos de índole regional, forjados a partir de alianzas entre las empresas del sector, acuerdos de carácter internacional y convirtiendo al país en uno de los potenciales líderes del proceso”*.

X. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece en su artículo 4 lo siguiente: *“Objetivos. (...) d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima los servicios públicos sujetos a su autoridad. (...)”*

XI. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 5, lo siguiente: *“Funciones. En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora, fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización (...).”*

XII. Que la Ley 7593, ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en el artículo 25, lo siguiente: *“Reglamentación. La Autoridad Reguladora emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.”*

Y en el artículo 36 establece lo siguiente: *“...Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia pública, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta, y en dos*

periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación: // (...) c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25; (...)”.

- XIII.** Que de conformidad con lo establecido en el artículo 53 inciso n) de la Ley 7593 y sus reformas, corresponde a la Junta Directiva el dictar los reglamentos técnicos que requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta ley y las modificaciones de éstos.
- XIV.** Que mediante la Resolución RJD-036-2013 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, del 22 de mayo del 2013 y publicada en el Alcance N° 98 a la Gaceta N° 102 del fecha 29 de mayo del 2013, se aprobó el “REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”, el cual desarrolló en su primera parte, la constitución y establecimiento de los principios y conceptos generales que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, por lo que bajo éstos, en el reglamento ahora propuesto se desarrolla en la normativa que aplicará la Operación del Sistema y del Mercado, siendo su objetivo establecer las condiciones técnicas, comerciales y de información para la interacción de los actores de la industria eléctrica costarricense para el cumplimiento de los derechos y obligaciones adquiridos en el Tratado Marco, sus protocolos y sus reglamentos, en concordancia con la regulación nacional y regional.
- XV.** El Reglamento de armonización regulatoria ente el mercado eléctrico nacional y el mercado eléctrico de América Central en su artículo 108 señala:

“Artículo 108. Actualización de la normativa por pérdida de vigencia del PDC. Habiendo establecido en la parte considerativa del presente reglamento que: —la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE-, institución reguladora del Mercado Eléctrico Regional creada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, aprobó mediante la Resolución CRIE 09- 2005, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, y estableció mediante las Resoluciones CRIE P-09-2012 y CRIE P-17-2012, el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, con el objeto de viabilizar la entrada en definitiva de este reglamento, lo que declaró mediante resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero, además de sus respectivas actualizaciones, y que el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, será eventualmente revocado para alcanzar la vigencia plena del RMER, debe entonces ARESEP emitir la normativa que desarrolle y actualice el Título II del presente reglamento y que denominará —Normativa de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional. Esta normativa se desarrollará bajo los principios y conceptos que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, establecidos en el Título I del presente reglamento.”

- XVI.** Que el presente reglamento es complemento y ampliación al “REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”, indicado en el considerando anterior, por lo que deben interpretarse de forma conjunta y armoniosa.
- XVII.** Que mediante acuerdo 02-75-2013, de la sesión ordinaria N° 75-2013 celebrada el 24 de octubre del 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora ordenó iniciar el trámite y someter a audiencia pública, el proyecto denominado “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”.
- XVIII.** Que la convocatoria a audiencia se publicó en los periódicos La Nación y La Prensa Libre el día 7 de noviembre del 2013 y en La Gaceta N° 210 del 31 de octubre del 2013 (folios 99 y 104).

- XIX.** Que la audiencia pública se realizó el 28 de noviembre del 2013, por medio del sistema de video conferencia y de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593, en los siguientes lugares: Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en los Tribunales de Justicia de: Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón y Cartago Centro. Así como, de forma presencial en el salón parroquial de Bri Brí, ubicado al frente de la Escuela Líder de Bri Brí, Limón (folios 207 al 220).
- XX.** Que de conformidad con el oficio 3398-DGPU-2013 del 04 de diciembre del 2013 (informe de oposiciones y coadyuvancias), dentro del trámite del presente asunto se presentaron las siguientes posiciones: 1) Esteban Lara Erramouspe, cédula 1-0785-0994; 2) Manuel Ureña Castro, cédula N° 1-541-066; 3) Asociación Costarricense de Productores de Energía-ACOPE-, representada por Mario Alvarado Mora; 4) Asociación Sindical de Empleados de la Industria de Comunicaciones y Electricidad –ASDEICE-, representada por Fabio Chaves Castro; 5) Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) representado por el Luis Pacheco Morgan; 6) Planta Hidroeléctrica Don Pedro S. A., representada por José Antonio Benavides Sancho; 7) Planta Hidroeléctrica Río Volcán S. A., representada por José Antonio Benavides Sancho; 8) Molinos de Viento del Arenal S. A. (MOVASA), representado por José Antonio Benavides Sancho; 9) P. H. Chucás S. A., representado por José Antonio Benavides Sancho; El Embalse S. A. representado por José Alberto Rojas Rodríguez y 11) La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R. L. (COOPELESCA R. L.) representada por Noylin Cruz Suárez; (folios 221-223).
- XXI.** Que de conformidad con el oficio 2278-IE-2013, como respuesta a las posiciones formuladas dentro de los autos, debe indicarse lo siguiente:

En adelante, para efectos de simplificación, se le llamará Reglamento de Armonización al “Reglamento De Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

En adelante, para efectos de simplificación, se le llamará Reglamento de Detalle al “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”.

1. Manuel Ureña Castro.

Sobre el primer comentario sobre el artículo 1, se recibe parcialmente con la salvedad que el concepto Ofertas Inflexibles ya estaba definido en el Reglamento.

Respecto al artículo 14 y el criterio técnico para determinar el $\pm 10\%$, se le indica que se basa en los beneficios mínimos que considera esta Autoridad debe de generar las transacciones con el MER al MEN en un escenario donde hay ausencias de más interesados en optimizar el parque de generación nacional.

Sobre cambiar en el artículo 17 la palabra “establecer” por “constituir”, se le indica que según la Real Academia Española las palabras citadas son sinónimas.

De acuerdo a la observación la palabra “correspondiente” del artículo 23, se le indica que se acepta la observación.

En cuanto a la observación del artículo 29, inciso i e inciso j, se le indica que se refiere estrictamente a la regulación regional, lo referente a la regulación nacional se establece en otras resoluciones de esta Autoridad.

Respecto al artículo 33, no se considera necesaria la ampliación debido a que todos los Agentes del MER y del MEN esta sujetos a la Regulación Nacional.

Sobre el artículo 37, se le indica que el coordinador de estas funciones es el EOR, por lo cual no se considera el cambio propuesto.

Respecto al artículo 45, se le indica que el OS/OM debe de reflejar la remuneración de la transmisión en el DTEN, la cual debe de ser de acuerdo a lo estipulado en la Regulación Nacional y Regional, garantizando que no existan doble remuneraciones. Esta función que está relacionada a la parte tarifaria por Ley corresponde a ARESEP.

En cuanto a la observación del artículo 50, se le indica que el registro de los Contratos Firmes Regionales es ante el EOR y la CRIE.

Sobre el artículo 150 se le indica que se acepta la observación, quedando la redacción de la siguiente forma: “Requisitos de información técnica a entregar por parte de los Agentes del MER y del MEN”.

2. El Embalse S. A.

Sobre el comentario 2.1 y 2.2 se le indica que el propósito del presente Reglamento no es definir el rol del Ente Rector del Sector Eléctrico Nacional ni el encargado de la Planificación del Sector Eléctrico Nacional, el Reglamento se limita a establecer los lineamientos de detalle para la interacción con el MER, no sustituir lo que ya está vigente mediante la Regulación Nacional.

Respecto al comentario 2.3, se le indica que lo expresado en el artículo 71 son requerimientos de la Regulación Regional de acatamiento obligatorio para el Mercado Eléctrico Nacional y que se refiere estrictamente a proyectos de Transmisión y Generación Regional.

En cuanto al comentario 2.4, se le indica que el artículo 79 se refiere únicamente a las solicitudes de ampliación de la Red de Transmisión Regional –RTR-.

Sobre el comentario 2.5, se le indica que esta Autoridad considera que la base de datos operativa contempla todas las bases de datos relacionadas a cualquier otra que pueda surgir, el concepto de libre acceso es general y los formatos va a depender de la forma y el momento en que se soliciten.

Sobre el comentario 2.6, se le indica que el artículo 104 se refiere a la aplicación del libre acceso a agentes autorizados para realizar transacciones en el MER, sobre el libre acceso a los Agentes del MEN éste se define en el artículo 103.

Respecto al comentario 2.7, se le indica que tanto la metodología y procedimiento a utilizar por el OS/OM para cuantificar los cargos y abonos es un tema que se establecerá entre esta Autoridad y el OS/OM. Sí se refiere a servicios públicos de acuerdo a la Regulación Nacional vigente y la entidad que dirime diferencia es la ARESEP o la CRIE según el ámbito de aplicación.

En cuanto al comentario 2.8, se le indica que la concesión de servicio público es requisito para ser Agente Generador del MEN, por lo tanto si es uno de los requisitos para realizar inyecciones al MER.

Sobre el comentario 2.9, se le indica que a pesar de no incluir ese nivel de detalle en el artículo 150, esta Autoridad tendrá en cuenta las observaciones realizadas a la hora de materializar cada uno de los procedimientos, normas, metodologías y otros documentos que proponga el OS/OM.

3. Coopesca R. L.

Sobre el comentario 1 se le indica que por el detalle técnico que maneja la Regulación Regional es necesario mantener los conceptos técnicos desarrollados en el presente Reglamento.

Respecto al comentario 2 se le indica que se toma nota de las coadyuvancias a los documentos presentados por el Señor Esteban Lara., por lo que se refiere a esta oposición para su respuesta.

En cuanto al comentario 3, se le indica que tanto en el presente Reglamento como en el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central se establece la obligación del ICE y sus empresas de presentar y publicar los costos variables de generación de sus plantas.

Sobre el comentario 4, se le indica que tanto la Regulación Regional como la Regulación Nacional emitida por esta Autoridad establecen la obligatoriedad del reporte por separado de los costos de las actividades que realizan los agentes del MER.

4. Esteban Lara Erramouspe

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

En cuanto a la observación “a” al Artículo 1; en el caso de las abreviaturas se recibe la propuesta y en el caso de las definiciones se le indica que cuando se hace una normativa se debe de entender contextualizada dentro de toda la regulación que rige la materia y para el presente caso los conceptos y definiciones fueron desarrollados en el Reglamento de Armonización y en la Regulación Regional.

En cuanto a la observación “b” al Artículo 1; atiéndase lo manifestado en lo atinente a la observación a.

En cuanto a las observaciones “a, b y c” al Artículo 26; se acepta la propuesta de redacción y queda de la siguiente manera: “ARTÍCULO 26. Sobre el adecuado funcionamiento de los sistemas y equipos de medición. El funcionamiento adecuado de los sistemas de medición, estará a cargo del Agentes del MER o del MEN, propietario del mismo, en coordinación con el OS/OM, de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional y Nacional”.

En cuanto a las observaciones “a” de los Artículos 30, 33, 34, 35, 103 y 122; se le indica que el contexto en que se usa “y” en estos artículos es incluyente.

En cuanto a la observación al inciso b) al Artículo 38; se le indica que los componentes son los que están definidos en el artículo 9.1.1.del Libro III del RMER.

En cuanto a la observación al Artículo 79; se le indica que no se considera necesario, porque el Reglamento de Detalle por su misma naturaleza aplica solamente en el territorio costarricense.

En cuanto a la observación a los Artículos 114 y 115; se le indica que no se considera necesario el cambio sugerido, porque el formato SOLMANT es el nombre genérico que le da el RMER a cualquier formato o formulario que el EOR destine para este fin.

En cuanto a la observación al Artículo 128; se le que esta disposición deberá interpretarse integralmente con respecto al resto de la normativa técnica que rige esta materia.

En cuanto a la observación a las DISPOSICIONES TRANSITORIAS; se le indica que no hay ninguna omisión, porque en este artículo únicamente se mencionan los tipos de desviaciones.

5. Asociación Costarricense de Productores de Energía

En cuanto al comentario 1 inciso “i”, referido al Artículo 1; se le indica que en este artículo solo se especifica la definición de lo que es el acceso.

En cuanto al comentario 1 inciso “ii”, referido al Artículo 1; se manifiesta que las ofertas a las que se refiere la definición citada, son ofertas para comprar y vender los excedentes que el OS/OM pondrá a disposición de los Agentes de MER o del MEN con contrato marco que deseen adquirir para luego trasladarlas al MER como ofertas regionales, son ofertas tomadoras de precio las cuales tienen prioridad de suministro por el valor agregado que pueden brindar en la interacción con el MER a las tarifas nacionales.

Con respecto al comentario 1 inciso “iii”, referido al Artículo 1; se tomó nota.

En cuanto a los comentarios 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12, referidos a los Artículos 6, 20, 24, 25, 26, 29, 30, 31, 33, 34 y 35 respectivamente; se le indica que las obligaciones contenidas en dichos Artículos aplican para todos los Agentes MEN, aun sin contar con contratos marco, ya que estas obligaciones de la regulación regional las refiere a todos los participantes nacionales indistintamente si hacen o no transacciones regionales.

Sobre el comentario 13, referido al Artículo 54; se le indica que el Artículo señalado ya contempla el requerimiento de contar con un contrato marco.

En cuanto al comentario 14, referido al Artículo 70; se le indica que la obligación contenida en inciso “b” de dicho Artículo aplica para todos los Agentes MEN aun sin contar con contratos marco, ya que estas obligaciones la regulación regional las refiere a todos los participantes nacionales. La razón técnica es porque se necesita contar con toda la información de proyectos de expansión, inclusive si son de carácter nacional, ya que afectan los estudios regionales para este fin.

En cuanto al comentario 15, referido al Artículo 91; se le indica que la obligación contenida en dicho Artículo aplica para todos los Agentes MEN aun sin contar con contratos marco, ya que estas obligaciones de entrega de información son obligatorias a todos los participantes de la industria eléctrica nacional que retiran energía.

En cuanto al comentario 16, referido al Artículo 108; se le indica que la obligación contenida en dicho Artículo aplica para todos los Agentes MEN aun sin contar con contratos marco, ya que estas disposiciones son de obligatorio cumplimiento para todos los participantes de la industria eléctrica nacional.

En cuanto a los comentarios 17, 18, 19, 20 y 21, referidos a los Artículos 120, 122, 127, 128, y 142 respectivamente; se le indica que la obligación contenida en dichos Artículos son de carácter técnico para la operación segura del sistema eléctrico interconectado y aplican para todos los Agentes MEN, aun sin contar con contratos marco y son obligatorias para todos los participantes de la industria eléctrica nacional.

En cuanto a los comentarios 22 y 23, referidos a los Artículos 145 y 147; se le indica que las obligaciones contenidas en dichos Artículos aplican a los agentes que tengan interacción directa con el MER.

En cuanto al comentario 24, referido al Artículo 22, no se encuentra relación entre el artículo citado y el contenido del comentario, sin embargo identificamos que el número del artículo y el encabezado corresponden al Reglamento de Armonización, y que el fondo del comentario se refieren al artículo 150 del Reglamento de Detalle, a lo cual indicamos que la norma citada es parte de la interacción entre la ARESEP y el OS/OM que persigue este artículo, adicionalmente independientemente que se mencione el desarrollo de alguna tecnología en particular, esto no limita el desarrollo de otras normas para otras tecnologías, recordamos que dicho artículo menciona que lo listado es el mínimo desarrollo que debe de realizar el OS/OM.

6. Molinos de Viento del Arenal S.A., P.H. Don Pedro S.A., P.H. Río Volcán S.A. y P.H. Chucás S.A.

En cuanto al comentario 1, referido al Artículo 1; se le indica que en este artículo solo se especifica la definición de los que es el acceso.

En cuanto al comentario 2, referido al Artículo 1; se le indica que la prioridad establecida para el orden de mérito por precio para la aceptación de ofertas, es una propiedad normal en mercados competitivos y no contraviene el principio de no discriminación. Adicionalmente se aclara lo siguiente, en el orden presentado: I) Cuando una oferta es inflexible, se convierte en tomadora de precio, significa que compra a cualquier precio y por lo consiguiente dicha oferta tiene la máxima prioridad de asignación, este principio no es discriminatorio, es competitivo. II) La entidad responsable de establecer las asignaciones de ofertas aceptadas es el OS/OM. III) Los procedimientos considerados suficientes están incorporados en el Reglamento de Detalle. IV) El esquema propuesto en el Reglamento de Detalle se considera suficiente para dar certeza jurídica y transparencia únicamente a las compras y ventas de energía ante el MER mediante el mecanismo de contratos marcos entre un Agente del MEN con un Agente del MER en Costa Rica.

En cuanto al comentario 3, referido al Artículo 4; se le indica que los diferentes entes de la integración eléctrica regional se encuentran en un proceso de desarrollo que contenga todos los requerimientos normativos y técnicos para una instalación de una planta regional.

En cuanto al comentario 4, referido al Artículo 5; se le indica que las condiciones establecidas para la firma de los contratos marco se define en el Reglamento de Armonización Regulatoria.

En cuanto al comentario 5, referido al Artículo 5; en respuesta a la solicitud se aclara que todas las acciones que sean necesarias para implementar el mecanismo de contratos marco y que correspondan a la ARESEP serán desarrollados en su momento y de forma pública.

En cuanto al comentario 6 al artículo 12; se le indica que el ICE cuenta actualmente con estados financieros separados para las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Alumbrado Público, sobre los incisos i y ii debe de atenderse lo estipulado en el Título III de la Interacción entre el Mercado Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Nacional y el Capítulo III del Título V Operación Técnica y Operativa de la RTR del presente Reglamento, sobre la implementación de mecanismos para evitar conflicto de intereses se le indica que se toma nota del comentario para implementarlo oportunamente, ya que este tema no es materia del presente Reglamento.

En cuanto al comentario 7, referido al Artículo 13; se le indica que los excedentes de energía existirán independientemente del esquema nacional que prevalezca, el esquema incluido en el presente Reglamento es para que cualquier agente del MER o agente del MEN con Contrato Marco pueda acceder a los excedentes del Sistema Eléctrico Nacional o a sustituir plantas del Sistema Eléctrico Nacional, por lo cual no aplica las restricciones planteadas en el comentario.

En cuanto al comentario 8, referido al Artículo 14; se le indica que las ofertas a las que se refiere el Artículo 14 son las presentadas por los Agentes del MEN con Contrato Marco y no por el ICE, de tal forma que el precio de dichas ofertas es responsabilidad del Agente del MEN con Contrato Marco que las presente.

En cuanto al comentario 9, referido al Artículo 14; se le indica que según lo establecido en el presente Reglamento, el OS/OM deberá de tomar como información la establecida en la Programación Nacional Indicativa para determinar el Costo Marginal del Sistema para la liquidación y el DTER emitido por el EOR para calcular la energía transada.

En cuanto al comentario 10, referido al Artículo 18; se le indica que el presente Reglamento es complementario con el RMER por lo tanto lo solicitado se da por satisfecho al integrar ambas Regulaciones.

En cuanto al comentario 11 referido al Artículo 25; se le indica que el artículo es claro al establecer que prevalecen los criterios más exigentes.

En cuanto al comentario 12, referido al Artículo 28; se le indica que este artículo se refiere a Agente del MER y Agentes del MEN con Contrato Marco.

En cuanto al comentario 13, referido al Artículo 29; se le indica que la obligación establecida en este artículo es aplicable al Agente del MER o del MEN, para los casos donde el OS/OM no tiene accesos remotos a los datos de medición, de tal forma que los procedimientos alternos deber ser realizados a criterios del Agente en cuestión, a fin de cumplir con la obligación de envío y entrega de los datos de medición al OS/OM en tiempo y forma. Ejemplo: vía redes celulares, microondas, dispositivos de almacenamiento y entrega, etc.

En cuanto al comentario 14, referido al Artículo 29; se le indica que el procedimiento específico para que el OS/OM emita la aprobación mencionada en el inciso g referido, deberá ser propuesto por el OS/OM y aprobado por la ARESEP oportunamente.

En cuanto al comentario 15, referido al Artículo 44, se le indica que el ARESEP está en proceso de desarrollar la contabilidad regulatoria que regirá entre otros el Sector Eléctrico por lo que se modifica el texto de este artículo.

En cuanto al comentario 16 referido al Artículo 45; se le indica que lo comentado es correcto y el ARESEP lo implementará oportunamente.

En cuanto a los comentarios 17, 18 y 19 referidos a los Artículo 46, 47 y 50; que sobre la operatividad de los contratos firmes con las restricciones de la Regulación Nacional se le indica que este tipo de contrato se aplicarán bajo las posibilidades legales que brinda actualmente esta Regulación, entiéndase con Agentes del MER y con Agentes del MEN con Contrato Marco, sobre los procedimientos transparentes para calcular la energía firme se le indica que esto está a cargo de la CRIE la cual coordinará con los Entes Reguladores y OS/OM y los plazos de aprobación se establecerán mediante un procedimiento interno del ARESEP.

7. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)

El ICE manifiesta en la parte introductoria de su pronunciamiento en el sentido de que se opone al “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional” documento éste sometido a Audiencia Pública en el sentido que esta Normativa:

1. Introduce disposiciones reglamentarias distintas a la Ley.
2. Genera incompatibilidades regulatorias.
3. Tiene inconsistencias de carácter técnico con lo que establece el RMER.

En la exposición de su oposición al Reglamento sometido a audiencia pública, el ICE en su punto I, manifiesta que dicho Reglamento viola el principio jurídico de Jerarquía Normativa e inmediatamente después pasa a relacionar lo que interpreta por ese principio jurídico mezclándolo con otro principio jurídico de carácter constitucional denominado “reserva de ley”. Previo a tratar el fondo de los argumentos vertidos por ICE contra los enunciados reglamentarios sometidos a audiencia pública, se analizan los principios jurídicos a que hace mención, a saber: a) ambos son principios jurídicos, pero son distintos; b) el Principio de Jerarquía Normativa, es aquel que impone que una norma de menor escala, grado o categoría no puede contradecir o enfrentar a una norma de mayor grado, categoría o escala, de ahí que la norma superior es la Constitución de la República y de ahí se parte hacia una menor escala normativa; c) el Principio de reserva de ley, tiene como principal característica la prohibición de regular por medio distinto a la ley formal, entendida esta como la regulación emanada exclusivamente de los Congresos de las Repúblicas o de las Asambleas Legislativas, determinadas materias; lo que sin embargo debe estar establecido a nivel Constitucional ordenando su desarrollo a través de ese mecanismo jurídico. En la doctrina además se conceptualiza este principio como tutelar de derechos fundamentales, en tanto protege constriñendo o limitando en razón del sujeto (Parlamento) y de la jerarquía normativa (ley secundaria) el tratamiento o regulación de ciertas áreas del Derecho relacionadas con esos derechos, deviniendo siempre tal delimitación de un precepto constitucional.

De acuerdo con lo anterior, al compararse con lo manifestado por ICE en el punto I se establece que en ninguna parte de su exposición señala “concretamente” la ley o el enunciado normativo de cualquier jerarquía, que estaría siendo vulnerado por el Reglamento sometido a audiencia pública, todo lo contrario el Reglamento en mención, encuentra su asidero legal en la propia Constitución de Costa Rica, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, las leyes nacionales de carácter ordinario que regulan con especialidad los servicios públicos de la generación, transmisión, distribución y comercialización, tales como la Ley 7593 y la Ley 8660, además de la Ley 7848 y la Ley 9004

Por otro lado el ICE, manifiesta que en Costa Rica se tiene un “modelo” de comprador único y para demostrarlo señala un sin número de regulación relacionada con el quehacer eléctrico en el país, normativa ésta que en ninguna parte de la misma define un “modelo” de mercado de comprador único, es más, no existe un “modelo” per se; sin embargo vale la pena concluir que la misma regulación indicada por ICE en su exposición, establece las figuras que al día de hoy y a la vigencia de la normativa de armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico de Costa Rica y el Mercado Eléctrico Regional no han sido desarrolladas, pero con la responsabilidad que recae, sobre a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos –ARESEP- deben desarrollarse las mismas, para que la dinámica de un mercado eléctrico concebido bajo la prestación de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización, como servicios públicos alcancen los resultados y objetivos de esa conceptualización.

Se establece además de lo analizado en el párrafo anterior, que ARESEP actúa apegada a derecho y en ningún momento excedió sus facultades, extremo este con diáfana claridad se establece en las consideraciones legales que preceden la emisión del Reglamento sometido a audiencia pública, y que para sustento jurídico de lo aquí manifestado nos permitimos reproducir:

“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.

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 a detalle el Mercado Eléctrico Nacional de Costa Rica con el Mercado Eléctrico Regional.

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 la resolución CRIE P-23-2012 que cobraría vigencia a partir del 1 de enero de 2013 y complementada por la resolución CRIE-NP-09-2013 y que modifica de la vigencia al 1 de junio del 2013; es menester emitir la normativa que permita la armonización entre el Mercado Eléctrico de Costa Rica y el Mercado Eléctrico Regional.

Que de conformidad con la Ley 7593 corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, institución autónoma del poder ejecutivo, regular lo referente a la prestación del servicio público de 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.

Que mediante la Resolución RJD-036-2013 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, del 22 de mayo del 2013 y publicada en el Alcance N° 98 a la Gaceta N° 102 del fecha 29 de mayo del 2013, se aprobó el “REGLAMENTO DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA ENTRE EL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL”, el cual desarrolló en su primera parte, la constitución y establecimiento de los principios y conceptos generales que regirán el Mercado Eléctrico Nacional en su armonización regulatoria con el Mercado Eléctrico Regional, por lo que bajo éstos, en este reglamento se desarrolla en la normativa que aplicará la Operación del Sistema y del Mercado.”

Fundamento lógico jurídico que sustenta el actuar de ARESEP, para la emisión y aprobación de los Reglamentos que permitan armonizar el Mercado Eléctrico Nacional con el Mercado Eléctrico Regional, a través de la actualización y desarrollo de las figuras del quehacer eléctrico del país.

Luego, ICE realiza una propuesta de modificación de los artículos 4 y 5 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional, lo que no se entra a analizar pues dicho Reglamento no se encuentra expuesto a audiencia pública y el mismo ya se encuentra vigente en Costa Rica.

El ICE manifiesta que la actividad de “comercialización” y la figura de quien ejecuta dicha actividad el “comercializador” no están concebidas en nuestra legislación, sin embargo, el propio ICE, indica que las figuras de servicios públicos, propios del quehacer eléctrico en Costa Rica, según la Ley 7593 y la Ley 8660, consisten en generación, transmisión, distribución y comercialización; leyes estas emitidas oportunamente por la Asamblea Legislativa, debiéndose aplicar las mismas tal cual, aunque

curiosamente refieren una norma de carácter inferior, un Reglamento de concesiones para el suministro eléctrico, que regula un procedimiento, que en todo caso debe entenderse enmarcado en lo que dice las leyes 7593 y 8660, que pareciera contradecir éstas leyes y todo porque el mencionado Reglamento es mucho más antiguo que las Leyes referidas, lo que hace suponer que las mismas lo han desplazado y revocado en aquello que las contradiga, sin entrar a considerar que este Reglamento es de una jerarquía inferior a la Ley 7593 y la Ley 8660. Luego del análisis realizado, puede decirse que los preceptos citados por ICE con relación al reglamento que establece el procedimiento para el otorgamiento de las concesiones es perfectamente aplicable a la legislación actual permitiendo que un distribuidor de electricidad realice la actividad comercial de suministro eléctrico, lo que no implica que existe la posibilidad legal de que tal actividad, de conformidad con la Ley 7593 y la Ley 8660, pueda ser realizada por persona distinta de un distribuidor, es más ya el propio ICE manifestó, en el documento presentado en la anterior audiencia pública relacionada con el Reglamento de Armonización regulatoria de los mercados eléctricos nacional y regional, que su operador de sistema y mercado desarrollaba una actividad comercial, el que sin duda no es un distribuidor de electricidad.

En cuanto a la observación acerca de la **“creación de la actividad de comercialización y figura del agente comercializador”** indicada en el literal “a” penúltimo párrafo del mismo; se le indica que la compra venta de bloques de potencia se refiere a los comprados o vendidos al MER para internalizarlos al MEN, el comercializador no compra ni vende a los distribuidores, lo hace mediante un mecanismo ya contemplado en el Reglamento de Detalle que lo debe ejecutar con el OS/OM y la Regulación Regional que ejecuta el EOR.

En relación con la Sección 2 “Incompatibilidad Regulatoria”

En cuanto a la observación indicada en el párrafo 5; se le indica que el procedimiento de compra al MER establece que esa energía es para sustituir la energía más costosa del parque de generación nacional y no la demanda de un Agente Distribuidor.

En cuanto a la observación indicada en los párrafos 6 y 7; se considera la viabilidad del esquema propuesto en el Reglamento de Detalle, porque permite la optimización del despacho diario, abasteciendo energéticamente la demanda al menor costo, sin deteriorar o inutilizar las inversiones para el cubrimiento energético de la demanda que son de carácter de capacidad únicamente.

En cuanto a la observación indicada en el párrafo 8; se le indica que lo planteado por el ICE no tiene sentido comercial, ya que no es viable económicamente para el Distribuidor que cuando el costo interno sea menor que el precio del MER no compre al ICE, adicionalmente no se identifica la distorsión seria en las tarifas e ingresos que el ICE indica.

En cuanto a la observación indicada en los párrafos 9 y 10; se le indica que el MER no es un tema de inversiones en capacidad de generación, es un tema de optimización del costo de la energía, existe confusión en el planteamiento del ICE al relacionar el origen energético de la operación diaria, el cual debe ser optimizado con el MER, con las inversiones en potencia para asegurar el abastecimiento nacional.

En cuanto a la observación indicada en los párrafos 11, 12 y 13; se le indica efectivamente las transacciones de contratos o de oportunidad causan desviaciones (diferencias) entre lo programado y lo real, el MER establece que estas desviaciones utilizan el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) para liquidarlas, luego la interfaz propuesta en el Reglamento de Detalle traslada dichos cargos o abonos a los Agentes del MER o a los Agentes del MEN con Contrato Marco.

Con respecto a la Sección 3 “Inconsistencias técnicas”

En cuanto a la observación indicada en el literal “a” al Artículo 47; se le indica que la responsabilidad del abastecimiento nacional no es del EOR ni de la CRIE, por eso se obliga a la ARESEP y al OS/OM a ser parte de los cálculos de energía firme que Costa Rica puede vender o comprar en el MER, cuando así lo convoque la CRIE. La CRIE también incluirá al EOR ya que así lo establece el RMER, pero esa participación no es del alcance de este Reglamento.

En cuanto a la observación indicada en el literal “a” al Artículo 131 se le indica que dicho artículo contiene lo establecido en el numeral 16.1.3 del Libro III del RMER, adicionalmente se aclara que el artículo 131 se refiere a la remisión de los estudios del impacto de las instalaciones en la operación del SER y no a estudios para la aprobación de solicitudes de conexión a la RTR.

En cuanto a la observación indicada en el literal “a” al Artículo 106; se realiza una modificación de redacción al artículo 106 del Reglamento de Detalle, con el objeto de clarificar lo indicado por el ICE.

En cuanto a la observación indicada en el literal “b” al Artículo 70; se realiza una modificación de redacción al artículo 70 del Reglamento de Detalle con el objeto de clarificar lo indicado por el ICE.

En cuanto a la observación indicada en el literal “c” sobre el punto específico donde se advierte que la ARESEP no debe aprobar ampliaciones; no se acoge la observación y se aclara al ICE: el Artículo 79 refiere a la solicitud de ampliación descritas en el Artículo 78 anterior donde claramente se refiere a ampliaciones en el territorio costarricense, por lo que está acorde al numeral 11.3.1 del Libro III del RMER. Se considera, necesario incluirlo en el Reglamento de Detalle ya que debe quedar claro que las ampliaciones nacionales no deben afectar la capacidad regional de transmisión.

En cuanto a la observación indicada en el literal “c” al Artículo 76 -que al parecer debe ser el art 77-; se le indica que el RMER sí establece que la CRIE propondrá a los agentes interesados a hacerse cargo de costos de ampliaciones a riesgo conforme lo indica el numeral 11.2.5 del Libro III del RMER, para efectos de comprensión se sustituirá la palabra “convocar” utilizada en el Artículo 77 por la palabra “proponer”.

En cuanto a la observación indicada en el literal “c” a los Artículos 78 y 79 -que al parecer deben ser los art 79 y 80-; se le indica que los Artículos 79 y 80 guardan el orden correcto de acciones, iniciando con las aprobaciones de los estudios por parte del OS/OM y EOR, luego la ARESEP aprueba o autoriza la conexión y finalmente la CRIE. Tampoco se identificó que el Artículo 106 -que al parecer se refiere al 107- y Artículo 130 del Reglamento de Detalle, contradigan este orden.

En cuanto a la observación indicada en el literal “c” al Artículo 12 literal “s”; no se acoge la observación, se le indica que dicho literal establece una responsabilidad incluida en el RMER a los OS/OM.

En cuanto a la observación indicada en el literal “d” al Artículo 86 literal “c” -que al parecer se refiere al literal “d”-; se acepta el cambio propuesto por el ICE.

En cuanto a la observación indicada en el literal “e” al Artículo 91 literal “c”; se acepta el cambio propuesto por el ICE.

En cuanto a la observación indicada en el literal “e” al Artículo 93 literal “b”; se acepta el cambio propuesto por el ICE.

En cuanto a la observación indicada en el literal “f”; se acepta la observación realizada por el ICE y se hará la modificación propuesta.

En cuanto a la observación indicada en el literal “g”; se le indica que el libre acceso no violenta las restricciones por la regulación nacional y regional, libre acceso no es igual a libre conexión.

En cuanto a la observación indicada en el literal “h”; se aclara lo siguiente:

El presente Reglamento no tiene como alcance normar los servicios auxiliares nacionales, (éstos deber ser normados mediante regulación nacional por su especialidad), sino más bien identificar e incluir aquellos aspectos que derivan una obligación o derecho en cuanto a los servicios auxiliares regionales establecidos en el RMER, por lo tanto se han identificado en la regulación regional solamente los siguiente servicios auxiliares a ser armonizados:

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

Siendo únicamente los servicios auxiliares de reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, los identificados como propios de integrarlos en la interfaz a nivel de definición adoptada a nivel nacional, ya que son los únicos que son evaluados mediante la criterios de desempeño, los demás (arranque en negro, desconexiones de carga, etc.) no se les encontró evaluación alguna en el RMER, por lo tanto no se identifican obligaciones medibles que deban ser incluidas en el Reglamento de Detalle.

Con respecto al control de frecuencia y control de voltaje se le indica que ante la regulación regional, estos son servicios técnicos intrínsecos para el cumplimiento de los servicios auxiliares “a” y “b” antes listados, por lo que son considerados dentro del Reglamento de Detalle fuera de la definición de servicios auxiliares y se ubican como acciones operativas a ser evaluadas para el cumplimiento de los Criterio de Seguridad, Calidad y Desempeño, por lo que su ubicación en dicho reglamento se considera adecuada.

En cuanto a la observación indicada en el literal “h” al Artículo 125; se aclara que lo referido y establecido en dicho artículo es propio del RMER en el numeral 5.3.6.3 del Libro III, y es una evidente disposición regional que impacta las acciones del OS/OM y que debe ser integrada en el Reglamento de Detalle.

En cuanto a la observación indicada en el literal “h” al Artículo 127; se indica que lo referido y establecido en dicho artículo es propio del RMER en el numeral 5.3.7.2 del Libro III, y es una evidente disposición regional que impacta las acciones del OS/OM y que debe ser integrada en el Reglamento de Detalle.

8. Asociación Sindical de Empleados Industriales de las Comunicaciones y la Energía (ASDEICE)

En el punto 1 del desarrollo de la posición de ASDEICE, manifiesta que se opone al concepto de “Mercado Eléctrico Nacional” contenido tanto en el Título del Reglamento, como en los artículos 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 20, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 33, 34, 64, 65, 67, 68, 70, 71, 79, 87, 88, 91, 96, 98, 103, 104, 105, 106, 107, 122, 127, 128, 133, 134, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 144, 145, 147, 150.

Luego de analizar el punto de oposición referido con anterioridad, se establece que en el “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”, no se conceptualiza “Mercado Eléctrico Nacional” puesto que tal definición se incluyó en el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”, de conformidad con la Normativa vigente, documento que se encuentra oficialmente publicado y eficaz. Sin embargo cabe destacar que existe una contradicción por parte de ASDEICE al oponerse al uso del término indicado cuando ellos lo utilizan en el transcurso del documento presentado.

Sobre la modificación del “Modelo Eléctrico” de Costa Rica, se le indica al opositor que en ningún momento este Reglamento incluye acciones para los participantes del Mercado Eléctrico Nacional que estén fuera de la Regulación Nacional, como por ejemplo se respeta el único Agente ante el MER.

Respecto a las Plantas de Generación Regional se le indica que el establecimiento de esta figura, se encuentra establecida en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, artículos 7, 8 y 9 del mismo, documento este que es Ley en Costa Rica, incorporado como corresponde a nuestro derecho nacional, a través de la Ley 7848.

En relación con los puntos 3 y 4 de la manifestación de posición de ASDEICE, que hacen referencia a la existencia de las figuras de generadores y comercializadores, debe de tenerse presente que la propia Ley 7593 y su modificación a través de la Ley 8660, con diáfana claridad establecen que los servicios públicos pueden ser desarrollados por personas, indistintamente de su carácter público o privado, artículo 3, inciso c), que textualmente dice: “Prestador de servicio público. Sujeto público o privado que presta servicios públicos por concesión, permiso o ley.”

En cuanto al punto 5, presentado por ASDEICE, y que hace una reflexión acerca del enunciado que desarrollan los artículos 53 y 54 del Reglamento sometido a audiencia pública, en el que hacen relación a los contratos firmes regionales y a los agentes y este tipo de contrato, se le indica que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER- establece en el Libro II, puntos 1.3.4 y 1.3.4.1, establece las características de los contratos firmes, estableciendo que los Entes Reguladores deberán garantizar que con estos contratos firmes no se ponga en riesgo el suministro de la demanda nacional a través de la determinación de la energía firme que se puede vender o comprar.

El punto 6 de ASDEICE, hace referencia a la eliminación del artículo 150 del Reglamento expuesto a audiencia pública, se le indica que es potestad por Ley de esta Autoridad emitir Normativa relacionada con las materias que esta regula.

- XXII.** Que de conformidad con los considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es dictar el “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”, tal y como se dispone.

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

ACUERDO 01-02-2014

- I.** Emitir el “Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”, cuyo texto se transcribe a continuación:

“Reglamento de Detalle de Desarrollo de los Procesos Comerciales, Operativos y de Planificación de la Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional”

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 1. Definiciones y abreviaturas. Para los efectos del presente Reglamento y del quehacer eléctrico nacional se entenderá por:

Abreviaturas y mayúsculas: Aquellas palabras o texto que aparezcan de forma abreviada o con mayúsculas, se entenderán como referencias de conceptos o definiciones realizados en la Regulación Regional, así como en el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

Acceso a la Base de Datos Regional: Al canal de comunicación contratado a través de un servicio comercial, dado por un operador de comunicaciones que el OS/OM o Agente contrate para este fin, para el acceso a la base de datos del EOR.

Base de Datos Operativa Nacional: Base de datos que contiene toda la información relacionada con las instalaciones del SEN, el planeamiento, operación y administración del MEN.

Defecto de consumo de energía: Retiro real de energía menor al retiro programado de energía por agente.

Defecto de generación de energía: Inyección real de energía menor a la inyección programada de energía por agente.

Defecto de inyección de energía: Inyección neta real de energía menor a la inyección neta programada de energía en un nodo de la RTR.

Defecto de retiro de energía: Retiro neto real de energía menor al retiro neto programado de energía en un nodo de la RTR.

Documento de Transacciones Económicas Nacional (DTEN): Documento que presenta, para cada período de facturación, el balance de las transacciones económicas en el MEN en interacción con el MER para cada agente habilitado para realizarlas.

Exceso de consumo de energía: Retiro real de energía mayor al retiro programado de energía por agente.

Exceso de generación de energía: Inyección real de energía mayor a la inyección programada de energía por agente.

Exceso de inyección de energía: Inyección neta real de energía mayor a la inyección neta programada de energía en un nodo de la RTR.

Exceso de retiro de energía: Retiro neto real de energía mayor al retiro neto programado de energía en un nodo de la RTR.

Medición comercial oficial: Es la información de los registros de medición real obtenida a partir de los equipos de medición comercial autorizados.

Nodo de enlace: Nodo terminal de un enlace o interconexión eléctrica entre dos áreas de control pertenecientes a distintos países miembros del MER.

Ofertas inflexibles: Son ofertas que pueden presentar los Agentes del MER y Agentes del MEN con Contrato Marco para comprar y vender energía en el MEN, al precio que este mercado determine, con prioridad de asignación sobre las ofertas presentadas con precio.

Regulación Nacional y Regional: Se refiere a la normativa vigente que rige el Sector Eléctrico Nacional y Regional.

Sistema de Medición: Grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de instrumento y otros) que en conjunto se utiliza para la medición y registro de la energía y potencia trasegada en un nodo de un sistema eléctrico.

Sistema de Medición Comercial Nacional o SIMECN: Plataforma tecnológica, que incluye los sistemas de medición, para ingresar, generar, almacenar, buscar, seleccionar, comunicar y distribuir de manera ágil, confiable y oportuna la información requerida para efectos de liquidación y facturación en territorio nacional, bajo estándares de calidad y consistencia.

Sistema de Medición Comercial Regional o SIMECR: Equipo y método 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.

ARESEP Autoridad Reguladora de Los Servicios Públicos

OS/OM Operador de Sistema y Operador de Mercado

EOR Ente Operador Regional

MEN Mercado Eléctrico Nacional

MER Mercado Eléctrico Regional

SEN Sistema Eléctrico Nacional

SER Sistema Eléctrico Regional

RTR Red de Transmisión Regional

BDR Base de Datos Regional

SIMECN Sistema de Medición Comercial Nacional

SIMECR Sistema de Medición Comercial Regional

DTEN Documento de Transacciones Económicas Nacionales

DTER Documento de Transacciones Económicas Regionales

IAR	Ingreso Autorizado Regional
CVT	Cargos Variables de Transmisión
CURTR	Cargos por Uso de la RTR
DT	Derechos de Transmisión
SOLMANT	Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR
SPTR	Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional
DPI	Descuentos por Disponibilidad
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
AGC	Control Automático de Generación
SCADA/EMS	Supervisor and Control and Data Acquisition/Energy Management System

TÍTULO II

DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL EN TERRITORIO NACIONAL

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 2. Plantas de Generación Regional. Son Plantas de Generación Eléctrica Regional las que se desarrollen para la entrega de potencia y energía a satisfacer demanda en el Mercado Eléctrico Regional -MER-.

ARTÍCULO 3. Desarrollo de Plantas Regionales de Agentes del MER. Los Agentes del MER podrán desarrollar Plantas de Generación Eléctrica Regional, las cuales podrán ser destinadas total o parcialmente a ventas al Mercado Eléctrico Regional.

ARTÍCULO 4. Requisitos para el desarrollo de Plantas Regionales. Los Agentes del MER deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en la Regulación Nacional para desarrollar Plantas de Generación Eléctrica Regional.

ARTÍCULO 5. Desarrollo de Plantas Regionales de Agentes del MEN. Los Agentes del MEN deberán firmar Contrato Marco con los Agentes del MER para viabilizar las ventas de la potencia y energía al MER.

TÍTULO III

DE LA INTERACCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL Y EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

CAPÍTULO ÚNICO

ARTÍCULO 6. Entrega de información al OS/OM. Todos los Agentes del MER y del MEN deben suministrar al OS/OM toda la información requerida, en tiempo y forma, para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo establecido en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 7. Agente Generador del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su potencia y producción de energía eléctrica, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 8. Agente Distribuidor del MEN. Es la persona, natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir energía eléctrica, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 9. Agente Transmisor del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, titular o poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 10. Agente Comercializador del MEN. Es la persona natural o jurídica, indistintamente de su naturaleza pública, privada o mixta, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de potencia y energía eléctrica con carácter de intermediación de forma independiente y separada de las actividades de generación, transmisión, distribución y consumo, de conformidad con la legislación nacional.

ARTÍCULO 11. Actividad de comercialización. La actividad de comercialización de potencia y energía para el MER, la podrán realizar los Agentes del MER y los Agentes del MEN con Contrato Marco, en donde deberán cumplir con los requerimientos de la normativa regional para hacer transacciones en el MER.

ARTÍCULO 12. Separación Contable. Todos los agentes que realicen más de una actividad tanto en el MEN, como en el MER o en ambos (generación, transmisión, distribución, comercialización, consumo, u otras no relacionadas con estas actividades), deberán separarlas contablemente, tal y como lo establece la Regulación Nacional y Regional.

ARTÍCULO 13. Ofertas inflexibles de compra y venta en el MEN. Los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco podrán hacer ofertas inflexibles de compra y venta de energía en la optimización de excedentes y requerimientos de corto plazo para el MER, mediante la programación nacional indicativa, las cuales tendrán prioridad de asignación sobre las ofertas presentadas según lo detallado en los artículos 25 y 26 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central.

ARTÍCULO 14. Liquidación de las ofertas inflexibles de compra y venta en el MEN. El OS/OM calculará el costo marginal de la Programación Nacional Indicativa tomando en cuenta únicamente las ofertas de precio presentadas por los Agentes habilitados, el cual se utilizará para liquidar las ofertas inflexibles. En el caso de no existir ofertas de precio, el OS/OM calculará el precio de las ofertas inflexibles en un $\pm 10\%$ del costo marginal de la Programación Nacional Indicativa, en el caso de compra de energía al MEN para inyección al MER le sumará un 10% y en el caso de venta de energía al MEN por retiro del MER le restará un 10%.

ARTÍCULO 15. Sobre la facturación de las transacciones regionales. Quince (15) días después de entrar en vigencia el presente Reglamento, el OS/OM deberá determinar la manera en que se solicitará al EOR los DTER (por agente o consolidado) y comunicarlo a la ARESEP. Cualquier variación que se dé en este aspecto igualmente se deberá comunicar a la ARESEP dentro de los 15 días posteriores a dicha solicitud. En el caso que el OS/OM solicite los DTER de forma consolidada, éste deberá emitir los documentos de cobro y pago a los Agentes del MER que participen en el MER. En caso que solicite los DTER por Agente, los documentos de cobro y pago de las transacciones en el MER serán dirigidos directamente a éstos por parte del EOR.

ARTÍCULO 16. Sobre Recolección de Pagos. EL OS/OM deberá establecer los mecanismos de recolección de las obligaciones de pago ante el MER, con el fin de que éste cumpla con el traslado de los pagos al EOR de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 17. Sobre las garantías de las transacciones regionales. En el caso que se defina por parte del OS/OM que solicitará el DTER de forma consolidada, deberá establecer los mecanismos para consolidar y controlar diariamente la disponibilidad de las garantías requeridas por la Regulación Regional para la participación de los Agentes del MER, de forma contraria, cada Agente será el responsable de establecer dichas garantías directamente ante el EOR.

ARTÍCULO 18. Sobre los derechos de Transmisión Regional. Los Agentes del MEN excepto los agentes transmisores, podrán mediante la firma de Contratos Marco ser representados a través de un Agente del MER para el uso de los derechos de Transmisión Regional.

TÍTULO IV DE LA OPERACIÓN COMERCIAL

CAPÍTULO I SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL REGIONAL (SIMECR)

SECCIÓN I Generalidades

ARTÍCULO 19. Sistema de Medición Comercial Regional. El SIMECR correspondiente a Costa Rica está basado, aunque no limitado, al Sistema de Medición Comercial Nacional (SIMECN).

ARTÍCULO 20. Conformación del Sistema de Medición Comercial Regional. Los sistemas de medición comercial que se identifiquen como necesarios y apropiados para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, conformarán el Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), el cual deberá ser operado y administrado por el OS/OM. Los Agentes del MER y del MEN propietarios de estos sistemas de medición deberán cumplir con los requisitos técnicos establecidos en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 21. Medición Comercial Oficial. Cada nodo de la RTR donde se realicen inyecciones o retiros, deberá contar con el sistema de medición que cumpla con la Regulación Nacional y Regional, con el fin de registrar dichas inyecciones o retiros de energía, o ambos, y los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la operación en tiempo real del SER.

ARTÍCULO 22. Medición comercial en nodos con enlaces. En caso de existir un nodo de la RTR con enlaces a nodos que no pertenecen a ésta y con posibilidad de realizar transacciones de inyecciones y retiros, será el Agente Transmisor del MER, el responsable de la medición comercial de dicho punto.

ARTÍCULO 23. Registro de los sistemas de medición. Los Agentes del MER y del MEN propietarios de los sistemas de medición del SIMECR deberán registrar esos sistemas ante el EOR, a través del OS/OM, mediante los procedimientos y requisitos técnicos establecidos en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 24. Incumplimientos en los sistemas de medición. Cuando el OS/OM identifique incumplimientos en el ámbito regional por parte de los Agentes del MER o del MEN, deberá informarlo a la ARESEP y al EOR para la aplicación de las acciones correspondientes que establezca la Regulación Regional.

ARTÍCULO 25. Aplicación de disposiciones regionales y nacionales. Ninguna disposición establecida por la Regulación Regional, afectará la obligación del OS/OM o Agentes del MER y del MEN, de cumplir con las disposiciones en materia de uso, funcionamiento y control de los sistemas de medición establecidas en la Regulación Nacional. En caso que la Regulación Regional defina unos requerimientos diferentes a los establecidos la Regulación Nacional, el OS/OM o Agentes del MER y del MEN, deberán cumplir con los requisitos más exigentes determinados por la ARESEP.

ARTÍCULO 26. Sobre el adecuado funcionamiento de los sistemas y equipos de medición. El funcionamiento adecuado de los sistemas de medición, estará a cargo del Agente del MER o del MEN, propietario del mismo, en coordinación con el OS/OM, de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional y Nacional.

ARTÍCULO 27. Administración de datos. El OS/OM es el responsable de la administración de los datos provenientes de los equipos de medición, así como también es responsable de los parámetros y configuración de medida de los equipos.

ARTÍCULO 28. Autorización para utilizar los equipos de medición. Los Agentes del MER y los Agentes del MEN con Contrato Marco están autorizados para utilizar los datos que registren los equipos de medición que sean necesarios para determinar la medición comercial en cualquier nodo de la RTR que le corresponda, donde el Agente decida presentar sus contratos u ofertas regionales. Para estos efectos se debe coordinar y solicitar previamente la respectiva autorización del OS/OM, siempre y cuando los equipos de medición cumplan con los requisitos técnicos establecidos en la Regulación Nacional y Regional.

SECCIÓN II Obligaciones de los Agentes

ARTÍCULO 29. Obligaciones sobre los equipos de medición. Los Agentes del MER y del MEN, que tengan equipos de medición de su propiedad registrados en el SIMECR, deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Garantizar que cada equipo de medición cumpla con los requisitos establecidos en la Regulación Nacional y Regional.
- b) Coordinar y garantizar el acceso del OS/OM a los datos y equipos de medición cuando se requiera.
- c) Adquirir, instalar, registrar, poner en operación, dar mantenimiento, reparar, reemplazar, inspeccionar y probar los equipos de medición, de acuerdo con las disposiciones de la Regulación Nacional y Regional.
- d) Poner a disposición del OS/OM, los datos de medición y la información requerida por el EOR para ser almacenada en la Base de Datos Regional.
- e) Establecer procedimientos alternos que garanticen la transferencia de datos de medición hacia los centros de recolección del OS/OM, en los periodos establecidos en la Regulación Regional, cuando dichos datos no estén a disposición del OS/OM por medio del acceso remoto establecido para el efecto.
- f) Mantener los registros de todas las inspecciones, pruebas, auditorías y actividades que puedan afectar la recolección, integridad o precisión de los datos de medición almacenados en sus equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas a tales equipos, y suministrar dichos registros al OS/OM, el cual los trasladará al EOR.

- g) Antes de llevar a cabo cualquier procedimiento o de efectuar cambios en los equipos de medición que pudieran afectar la recolección, integridad o precisión de cualquier dato de medición almacenado en el equipo, deberá obtener la aprobación del OS/OM, quien informará al EOR.
- h) Reportar al OS/OM los daños y problemas en sus equipos de medición y suministrar la información sobre ajustes de los datos de medición requerida por el OS/OM y el EOR.
- i) Presentar la información al OS/OM que certifique que el equipo de medición es el adecuado para el rango de condiciones operativas a las cuales estará expuesto y que sus componentes podrán operar dentro de los límites establecidos en la Regulación Regional.
- j) Cualquier otra que le requiera el OS/OM o la Regulación Regional.
- k) Asumir y responder por las multas que la regulación regional establece por incumplimientos en medición.

ARTÍCULO 30. Costos y gastos de los equipos de medición. Cada Agente del MER y del MEN asumirá los costos y gastos asociados con:

- a) La adquisición, instalación, registro, puesta en marcha, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de los equipos de medición de su propiedad.
- b) Las pruebas de rutina descritas en la Regulación Regional y Nacional.

SECCIÓN III **Obligaciones del OS/OM**

ARTÍCULO 31. Obligaciones del OS/OM. EL OS/OM deberá cumplir con las siguientes obligaciones, para cada uno de los sistemas y equipos de medición del SIMECR bajo su supervisión:

- a) Supervisar e informar al EOR del cumplimiento de los requisitos de medición establecidos en la Regulación Regional.
- b) Efectuar, a solicitud del EOR o de la ARESEP, auditorías a los sistemas de medición, para verificar la precisión y confiabilidad de las medidas y el desempeño de los sistemas y equipos de medición.
- c) Coordinar con los Agentes del MER y del MEN la realización de las pruebas de comunicación entre los equipos de medición y los centros de recolección de datos.
- d) Recolectar la información de los sistemas de medición y la información requerida por la Regulación Regional y Nacional. En específico lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER, y cargarla en la Base de Datos Regional de acuerdo con las instrucciones y formatos establecidos por el EOR.
- e) Establecer procedimientos que garanticen al EOR disponer de datos de medición alternos durante el mantenimiento, reparación, reposición, inspección, auditoría o prueba a los sistemas y equipos de medición.
- f) Elaborar reportes de eventos que afecten a los equipos de medición instalados en los nodos de la RTR en territorio nacional.
- g) Atender oportunamente todos los reportes de problemas de medición emitidos por el EOR.
- h) Atender las multas y otras sanciones impuestas, de acuerdo con lo establecido en el Libro IV del RMER, por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el Anexo A1 del Libro II del RMER.
- i) Administrar los medidores de energía, siendo responsable de la configuración de esos equipos y de los datos que ellos registren.
- j) Establecer los canales de comunicación y almacenamiento de los datos de los sistemas de medición comercial bajo las especificaciones contempladas en la norma C12.22 American National Standard Protocol Specification For Interfacing to Data Communication Networks y sus actualizaciones.

ARTÍCULO 32. Costos y gastos del OS/OM con respecto a medición. El OS/OM asumirá todos los costos y gastos asociados con:

- a) La adquisición, instalación, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de sus equipos para la recolección y reporte de los datos de medición.
- b) Asegurar la integridad y precisión de los datos de medición almacenados en su centro de recolección de datos y realizar la transferencia de tales datos a la Base de Datos Regional de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional.
- c) Su propio acceso a la Base de Datos Regional.

SECCIÓN IV

Pruebas y Auditorías a Sistemas de Medición

ARTÍCULO 33. Responsabilidades de los Agentes del MER y MEN. Cada Agente del MER y del MEN será responsable de que sus sistemas de medición sean inspeccionados, probados y calibrados por parte del OS/OM, en el sitio o en el laboratorio, de acuerdo con lo establecido en la normativa nacional y regional. Suministrará al OS/OM los resultados de las inspecciones, pruebas y calibraciones realizadas, el cual los trasladará al EOR.

ARTÍCULO 34. Acceso a los equipos de medición. El Agente del MER y del MEN garantizará el acceso al OS/OM a los sistemas de medición de su propiedad, para efectos de pruebas, inspecciones y, calibraciones requeridas por el OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 35. Pruebas establecidas en la Regulación Nacional y Regional. El Agente del MER y del MEN propietario de los equipos de medición realizará las pruebas establecidas en la Regulación Regional y Nacional por lo menos una (1) vez en cada período sucesivo de doce (12) meses a partir de la fecha de registro del sistema de medición en el SIMECR ante el EOR.

SECCIÓN V

DATOS DE MEDICIÓN

ARTÍCULO 36. Recolección remota de los datos de medición. El OS/OM realizará la recolección remota de los datos almacenados en los medidores registrados y transferirá diariamente al EOR, a más tardar a las diez (10:00) horas de cada día, los datos del SIMECR del día anterior, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

ARTÍCULO 37. Recolección alterna de datos de medición. De no ser posible por parte del OS/OM la recolección remota de datos del medidor, el EOR coordinará con el OS/OM la utilización de medios alternos para lograr dicha recolección, para posteriormente realizar la transferencia de los datos de medición a la Base de Datos Regional.

CAPÍTULO II

RÉGIMEN TARIFARIO Y REMUNERACIÓN DE LA RTR

ARTÍCULO 38. Régimen Tarifario de la RTR. El Régimen Tarifario de la RTR, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y en el capítulo 9 del RMER, se compone de:

- a) El Ingreso Autorizado Regional que recibirá cada Agente Transmisor.
- b) Las tarifas o Cargos Regionales de Transmisión que pagarán los Agentes que realicen transacciones en el MER y las demandas nacionales, excepto Agentes Transmisores.
- c) Los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Regionales de Transmisión.

ARTÍCULO 39. Ingreso Autorizado Regional. Los Agentes Transmisores del MER que resulten con instalaciones pertenecientes a la RTR, podrán solicitar cada año a la CRIE el Ingreso Autorizado Regional -IAR-, para el siguiente año, siempre y cuando cumplan con lo establecido en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el capítulo 9 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 40. Remuneraciones de la Regulación Regional. Los Agentes Transmisores del MER que cuenten con el IAR aprobado por la CRIE, podrán percibir las remuneraciones que la Regulación Regional establezca mediante la aplicación del Régimen Tarifario de la RTR, derivado del servicio de transmisión que prestarán por medio de las instalaciones de su propiedad pertenecientes a la RTR.

ARTÍCULO 41. Ingresos por Cargos Regionales de Transmisión. Los ingresos reconocidos que provendrán de los Cargos Regionales de Transmisión establecidos en el Régimen Tarifario de la RTR, serán los siguientes conceptos:

- a) Cargos Variables de Transmisión (CVT), que serán determinados por el EOR mediante los resultados del Predespacho y Redespacho Regional.
- b) Los Cargos por Uso de la RTR (CURTR), que serán determinados por el EOR mediante los resultados del cálculo de los Peajes y Cargos Complementarios según la Regulación Regional.

ARTÍCULO 42. Abonos por Régimen Tarifario de la RTR. El OS/OM será el responsable de trasladar los abonos que se deriven del Régimen Tarifario de la RTR, al Agente Transmisor del MER según el detalle que el EOR establezca en el Documento de Transacciones Económicas Regionales - DTER- y la presente normativa.

ARTÍCULO 43. Comunicación de ingresos percibidos a la ARESEP. El OS/OM informará los ingresos regionales percibidos por los Agentes Transmisores del MER a la ARESEP a más tardar 15 días posteriores a la recepción del DTER con el mismo nivel de detalle informado en el DTER.

ARTÍCULO 44. Remuneración nacional y regional de los Agentes Transmisores. En el caso de que el agente transmisor perciba remuneraciones nacional y del MER, tanto esas remuneraciones como los costos y gastos asociados a estas actividades deben estar identificadas por separado en sus registros contables. Si los costos y gastos no fueran posibles identificarlos por separado, los ingresos regionales se considerarán dentro del cálculo tarifario nacional.

ARTÍCULO 45. Vigilancia de la ARESEP para evitar doble remuneración. La ARESEP será responsable de que los Agentes Transmisores del MER que reciben remuneración a nivel nacional y regional por el servicio de transmisión, no reciban doble remuneración por el mismo concepto.

CAPÍTULO III CONTRATOS FIRMES

ARTÍCULO 46. Autorización de energía firme. La ARESEP en cumplimiento a lo establecido en el numeral 1.3.4.1 literal “e” inciso “i” del Libro II del RMER, deberá autorizar las cantidades de energía firme que los Agentes del MER podrán comprar o vender mediante Contratos Firmes regionales, con base en los criterios regionales que la CRIE establezca para este fin.

ARTÍCULO 47. Seguridad en el abastecimiento nacional. La ARESEP y el OS/OM en cumplimiento con lo establecido en el numeral 1.3.4.1 literal “f” del Libro II del RMER y con el fin de velar por el abastecimiento nacional de forma segura y eficiente, deberán participar de forma coordinada con la CRIE, cuando sea convocado el proceso de cálculo de las cantidades de energía

firme que se pueden comprar o vender mediante Contratos Firmes regionales, por los periodos de tiempo apropiados para el Mercado Nacional.

ARTÍCULO 48. Requisitos para ejecutar un Contrato Firme Regional. Todo Agente del MER que requiera comprar o vender energía mediante un Contrato Firme regional, deberá cumplir con lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y lo establecido en la presente normativa.

ARTÍCULO 49. Solicitud de autorización de energía firme. Todo Agente del MER que requiera comprar o vender energía mediante un Contrato Firme regional, deberá presentar a la ARESEP solicitud de autorización de la cantidad de energía firme para retirar del MER o inyectar hacia éste, en el formato y medios establecidos por la ARESEP, indicando como mínimo: (1.3.4.2 inciso b) del Libro II del RMER):

- a) La parte compradora y vendedora del contrato.
- b) La cantidad de energía firme contratada que corresponde a la máxima energía comprometida en un período de mercado durante el plazo efectivo del contrato y desagregada a nivel mensual.
- c) Los nodos de la RTR de inyección y retiro de la energía contratada.
- d) Los derechos de transmisión asociados con el contrato y la parte poseedora de dichos derechos.
- e) Las fechas de inicio y finalización del contrato.

ARTÍCULO 50. Autorización de los Contratos Firmes Regionales. La ARESEP emitirá las autorizaciones de los Contratos Firmes regionales que sean solicitados por los Agentes del MER, siempre y cuando exista la disponibilidad de la energía firme para comprar o vender mediante este tipo de contratos, calculada en coordinación con la CRIE para los periodos solicitados.(1.3.4.1 inciso e), i. del Libro II del RMER).

Adicionalmente la ARESEP verificará si la información presentada por el Agente es consistente y veraz, para tal fin deberá constatar la información con las base de datos del EOR y la CRIE.

De identificarse que no existe disponibilidad en las cantidades de energía firme o la información presenta inconsistencias según la base de datos regional, la ARESEP no emitirá la autorización solicitada e informará al Agente correspondiente. Ante esta última situación, el Agente del MER podrá realizar las correcciones en la información y solicitar nuevamente la autorización a la ARESEP.

ARTÍCULO 51. Registro ante el EOR de un Contrato Firme Regional. El Agente MER que requiera registrar ante el EOR un Contrato Firme regional y que cuente con la respectiva autorización de la ARESEP, solicitará al OS/OM registrar ante el EOR el Contrato Firme, mediante el formato y medios establecidos por el OS/OM, indicando como mínimo lo establecido en el numeral 1.3.4 del Libro II del RMER y lo establecido en la presente normativa.

ARTÍCULO 52. Registro de los Contratos Firmes. El OS/OM realizará el registro de los Contratos Firmes, que hayan sido solicitados por los Agentes del MER, ante el EOR mediante el cumplimiento de lo establecido en el numeral 1.3.4.2 del Libro II del RMER, verificando la autorización emitida por la ARESEP y el cumplimiento de la Regulación Nacional y Regional . Si el OS/OM identifica anomalías en la información presentada por el Agente solicitante, invalidará la solicitud e informará al Agente correspondiente y a la ARESEP.

Ante una invalidación por parte del OS/OM, el Agente MER podrá realizar las correcciones en la información y solicitar nuevamente el registro al OS/OM.

ARTÍCULO 53. Prioridad de los Contratos Firmes Regionales. Toda cantidad de energía que sea comprada o vendida mediante una transacción de Contrato Firme Regional, no podrá ser comprometida en un contrato del mercado eléctrico nacional.

ARTÍCULO 54. Agentes del MEN y los Contratos Firmes Regionales. Un Agente del MEN podrá comprar y vender mediante un Contrato Firme Regional, siempre y cuando lo haga con la representación de un Agente del MER a través del Contrato Marco correspondiente entre ellos, será el Agente del MER quien solicite las autorizaciones a la ARESEP y el registro ante el EOR del contrato al OS/OM.

ARTÍCULO 55. Transacciones firmes de retiro de energía. Los Contratos Firmes regionales de retiro de energía, que realicen los Agentes del MER, serán considerados como capacidad firme ubicada en el territorio nacional, sí y solo sí, dicho contrato cuenta, por cualquiera de las partes, con los Derechos de Transmisión (DT) correspondientes del tipo Firme, que cuenten con su potencia de retiro en nodos de la RTR pertenecientes al sistema eléctrico de Costa Rica.

ARTÍCULO 56. Limitantes de los Contratos Firmes Regionales. La cantidad y el tiempo de duración de la capacidad firme nacional a considerar asociado a un Contrato Firme Regional estarán limitadas a:

- a) La cantidad de potencia en megavatios de retiro del DT Firme o la suma de las cantidades en caso de más de un DT Firme asociado al Contrato Firme.
- b) El tiempo de duración del DT Firme asociado al Contrato Firme o el tiempo mínimo coincidente en caso de más de un DT Firme asociado al Contrato Firme.

ARTÍCULO 57. Derechos Financieros de Transmisión. Los DT Financieros Punto a Punto asociados a un Contrato no Firme regional, no constituirá en ningún momento capacidad firme ubicada en el territorio nacional.

ARTÍCULO 58. Verificación de los DT Firmes. El OS/OM de Costa Rica deberá verificar si los DT presentados por los Agentes del MER que soliciten autorizaciones a la ARESEP de Contratos Firmes regionales, cumplen las características exigidas por la regulación regional para poder respaldar un Contrato Firme regional. El OS/OM de Costa Rica deberá informar los resultados de la verificación a la ARESEP para que ésta los considere en el proceso de autorización correspondiente.

ARTÍCULO 59. Características de los DT Regionales. Los DT regionales de cualquier tipo asignados a los Agentes del MER de cualquier país, que tomen en cuenta la capacidad de transmisión de las instalaciones de transmisión nacionales, no constituyen:

- a) La adquisición de activos físicos pertenecientes al sistema de transmisión nacional.
- b) La adquisición exclusiva de capacidad de transmisión sobre el uso de las transacciones nacionales.

El efecto de los DT regionales es únicamente en el ámbito regional con los siguientes objetivos:

- a) Obtener la autorización de contratos firmes regionales.
- b) Adquirir los efectos financieros, ya sean estos ingresos u obligaciones de pago, que se deriven de la programación diaria de transacciones regionales.

CAPÍTULO IV DESVIACIONES EN TIEMPO REAL

ARTÍCULO 60. Desviaciones en tiempo real. Durante la operación en tiempo real se producirán Desviaciones en Tiempo Real en los nodos de la RTR cuando las inyecciones, retiros o intercambios reales de energía se desvíen de las transacciones programadas en el predespacho regional y en los

predespachos nacionales. Dichas desviaciones darán origen a Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real establecidas en la Regulación Regional y como tales serán consideradas como transacciones regionales.

ARTÍCULO 61. Tipos de desviaciones. La Regulación Regional establece los siguientes tipos de desviaciones en tiempo real en los nodos de la RTR:

- a) Desviaciones Normales.
- b) Desviaciones Significativas Autorizadas.
- c) Desviaciones Significativas no Autorizadas.
- d) Desviaciones Graves.

La definición y características de las desviaciones antes listadas, están establecidas en el capítulo 5.17 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 62. Magnitud y Valorización de las desviaciones en tiempo real. El EOR será el responsable de calcular para cada período de mercado, la magnitud y valorización económica de las Desviaciones en Tiempo Real como la diferencia entre las inyecciones y retiros registrados por el SIMECR y las transacciones programadas en el predespacho regional y en el predespacho nacional, para cada nodo de la RTR y consolidará dicha valorización económica para cada agente del MER.

ARTÍCULO 63. Tipificación de las desviaciones en tiempo real. En virtud de la aplicación de los procesos de tipificación de las desviaciones que se registren en los nodos de la RTR, que realice el EOR según la Regulación Regional, será obligación del OS/OM coordinar con el EOR el proceso de tipificación de forma diaria, tomando en cuenta los estados operativos del SEN (normal, alerta y emergencia) y lo establecido en el capítulo 5.17 del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 64. Desviaciones de tipo Normales. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Normales, las mismas serán consideradas trasladando su efecto económico al Agente del MER según lo siguiente:

- a) Ante un exceso de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, el abono por el exceso de generación será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada total, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- b) Ante un defecto de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago por el defecto de generación será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada total, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- c) Ante un defecto de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, el abono por el defecto de consumo será reconocida como transacción regional y será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado total, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- d) Ante un exceso de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago por el exceso de consumo será reconocida como transacción regional y

será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsable de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado total, 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 65. Desviaciones Normales con participación de Agentes del MEN. De ser identificado que las desviaciones descritas en el artículo 64 de este Reglamento son causadas por un agente del MEN que no tiene participación en el MER, el abono o la obligación de pago se distribuirá entre todos los Agentes del MER, de forma proporcional a sus inyecciones o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora en la que ocurrió la desviación.

ARTÍCULO 66. Desviaciones Significativas Autorizadas. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Significativas Autorizadas, las mismas serán consideradas para el proceso de internalización como si éstas fueran del tipo normales y por lo tanto se aplicará lo establecido en los artículos 64 y 65 de este Reglamento.

ARTÍCULO 67. Desviaciones Significativas No Autorizadas. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Significativas No Autorizadas, las mismas serán consideradas trasladando su efecto económico al Agente del MER responsable, según lo siguiente:

- a) Si la desviación es producto de un exceso de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la remuneración del exceso de generación no será reconocida como transacción regional para los Agentes del MER.
- b) Si la desviación es producto de un defecto de inyección de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago del defecto de generación será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsables de dicha desviación, según la medición comercial y la inyección programada a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.
- c) Si la desviación es producto de un defecto de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la remuneración del defecto de consumo no será reconocida como transacción regional para los Agentes del MER.
- d) Si la desviación es producto de un exceso de retiro de energía de las transacciones programadas en el nodo de la RTR, la obligación de pago del exceso de consumo será trasladada por el OS/OM, asignándola a los Agentes del MER responsables de dicha desviación, según la medición comercial y el retiro programado a nivel regional, para cada hora donde ocurrió la desviación.

Los derechos y obligaciones de los Agentes del MEN con Contrato Marco en este punto, serán las que se establezcan en esos contratos.

ARTÍCULO 68. Desviaciones Significativas No Autorizadas con participación de Agentes del MEN. De ser identificado que las desviaciones descritas en artículo anterior son causadas por un agente del MEN que no tiene participación en el MER y exista una obligación de pago, ésta se distribuirá entre todos los Agentes del MER, de forma proporcional a sus inyecciones o retiros nacionales y regionales según la medición comercial, para cada hora en la que ocurrió la desviación.

ARTÍCULO 69. Desviaciones Graves. Si del proceso de tipificación de desviaciones, coordinado entre el OS/OM y el EOR, se identifica que existen nodos de la RTR que resultan con desviaciones en tiempo real del tipo Graves, las mismas serán aplicadas por el OS/OM a los Agentes del MER conforme lo establece la Regulación Nacional.

TÍTULO V DE LA OPERACIÓN Y LA PLANIFICACIÓN TÉCNICA

CAPÍTULO I DEL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y GENERACIÓN REGIONAL

ARTÍCULO 70. Insumos para los estudios de largo y mediano plazo. Con el objeto de proporcionar la información nacional de insumo para los estudios de largo y mediano plazo, que desarrollará el EOR con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR), el OS/OM deberá remitir al EOR la siguiente información cuando esta sea requerida por el EOR:

- a) Las proyecciones de demanda nacional y nodal en energía y potencia al horizonte establecido por la Regulación Regional.
- b) Los planes de expansión de generación y transmisión elaborados por los agentes del MER y del MEN correspondientes y que sean parte de la planificación nacional.
- c) Las ampliaciones de la generación informadas oficialmente por los Agentes.
- d) Las futuras expansiones de la red de transmisión de cada Agente Transmisor debidamente autorizadas.

ARTÍCULO 71. Insumos para los estudios de largo plazo. Con el objeto de proporcionar la información nacional de insumo para los estudios de largo plazo, que desarrollará el EOR con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional -SPTR-, los Agentes del MER o MEN interesados en desarrollar proyectos de Transmisión y Generación Regional deberá remitir al EOR, a través del OS/OM, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, conteniendo como mínimo:

- a) Agente promotor del proyecto.
- b) Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados.
- c) Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto.
- d) Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con la Regulaciones Nacionales y Regionales aplicables.
- e) Los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos.
- f) Avance del financiamiento del proyecto.
- g) Cualquier otra información necesaria que el OS/OM o el EOR le solicite.

ARTÍCULO 72- Ampliaciones del sistema de transmisión nacional. El OS/OM deberá informar por escrito a la CRIE de las ampliaciones del sistema de transmisión nacional autorizadas, cuando la ampliación sea en una tensión igual o mayor que 115 KV. Junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.

ARTÍCULO 73. Resultados de estudios de mediano y largo plazo. Los indicadores resultantes de los estudios de mediano y largo plazo que sean publicados por el EOR y aprobados por la CRIE,

serán considerados por el OS/OM y los Agentes Transmisores, dentro de los planes de expansión de la red de transmisión nacional y regional, y dentro de las políticas de inversión para el desarrollo de plantas de generación con carácter nacional y regional.

CAPÍTULO II DE LAS AMPLIACIONES DE LA RTR

ARTÍCULO 74. Vigilancia del cumplimiento de la Regulación Nacional en ampliaciones de la RTR. El OS/OM vigilará en todo momento que cualquier ampliación de la RTR, cumpla con la Regulación Nacional, sea ésta planificada o a riesgo. De identificarse algún incumplimiento, el OS/OM se lo informará a la ARESEP y a la CRIE.

ARTÍCULO 75. Comentarios y observaciones a los informes de planificación a largo plazo y a los informes de diagnóstico de mediano plazo. El OS/OM proporcionará el apoyo que sea necesario a la CRIE, para que por medio suyo, se pueda invitar a todas las partes interesadas a enviar sus comentarios y observaciones a los informes de planificación a largo plazo y a los informes de diagnóstico de mediano plazo aprobados y publicados por la CRIE.

ARTÍCULO 76. Solicitudes de ampliaciones planificadas de la RTR. Los Agentes del MER tendrán el derecho a solicitar a la CRIE que una ampliación se reconozca como la aprobación de ampliaciones planificadas de la RTR, siempre y cuando demuestren que la expansión incrementa el beneficio social a nivel regional según los criterios establecidos en el capítulo 11.2 del Libro III del RMER, requiriendo la aprobación de la CRIE.

ARTÍCULO 77. Participación en ampliaciones a riesgo de la RTR. Los Agentes del MER tendrán el derecho de participar como interesados en los procesos que la CRIE proponga, para la selección de los Agentes a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones a riesgo, propuestas por el EOR que cumplen con las condiciones establecidas en el capítulo 11 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 78. Criterios Regionales sobre ampliaciones de transmisión en territorio nacional. Toda ampliación de transmisión que se desarrolle en el territorio costarricense, deberá contar con los estudios técnicos necesarios, establecidos en la Regulación Nacional y Regional, que garanticen que no se afecte negativamente la Capacidad Operativa de Transmisión Regional.

Las solicitudes de estas ampliaciones deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos por la Regulación Nacional. Los estudios requeridos deberán ser revisados y aprobados por el EOR.

ARTÍCULO 79. Aprobación de las solicitudes de las ampliaciones de la transmisión. La ARESEP aprobará las solicitudes de ampliaciones de los Agentes del MER y MEN, con base en los resultados de los estudios requeridos por la Regulación Nacional y Regionales aprobados por parte del OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 80. Aprobación de ampliaciones que involucran más de un país. Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente en un nodo de la RTR perteneciente a Costa Rica a un Agente de otro país diferente a Costa Rica y que no está vinculado con la red de su país, la ampliación quedará sujeta a aprobación por la CRIE, adicionalmente a la autorización de la ARESEP y el regulador del país involucrado de origen del Agente en cuestión.

CAPÍTULO III OPERACIÓN TÉCNICA Y OPERATIVA DE LA RTR

SECCIÓN I Generales

ARTÍCULO 81. Obligación del OS/OM. El OS/OM tendrá la obligación de operar la RTR dentro de los parámetros necesarios para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño nacionales y regionales.

ARTÍCULO 82. Transacciones Regionales en estado operativo normal. Cuando el estado operativo del SEN se encuentre bajo condiciones normales, los Agentes del MER en coordinación con el OS/OM tendrán la obligación de cumplir con las transacciones regionales programadas en los nodos de la RTR.

ARTÍCULO 83. Operación y supervisión de las instalaciones de la RTR. La coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la RTR entre los Agentes del MER y el EOR se realizará a través del OS/OM.

ARTÍCULO 84. De la planificación de la operación del SER. Para efectos de la planificación de la operación del SER, el OS/OM deberá coordinar con el EOR, la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Estas evaluaciones están destinadas a verificar que la operación integrada sea segura y confiable y que se desenvolverá dentro del estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

SECCIÓN II Obligaciones y Derechos

ARTÍCULO 85. Obligaciones del OS/OM. En cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, el OS/OM estará obligado a:

- a) Cumplir con la ejecución y supervisión de maniobras, la realización de pruebas, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre su centro de control y el EOR, considerando lo establecido en la Regulación Nacional.
- b) Coordinar en su área de control, la operación de la RTR de manera tal que toda maniobra o prueba sobre las instalaciones no comprometa la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- c) Intercambiar información con el EOR de todos los cambios, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER o las inyecciones o retiros programados, así como mantener actualizada la información relacionada con la seguridad operativa, la operación en tiempo real y la evaluación de los eventos que afecten la operación regional.
- d) Coordinar y aprobar en conjunto con el EOR, el adecuado mantenimiento de la infraestructura asociada a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.
- e) Verificar la prestación de los servicios auxiliares regionales por parte de los Agentes del MER, asimismo realizará las acciones necesarias para garantizar su cumplimiento e informará al EOR las causas y justificaciones del no cumplimiento.
- f) Coordinar con el EOR cuando éste lo requiera, en la elaboración del Plan de Operación del SER ante Contingencias que establece la Regulación Regional y aplicarlo en coordinación con el EOR y los demás OS/OM del MER.

ARTÍCULO 86. Obligaciones Operativas de los Agentes del MER. En cumplimiento del esquema jerárquico de operación del MER, todos los Agentes del MER estarán obligados a:

- a) Realizar en sitio, localmente o de forma remota las maniobras o permitir su ejecución de manera remota por el OS/OM.
- b) Realizar las pruebas técnicas requeridas y ser los responsables de su correcta ejecución así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones durante las mismas, respetando lo establecido en la Regulación Nacional.
- c) Operar y efectuar los mantenimientos a sus instalaciones, incluidas a las asociadas a la RTR, de acuerdo con la Regulación Nacional y Regional, sujetándose a la coordinación operativa con el OS/OM y el EOR.
- d) Gestionar el proceso de mantenimiento de sus instalaciones asociadas a la RTR, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del SER.

ARTÍCULO 87. Obligaciones de los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. Adicionalmente los Agentes del MER o los Agentes del MEN, que no prestan el servicio de transmisión estarán obligados a:

- a) Mantener condiciones de seguridad física adecuadas en sus instalaciones así como las condiciones técnicas que habilitaron su conexión a la RTR.
- b) Cumplir con la Regulación Nacional y Regional en relación con el diseño de las instalaciones y el equipamiento de conexión.
- c) Suscribir los Contratos de Conexión que establezcan la Regulación Nacional.
- d) Suministrar al OS/OM y al EOR la información que le sea solicitada con respecto a la transmisión.
- e) Efectuar, en tiempo y forma, los pagos de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional -CURTR- y otros cargos establecidos en la Regulación Nacional y Regional, exceptuando de esta obligación los Agentes del MEN no representados por Agentes del MER.

ARTÍCULO 88. Derechos de los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. Los Agentes del MER o los Agentes del MEN, que no prestan el servicio de transmisión cuentan con los siguientes derechos:

- a) Conectarse a las instalaciones de la RTR en uno o más nodos, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en la Regulación Nacional y Regional.
- b) Que los cargos de transmisión que fije la Regulación Nacional no sean discriminatorios con los Agentes de otros países según la normativa nacional vigente.
- c) Permanecer conectado a la RTR, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales establecidas en la Regulación Nacional y Regional.
- d) Ser informado de los planes de mantenimiento de la RTR, presentar observaciones y solicitar modificaciones a esos planes cuando se vean afectadas las condiciones de funcionamiento o seguridad operativa de las instalaciones de su propiedad.
- e) Proponer al EOR, que sean consideradas dentro del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR) las adecuaciones de la RTR que permitan su conexión y el cumplimiento con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

ARTÍCULO 89. Obligaciones de los Agentes del MER transmisores. Los Agentes del MER transmisores estarán obligados como mínimo a:

- a) Estar continuamente enlazados a través del sistema de comunicación con el OS/OM, para recibir instrucciones de tipo operativas e informar acerca de emergencias o de la existencia de cualquier situación anormal.
- b) Cumplir y ejecutar las instrucciones recibidas del OS/OM en la coordinación de la operación de la RTR con el EOR.
- c) Enviar a través del OS/OM, en los medios y forma establecidos por la Regulación Regional, la información requerida por el EOR para el planeamiento y la operación en tiempo real.

- d) Coordinar con el OS/OM los programas de mantenimiento de las instalaciones, conforme los procedimientos definidos por la Regulación Regional y acatar los programas de mantenimiento establecidos por el EOR.
- e) Realizar con el OS/OM la coordinación del sistema de protecciones de la RTR.
- f) Enviar la justificación técnica de los valores declarados para la coordinación de las protecciones para la RTR, cuando el EOR lo considere necesario a través del OS/OM.
- g) Permitir el acceso a sus instalaciones de los representantes y los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe la ARESEP, el OS/OM, el EOR o la CRIE, con el fin de verificar el cumplimiento de las normas de diseño y los requerimientos de coordinación de protecciones establecidos.
- h) Operar sus instalaciones siguiendo estrictamente las instrucciones que imparta el OS/OM, en coordinación con el EOR, incluyendo cualquier maniobra que implique modificaciones a las transferencias de energía por sus líneas y demás equipos, excepto si ello pone en peligro la seguridad de sus instalaciones, equipos o a las personas.
- i) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el libre acceso y no discriminatorio a sus redes a todos los Agentes del MER y MEN de Costa Rica y demás países pertenecientes al MER, a cambio de la remuneración correspondiente.
- j) Establecer la capacidad técnica de transmisión de cada equipamiento e instalación de su propiedad perteneciente a la RTR, y presentar al OS/OM, para la aprobación de éste y del EOR y los estudios que la fundamentan, los cuales se deben basar en los criterios que establezca el EOR.
- k) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño nacionales y regionales y limitar la propagación de fallas o mitigar los daños sobre sus propias instalaciones que pueden causar las fallas en equipamientos pertenecientes a terceros, así como para limitar la propagación al resto de la RTR de las fallas originadas en sus propias instalaciones o las de Agentes conectados a las mismas, bajo el principio de selectividad.
- l) Presentar cada año, al OS/OM, a los 22 días del mes de octubre, el plan de mantenimiento anual de sus instalaciones, participar en las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo o el EOR convoque, y cumplir con los programas coordinados de mantenimiento que finalmente el EOR establezca.
- m) Mantener condiciones adecuadas de seguridad física en cada una de sus instalaciones, siguiendo la Regulación Nacional y Regional.
- n) Identificar las instalaciones de los Agentes conectados a sus instalaciones que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión a la RTR y notificarlo al OS/OM, quien a su vez deberá informar de inmediato al EOR.
- o) Aceptar las deducciones a su Valor Esperado de Indisponibilidad que es parte de su Ingreso Autorizado Regional por los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) que realice el EOR, de acuerdo con el Régimen de Calidad del Servicio establecido por la Regulación Regional.
- p) Cumplir en la operación y en el diseño de nuevas instalaciones con todas las regulaciones ambientales y técnicas en Costa Rica, y con las que son establecidas por la Regulación Regional.
- q) Suministrar, en tiempo y forma, al OS/OM, la información requerida para el seguimiento del desarrollo y operación de las ampliaciones y conexiones a la RTR, y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo las funciones específicas asignadas a la CRIE, al EOR y al OS/OM, en el marco de lo establecido en la Regulación Nacional y Regional. El OS/OM deberá trasladar esta información EOR y a la CRIE.
- r) Cumplir con los requisitos establecidos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial.
- s) Realizar, en coordinación con el OS/OM, las pruebas técnicas requeridas por el EOR.
- t) Elaborar periódicamente el plan de expansión de su red.

ARTÍCULO 90. Derechos de los Agentes del MER transmisores. Los Agentes del MER transmisores cuentan como mínimo con los siguientes derechos:

- a) Percibir el Ingreso Autorizado Regional IAR de sus instalaciones, establecido de acuerdo con la Regulación Regional emitida por la CRIE, y el ingreso autorizado a nivel nacional establecido por la Regulación Nacional.
- b) Negarse, ante el requerimiento del OS/OM, a conectar o desconectar instalaciones y equipamientos que a su juicio puedan afectar la integridad de personas o causar daños en las instalaciones de transmisión que están bajo su responsabilidad o a las instalaciones de la RTR en su conjunto. El Agente Transmisor, ante el requerimiento, deberá poner inmediatamente en conocimiento al EOR y al OS/OM de su decisión detallando los motivos que la justifican.
- c) Solicitar a la ARESEP o a la CRIE según el caso, que ordene la desconexión de equipamientos o instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR que afecten el normal funcionamiento de sus instalaciones porque no cumplen con los estándares técnicos de diseño u operación.
- d) Solicitar a la ARESEP o a la CRIE según el caso, que no autorice la conexión de nuevos equipamientos o nuevas instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR, que prevé afectarán el normal funcionamiento y la calidad de sus instalaciones por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación.
- e) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimientos y presentar observaciones al plan anual de mantenimiento que coordine el EOR y el OS/OM, y a recibir explicaciones sobre la modificación a sus propios planes de mantenimientos, de acuerdo con lo que establece la Regulación Regional.
- f) Presentar observaciones al OS/OM sobre los predespachos o redespachos regionales y maniobras coordinadas por el EOR y a recibir una respuesta de éste. La presentación de observaciones no releva al Agente Transmisor de cumplir las instrucciones emitidas por el OS/OM y el EOR, excepto en los casos que al hacerlo afecte la seguridad e integridad de sus instalaciones o de su personal.
- g) Verificar la Capacidad Operativa de Transmisión en sus instalaciones de la RTR definidas por el EOR, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la Regulación Nacional y Regional.

SECCIÓN III Suministro de Información

ARTÍCULO 91. Suministro de información de Agentes que retiran energía. Los Agentes del MER y del MEN que retiran energía, deberán suministrar al OS/OM y actualizar semestralmente la siguiente información, conforme a los procedimientos, formatos y medios que el OS/OM establezca debidamente autorizados por el ARESEP:

- a) Demandas previstas de energía, potencia activa y reactiva por nodo al máximo horizonte establecido por la Regulación Regional.
- b) Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y baja tensión.
- c) Curvas típicas separadas de demanda bruta y generación por nodo, de manera horaria, por estación húmeda y seca.
- d) Características técnicas de las instalaciones de distribución en los puntos de conexión (transformadores, protecciones, interruptores, etc.).
- e) Programas de mantenimiento.
- f) Otra información relacionada con la operación técnica y operativa de la RTR, que le solicite el OS/OM.

ARTÍCULO 92. Suministro de información de los Agentes transmisores del MER. Los Agentes del MER transmisores, deberán actualizar semestralmente la siguiente información y suministrar la misma al OS/OM, de conformidad con los procedimientos, formatos y medios que el OS/OM establezca:

- a) Características físicas y técnicas de las líneas de transmisión.
- b) Parámetros eléctricos, nominales y de operación de las líneas de transmisión, transformadores, interruptores, capacitores, reactores y todo elemento que afecte el comportamiento eléctrico de la red de transmisión.
- c) Esquemas automáticos de desconexión de carga y disparos transferidos.
- d) Programas de mantenimiento.
- e) Ampliaciones previstas de transmisión.
- f) Disponibilidad histórica, modos de falla, tasas de falla y reparación de los elementos principales del sistema de transmisión.
- g) Cualquier otra información relacionada con la operación técnica y operativa de la RTR, que le solicite el OS/OM.

ARTÍCULO 93. Suministro de información del OS/OM al EOR. El OS/OM deberá suministrar y actualizar semestralmente al EOR, de conformidad con las fechas que este último establezca, la siguiente información debidamente validada:

- a) La información precisada en los artículos anteriores.
- b) Los pronósticos de mediano plazo de la demanda nacional en energía y potencia por nodo.
- c) Los índices de confiabilidad global de su sistema, establecidos por el EOR, de los doce (12) meses precedentes.
- d) Los detalles de las nuevas expansiones en generación y transmisión que afecten la RTR y copia de los estudios de conexión y demás análisis y recomendaciones que el OS/OM o cualquiera de los Agentes haya efectuado para evaluar la nueva condición de su sistema.

ARTÍCULO 94. Suministro de información ante eventos. Cada vez que ocurra un evento que afecte significativamente la operación del SER o que provoque cambios topológicos en la RTR o variaciones de frecuencia o voltajes fuera de los rangos admisibles por la Regulación Regional establecidos en el Libro III del RMER, el OS/OM deberá enviar la información solicitada por el EOR.

El cumplimiento detallado de los informes y reportes anteriores deberá cumplir con lo establecido en el capítulo 5.5 del Libro III del RMER.

SECCIÓN IV

Base de Datos Regional

ARTÍCULO 95. Obligaciones del OS/OM con la Base de Datos Regional. En relación con la Base de Datos Regional el OS/OM deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Organizar y mantener la base de datos nacional, de libre acceso al EOR, con las características del sistema de transmisión nacional, topología de la red de transmisión, características y parámetros de generadores, demanda y perfiles de demanda por nodo, proyecciones y características de la carga y niveles de generación por nodo.
- b) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al EOR, de la operación histórica del sistema que supervisa.
- c) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al EOR, de los estudios operativos y de la expansión del sistema que supervisa.

- d) Incorporar a la base de datos nacional la información técnica proveniente del MER (de bases de datos del EOR y de otros OS/OMS), para información de los Agentes del MER y del MEN.
- e) Incorporar a las bases de datos nacionales los análisis y resultados de la operación del MER, para información de los Agentes del MER.

ARTÍCULO 96. Solicitud de información a los Agentes del MER y del MEN. El OS/OM es el responsable de solicitar a los Agentes del MER y MEN y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la Base de Datos Regional.

ARTÍCULO 97. Actualización de la Base de Datos Regional. El OS/OM deberá actualizar, como mínimo, semestralmente la información con destino a la Base de Datos Regional, en los meses de mayo y noviembre de cada año, o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema, en los formatos y medios establecidos por el EOR.

Las actualizaciones deberán considerar al menos los cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional.

ARTÍCULO 98. Base de Datos Operativa Nacional. La Base de Datos Operativa que administrará el OS/OM será de libre acceso para todos los Agentes del MER, MEN y la ARESEP.

SECCIÓN V Comunicaciones

ARTÍCULO 99. Vinculaciones entre los centros de control. Las vinculaciones entre los centros de control del OS/OM y el centro de control del EOR deberán cumplir los requisitos técnicos de telecomunicaciones y supervisión establecidos en el Anexo 2 “Requisitos de Supervisión y Comunicaciones” del Libro II del RMER.

ARTÍCULO 100. Comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER. Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER, serán realizadas entre el OS/OM y el EOR. En caso que la comunicación con el EOR no sea posible, la coordinación podrá efectuarse con OS/OM de otros países e informar posteriormente al EOR.

Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del SER entre el personal del OS/OM con el EOR u otro OS/OM deberá contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) Fecha y hora.
- b) El nombre, apellido y cargo del emisor.
- c) El nombre del país y entidad respectiva.
- d) La identificación de la instalación en cuestión.
- e) La instrucción operativa, su origen causa y objetivo.
- f) La hora en la cual se debe ejecutar la instrucción.

ARTÍCULO 101. Alteración a las inyecciones o retiros programados por eventos. Ante la ocurrencia de cualquier evento que implique la necesidad de alteración a las inyecciones o retiros programados en los nodos de la RTR, el OS/OM deberán comunicarlo al EOR a la brevedad posible, pero siempre dentro de los siguientes diez (10) minutos, excepto en el caso de estados de

emergencia, en los cuales se podrá operar sin dar aviso y luego se informará al EOR el motivo de tal acción.

El OS/OM deberá informar al EOR sobre todo evento ocurrido de conformidad con los procedimientos incluidos en Libro II del RMER y podrá solicitar el redespacho regional correspondiente, conforme a las causas de redespacho regional establecidas por el RMER.

ARTÍCULO 102. Instalaciones de supervisión en las subestaciones asociadas a la RTR. Cada subestación asociada a la RTR deberá contar con las instalaciones de supervisión necesarias que le permitan al EOR, por intermedio del OS/OM, disponer en tiempo real de las señales de voltaje, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra (estado de interruptores y seccionadores, así como posiciones de derivaciones de transformadores), estado de algunos equipos auxiliares y de los equipos de compensación de las instalaciones asociadas a la RTR, además de las alarmas que el OS/OM considere necesario recibir y los comandos de telecontrol que se requieran para la operación en tiempo real de dicha instalación.

SECCIÓN VI Libre Acceso

ARTÍCULO 103. Libre acceso a las redes de Transmisión. Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso para los Agentes del MER y MEN de Costa Rica y de otros países del MER, de conformidad con lo establecido en el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en la Regulación Nacional y en la Regulación Regional.

ARTÍCULO 104. Aplicación del Libre acceso a los Agentes del MER y del MEN con Contrato Marco. Cada Agente del MER o del MEN con Contrato Marco, que inyecta tendrá derecho a conectarse a la RTR una vez cumplidos los requisitos establecidos en la Regulación Nacional y Regional. El uso de la RTR por parte de los Agentes del MER o Agentes del MEN con Contrato Marco, que inyectan, una vez conectados, será el que resulte del predespacho, redespacho o despacho económico realizado por el EOR en coordinación con el predespacho nacional que realice el OS/OM.

ARTÍCULO 105. Derechos y condiciones de acceso. Cada Agente del MER o Agente del MEN, con Contrato Marco, que retira del MER tendrá los siguientes derechos y condiciones de acceso:

- a) Igual prioridad de acceso a la RTR cuando exista Capacidad Operativa de Transmisión suficiente para que la demanda pueda ser abastecida en condiciones normales.
- b) La conexión de nuevas demandas no deberá ocasionar que no se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. Por lo tanto, el EOR podrá limitar el abastecimiento a las nuevas demandas que afecten el cumplimiento de estos criterios.
- c) En caso de que una nueva demanda no pueda ser abastecida por el mercado nacional en forma simultánea con la demanda existente, se seguirán los criterios que establezca la Regulación Nacional sobre la nueva demanda a conectarse.

ARTÍCULO 106. Derecho a conexión previo a la entrada en vigencia del RMER. Cada Agente del MER o Agente del MEN que se encuentre conectado a las redes nacionales o que tenga solicitudes de conexión aprobadas de acuerdo con la Regulación Nacional en la fecha de vigencia del RMER, no tendrán que realizar ningún otro trámite de conexión para operar en el MER. No obstante deberán cumplir con los requerimientos que le impone la Regulación Regional.

ARTÍCULO 107. Derecho a conexión posterior a la entrada en vigencia del RMER. Cada Agente del MER o Agente del MEN con Contrato Marco, que a partir de la vigencia del RMER, requieran conectarse directamente a la RTR, y que hayan obtenido previamente una autorización de

conexión para la red nacional, deberán tramitar una solicitud de conexión ante la CRIE de acuerdo con lo establecido en la Regulación Regional. A la solicitud de conexión se deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión emitida por el OS/OM y refrendada por la ARESEP. La aprobación de esta solicitud es requisito para autorizar la conexión física. La aprobación será realizada por la CRIE con la aceptación previa del Agente Transmisor, el EOR y el OS/OM.

La solicitud de conexión deberá cumplir en todo momento el proceso de autorización establecido en el capítulo 4 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 108. Inspecciones, ensayos y auditorías. El OS/OM, la ARESEP, el EOR y la CRIE podrán coordinar las inspecciones, ensayos y auditorías a las instalaciones de la RTR, en coordinación con los Agentes del MER o Agentes del MEN propietarios de las mismas, para lo cual deberán considerar lo establecido en la Regulación Regional y en específico lo establecido en el capítulo 5.6 del Libro III del RMER.

SECCIÓN VII

Mantenimientos y Nuevas Instalaciones de la RTR

ARTÍCULO 109. Comunicación de mantenimientos y eventos en la RTR. Los Agentes Transmisores del MER deberán enviar al EOR, por intermedio del OS/OM, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, el OS/OM informarán 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 110. Coordinación entre OS/OM, EOR y Agentes Transmisores. El OS/OM coordinará con el EOR y de ser necesario, con los Agentes Transmisores del MER, para tener en cuenta las restricciones del sistema costarricense. El plan de mantenimiento anual resultante será de cumplimiento obligatorio para el OS/OM y los Agentes Transmisores del MER.

ARTÍCULO 111. Formalidad de las Comunicaciones al EOR. Las solicitudes de mantenimiento, de entrada en servicio de nuevas instalaciones y pruebas de instalaciones deberán ser realizadas mediante el formato “Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT” establecido en el capítulo 5.7 del Libro III del RMER. Igualmente, las solicitudes de cancelación de mantenimientos programados deberán ser enviadas al EOR.

ARTÍCULO 112. Tipos de mantenimientos sujetos a aprobación. Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados y aprobados por el OS/OM en conjunto por el EOR:

- a) Mantenimiento con desconexión de líneas e instalaciones de la RTR.
- b) Mantenimiento de los sistemas de protección y control asociados a la RTR.
- c) Mantenimientos que impliquen restricciones o limitaciones a la operación normal de líneas y demás instalaciones de la RTR.
- d) Mantenimientos que indispongan o alteren las características operativas de los interruptores de líneas de la RTR.
- e) Mantenimientos de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna o continua, durante los cuales exista riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones de la RTR.
- f) Mantenimientos que indispongan alguno de los siguientes recursos de supervisión, medición o telecomunicación:
 - i. Unidades terminales remotas (parcial o total) ubicadas en la RTR.
 - ii. Sistemas de telecomunicaciones (módem o enlace de voz y datos).
 - iii. Procesadores de comunicaciones (front-end).

- iv. Puntos de medición de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de inyecciones o retiros de energía; y
 - v. Control Automático de Generación – AGC por sus siglas en inglés, incluyendo los puntos de toma e inyección de señales.
- g) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones asociadas a la RTR, tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo o la alteración del área de cobertura de la protección de distancia.
 - h) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas de la RTR.
 - i) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones, incluida la conexión de nuevas instalaciones a la RTR.
 - j) Mantenimientos en instalaciones no asociados a la RTR pero que puedan afectar su operación.
 - k) Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones asociados a la RTR que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deberán ser coordinados y aprobados por el OS/OM conjuntamente con el EOR.

ARTÍCULO 113. Programación anual y semanal de mantenimiento de instalaciones de la RTR. El OS/OM será el responsable de coordinar con el EOR la programación anual y semanal de mantenimiento de instalaciones de la RTR, tomando en cuenta lo establecido en la Regulación Nacional y Regional.

ARTÍCULO 114. Mantenimientos a efectuar diariamente. Los mantenimientos a efectuar diariamente serán aquellos contenidos en el plan semanal de mantenimientos y los que el OS/OM en coordinación con los Transmisores del MER declaren de emergencia para cada día, haciendo constar en el formato SOLMANT establecido por el EOR, dicha condición para la aprobación por parte del EOR.

ARTÍCULO 115. Aprobación verbal de un mantenimiento. En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control del OS/OM y del EOR, quienes dentro de la hora siguiente, oficializarán el mantenimiento a través del formulario SOLMANT.

ARTÍCULO 116. Aprobación de pruebas y ensayos en la RTR. Las pruebas y ensayos de instalaciones de la RTR deberán ser autorizadas conjuntamente por el OS/OM y el EOR.

ARTÍCULO 117. Inicio de mantenimientos o entrada de nuevas instalaciones. La ejecución del mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones a la RTR sólo podrá ser iniciada luego de la autorización del OS/OM y del EOR y deberán sujetarse a los procedimientos particulares definidos en la Regulación Nacional.

ARTÍCULO 118. Requisitos y procedimientos para nuevas instalaciones. La entrada de nuevas instalaciones a la RTR deberá cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en la Regulación Nacional y lo establecido en el Libro III del RMER.

CAPÍTULO IV DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO REGIONALES

SECCIÓN I Generales

ARTÍCULO 119. Consideraciones respecto a los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. Con el objeto de armonizar lo establecido en la regulación nacional con la regulación regional, en lo referente a los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales -CCSD, se deberá considerar lo siguiente:

- a) Criterios de calidad: aquellos requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales de operación.
- b) Criterios de seguridad: aquellos requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.
- c) Criterios de desempeño: aquellos requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las áreas de control con el objetivo de mantener el balance carga/generación manteniendo los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

ARTÍCULO 120. Operación el sistema nacional interconectado. El OS/OM, en coordinación con los Agentes del MER o del MEN, será el responsable de operar el sistema nacional interconectado, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en las normativas técnicas nacionales y en concordancia con los CCSD regionales, establecidos en el capítulo 5.3 y 16 del Libro III del RMER.

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

ARTÍCULO 121. Situaciones de riesgo para las condiciones de operación del SER. Si el OS/OM, identifica que alguna instalación que afecte negativamente los criterios indicados en el artículo 120 del presente Reglamento y esta situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, el OS/OM deberá emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.

SECCIÓN II Servicios Auxiliares

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

ARTÍCULO 123. Consideraciones para armonización. Con el objeto de armonizar lo establecido en la Regulación Nacional con la Regulación Regional, en lo referente a los servicios auxiliares regionales, se deberá considerar lo siguiente:

- a) Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia.
- b) Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia: Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

SECCIÓN III **Control de Frecuencia**

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

ARTÍCULO 125. Indisponibilidad del control automático de frecuencia de la generación. En caso de que en forma temporal el sistema de generación no disponga de control automático de frecuencia de la generación, la corrección de las desviaciones, tanto de frecuencia como de flujos en los enlaces, se hará manualmente bajo las instrucciones del OS/OM. En este caso, previa coordinación con el EOR, se repartirá entre los OS/OM involucrados, la regulación de la frecuencia y el control del flujo de los enlaces.

ARTÍCULO 126. Ajustes sobre observaciones del EOR. El OS/OM considerará diariamente los ajustes que sean necesarios para corregir las observaciones indicadas por el EOR, como resultado de la evaluación del desempeño de la operación del SER comunicada por el EOR.

SECCIÓN IV **Control de Voltaje**

ARTÍCULO 127. Procedimiento para el control de voltaje. El OS/OM, participará en el control de voltaje en el SER según el siguiente procedimiento:

- a) Los voltajes objetivos en los nodos del SER se establecerán de acuerdo con los resultados de los estudios de seguridad operativa.
- b) La disminución de voltaje se realizará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:
 - i. Ajuste de voltajes objetivo de Agentes del MER y MEN que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.
 - ii. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.
 - iii. Desconexión de condensadores.
 - iv. Conexión de reactores.
- c) El aumento de voltaje se hará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:
 - i. Ajuste de voltajes objetivo de Agentes del MER y MEN que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.
 - ii. Desconexión de reactores.
 - iii. Conexión de condensadores.
 - iv. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.

ARTÍCULO 128. Obligación sobre el Control del Voltaje. En cumplimiento de lo establecido por el numeral 5.3.7.3 del Libro III del RMER, todos los Agentes del MER o del MEN que poseen equipos de generación estarán obligados a participar en el control de voltaje en modo automático bajo la coordinación con el OS/OM, el cual es el responsable de definir las consignas de voltaje terminal o voltaje de referencia para el equipo de regulación automática de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con las curvas de capacidad de sus generadores; y en concordancia con la normativa técnica vigente que regula esta materia. Este servicio podrá ser prestado de forma directa o indirecta por los Agentes del MER o MEN.

SECCIÓN V

Nuevas Instalaciones

ARTÍCULO 129. Propuestas de normativas para diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR. El OS/OM apoyará de forma coordinada al EOR, cuando éste lo requiera, en el desarrollo de propuestas normativas ante la CRIE, para el diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR.

ARTÍCULO 130. Cumplimiento de normas de los equipamientos existentes y a instalarse en la RTR. Todos los equipamientos existentes y a instalarse en la RTR, deberán cumplir con las normas establecidas en la Regulación Nacional y las establecidas por la Regulación Regional en el capítulo 16.1 del Libro III del RMER.

ARTÍCULO 131. Estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER. Para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER, deberán presentar al OS/OM, quien los remitirá al EOR, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR.

CAPÍTULO V

DE LA LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES NACIONALES RESULTADO DE LA INTERACCIÓN CON EL MER

SECCIÓN I

Generales

ARTÍCULO 132. Sobre el Documento de Transacciones Económicas Nacionales. El OS/OM será el responsable de preparar el Documento de Transacciones Económicas Nacionales -DTEN- donde se establezca la liquidación mensual de las transacciones nacionales con el MER.

ARTÍCULO 133. Contenido del DTEN. El DTEN contendrá la asignación de las liquidaciones de las transacciones regionales por Agentes del MER y Agentes del MEN con Contrato Marco.

ARTÍCULO 134. Plazos y solución de discrepancias con el DTEN. El OS/OM deberá de emitir el DTEN un día hábil después de recibido el DTER definitivo. Los Agentes contarán con tres días hábiles para presentar al OS/OM las discrepancias al DTEN, el OS/OM tendrán tres días hábiles para solventarlo, posterior a esto el DTEN se considera oficial.

Si el agente considera que la discrepancia presentada al OS/OM no ha sido resuelta adecuadamente, el agente acudirá a la ARESEP para investigar la queja y resolver lo que corresponda. Cualquier

ajuste en el DTEN resultado de la intervención de la ARESEP deberá ser reflejado en el DTEN posterior a la resolución de la ARESEP.

ARTÍCULO 135. Documentos de Cobro y pago resultados del DTEN. El OS/OM emitirá los documentos de cobro y pago de las transacciones nacionales, dos días hábiles posteriores a que se considere oficial el DTEN. Los Agentes del MER y Agentes del MEN con Contratos Marco deberán hacer efectivo su pago ante el OS/OM, a más tardar cuatro días hábiles posteriores a la recepción del documento de cobro o documento respectivo, emitido 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. En caso de existir un no pago por parte de algún agente y queden montos pendientes luego que el OS/OM ejecute la garantía correspondiente, el OS/OM llevará las cuentas por pagar del agente aplicándole el interés moratorio correspondiente. El OS/OM realizará los pagos correspondientes en la cuenta que los Agentes notifiquen y destinen para este fin.

ARTÍCULO 136. Emisión de los documentos de cobro y pago. La emisión de los documentos de cobro y pago, así como la ejecución de los pagos ante el MER, se realizarán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central emitido por esta Autoridad.

SECCIÓN II

Compras y ventas al MEN para transacciones en el MER

ARTÍCULO 137. Compras al MEN. Cuando un Agente del MER o del MEN con Contrato Marco realice compras a un Agente Generador del MEN para inyectar al MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un cargo producto del precio de compra de energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 138. Ventas del MEN. Cuando un Agente Generador del MER o del MEN con Contrato Marco realice ventas para que otro Agente inyecte al MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un abono producto del precio de compra de su energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 139. Ventas al MEN. Cuando un Agente del MER o del MEN con Contrato Marco realice ventas a un Agente Generador del MEN retirando del MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un abono producto del precio de venta de energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 140. Compras del MEN. Cuando un Agente Generador del MER o del MEN con Contrato Marco realice compras para que otro Agente retire del MER, el OS/OM deberá de calcularle al primero un cargo producto del precio de compra de la energía en el MEN y la energía asignada en el predespacho regional para cada hora del mes en liquidación.

ARTÍCULO 141. Cargos y abonos en el DTEN. Los cargos y abonos deberán de reflejarse en el DTEN de cada mes de forma detallada por cada Agente.

SECCIÓN III

LIQUIDACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

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

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

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

SECCIÓN IV

GARANTÍAS PARA TRANSACCIONES EN EL MEN

ARTÍCULO 145. Garantías de pago ante el OS/OM. Los Agentes del MEN constituirán garantías de pago ante el OS/OM para respaldar las transacciones del MEN en interacción con el MER, así como cualquier otro compromiso financiero que surja en el Mercado Eléctrico Nacional en interacción con el MER.

ARTÍCULO 146. Tipos de garantías. Los tipos de garantías podrán ser depósitos de dineros en efectivo en calidad de prepago y cartas de crédito confirmadas e irrevocables y emitidas por bancos o instituciones financieras de primera línea según la clasificación nacional que realice una calificadora reconocida internacionalmente.

ARTÍCULO 147. Ejecución de garantías. En caso de incumplimiento por parte de un Agente del MEN de alguna de sus obligaciones de pago, el OS/OM procederá a hacer efectivas las garantías constituidas por dicho Agente y las aplicará al pago de las obligaciones correspondientes.

SECCIÓN V

DISPOSICIONES FINALES

ARTÍCULO 148. 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 149. Actualización del Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central por pérdida de vigencia del PDC. Según el artículo 108 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre El Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central, todos los temas regulados en los artículos de la presente norma que entren en vigencia una vez derogado el Procedimiento de Detalle Complementario definido en la resolución CRIE P-017-2012, funcionarán como una actualización de los temas que se norman en el Reglamento citado.

ARTÍCULO 150. Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN. El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador. El OS/OM deberá remitir, en un plazo máximo de 12 meses después de publicado el presente Reglamento, las propuestas a los siguientes temas:

- Coordinación del racionamiento de la energía.
- Criterios de seguridad operativa para la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Autorización de la operación de plantas generadoras que se conecten al Sistema Eléctrico Nacional.
- Habilitación de los enlaces de telecontrol con el SCADA/EMS.
- Requisitos para la conexión y operación de plantas eólicas en el Sistema Eléctrico Nacional.
- Requisitos mínimos de protecciones eléctricas de plantas generadoras que se conectan al SEN.
- Procedimiento para el trámite de indisponibilidades mayores del SEN.
- Procedimiento para el reporte de eventos del Sistema Eléctrico Nacional al Ente Operador Regional (EOR).
- Norma para sistemas de medición comercial.
- Procedimiento de despacho y operación del SEN.
- Requisitos de información técnica a entregar por parte de los Agentes del MER y del MEN.
- Procedimiento para establecer las conexiones al Sistema Eléctrico Nacional.
- Procedimiento para el cumplimiento de trámites de conexión de obras al Sistema Eléctrico Nacional.

ARTÍCULO 151. Interpretación de esta normativa. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos constituirá, en el ámbito administrativo, la instancia de interpretación definitiva de este Reglamento.

ARTÍCULO 152. Vigencia. Este Reglamento rige a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Disposiciones Transitorias:

Transitorio I: Los artículos 20, 36, 37, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68 y 69 regirán una vez derogado el Procedimiento de Detalle Complementario definido en la resolución CRIE P-017-2012, debiéndose aplicar hasta entonces, en lo que corresponda, lo establecido en el “Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central”.

- II.** Solicitar a la Secretaría de Junta Directiva que proceda a su publicación en el diario oficial La Gaceta.
- III.** Agradecer a todas las personas físicas y jurídicas que participaron en el proceso de audiencia pública e indicarles que se tenga como respuesta a sus planteamientos, lo externado en el Considerando XXI de esta Resolución.

Se retiran Edwin Canessa Aguilar, Álvaro Barrantes Chaves, William Ramírez Calderón, Karla Montero Víquez y Efrain Abarca Morales.

A las dieciséis horas finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de Junta Directiva

ADRIANA ROJAS NAVARRO
Funcionaria Secretaría de Junta Directiva