# SESIÓN ORDINARIA

## N.° 58-2015

## 19 de noviembre de 2015

*San José, Costa Rica*

**SESIÓN ORDINARIA N.° 58-2015**

Acta de la sesión ordinaria número cincuenta y ocho, dos mil quince, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el jueves diecinueve de noviembre de dos mil quince, a partir de las catorce horas. Asisten los siguientes miembros: Dennis Meléndez Howell, quien preside; Edgar Gutiérrez López, Pablo Sauma Fiatt y Sonia Muñoz Tuk, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Anayansie Herrera Araya, Auditora Interna; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Juan Manuel Quesada Espinoza, Intendente de Energía; Carol Solano Durán, Directora General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; Rodolfo González Blanco, Director General de Operaciones; Ricardo Matarrita Venegas, Director General de Estrategia y Evaluación, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

**ARTÍCULO 1. Constancia de inasistencia de la directora Adriana Garrido Quesada.**

Se deja constancia de que la señora Adriana Garrido Quesada no participa en esta oportunidad por encontrarse atendiendo asuntos personales.

**ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.**

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** da lectura al Orden del Día de esta sesión. Sugiere que se excluya, para ser conocidos en otra oportunidad, los asuntos relacionados con la Auditoría Interna. Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 01-58-2015**

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, excluyendo para ser conocidos en otra oportunidad, los siguientes asuntos de la Auditoría Interna:

- *Informe final 07-ICI-2015 "Examen del proceso de medición de calidad aplicado por la Intendencia de Transporte en las modalidades autobuses y taxis". Oficio 611-AI-2015 del 9 de noviembre de 2015.*

- *Informe final 08-ICI-2015 "Evaluación del trámite de recursos de revocatoria de las tarifas de transporte, Modalidad de Autobuses y taxis". Oficio 593-AI-2015 del 3 de noviembre de 2015*.

El Orden del Día ajustado a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*

2. *Aprobación del acta de la sesión 57-2015.*

3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*

4. *Asuntos resolutivos.*

*4.1 Recurso de apelación contra la resolución 1029-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012 y gestión de nulidad contra la resolución RIE-017-2013 del 5 de febrero de 2013, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad. Expediente ET-138-2012. Oficio 446-DGAJR-2014 del 18 de junio de junio de 2014.*

*4.2 Recurso de apelación contra la resolución 1030-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012 y gestión de nulidad contra la resolución RIE-011-2013, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad. Expediente ET-136-2012. Oficio 445-DGAJR-2014 del 18 de junio de 2014.*

*4.3 Propuesta de reformas relacionadas con los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la Generación Distribuida para autoconsumo, luego del dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República y el Decreto Ejecutivo 39220-MINAE, Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables, modelo contratación medición neta sencilla. Oficio 001-CGD-2015 del 13 de noviembre de 2015.*

*4.4 Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuesto por el Consejero del Usuario contra la resolución RIE-067-2015 del 26 de junio de 2015. Expediente ET-25-2015. Oficio 1079-DGAJR-2015 del 4 de noviembre de 2015.*

*4.5 Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015. Expediente AU-304-2012. Oficio 1070-DGAJR-2015 del 2 de noviembre de 2015.*

*5. Exposiciones.*

*5.1 Sistema de la Contabilidad Regulatoria de la Intendencia de Energía.*

*5.2 Exposición sobre propuesta de la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASAR), para incrementar el aporte patronal.*

*6. Correspondencia recibida.*

*6.1 Pronunciamiento por parte de la Cámara de Industrias de Costa Rica en relación con el recurso de revocatoria con apelación en subsidio interpuesto por la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A., contra la resolución RIE-091-2015 del 21 de agosto de 2015. Oficio PR-079-2015 del 5 de noviembre de 2015. (Gestión: Se traslada a la Intendencia de Energía para su atención, mediante oficio 887-SJD-2015 del 13 de noviembre de 2015).*

*6.2 Solicitud de la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRACE) para que acelere la aprobación de la modificación, sobre la metodología para el ajuste extraordinario del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC). Oficio DE-016-2015 del 9 de noviembre de 2015. (Gestión: Se traslada a la Intendencia de Energía para su atención, mediante oficio 885-SJD-2015 del 13 de noviembre de 2015).*

*7. Asuntos informativos.*

*7.1 Respuesta al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT) en relación con el oficio MICITT-OF-DVMT-397-2015, sobre la implementación del Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones 2015-2021. "Costa Rica: una Sociedad Conectada". Oficio 918-RG-2015 del 10 de noviembre de 2015.*

*7.2 Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley para asegurar la paridad en la integración de los órganos colegiados de las instituciones públicas, expediente 19.670. Oficio 927-RG-2015 del 12 de noviembre de 2015.*

*7.3 Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley interpretación auténtica del inciso g) del artículo 1 de la Ley de impuesto general sobre las ventas, Ley N° 6826 del 8 de noviembre de 1982, sobre el acceso a internet; expediente 19.715. Oficio 929-RG-2015.*

**ARTÍCULO 3 Aprobación del acta de la sesión 57-2015.**

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión ordinaria 57-2015, celebrada el 12 de noviembre de 2015.

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 02-58-2015**

Aprobar el acta de la sesión 57-2015, celebrada el 12 de noviembre de 2015, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva para su revisión.

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

No se presentan temas en esta oportunidad.

**ARTÍCULO 5. Recurso de apelación contra la resolución 1029-RCR-2012 y gestión de nulidad, contra la resolución RIE-017-2013, interpuestos por el ICE. Expediente ET-138-2012.**

*A las catorce horas con veinte minutos ingresan al salón de sesiones, los señores (as): Daniel Fernández Sánchez, Adriana Martínez Palma y Henry Payne Castro, funcionarios (a) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer este y el siguiente recurso.*

La Junta Directiva conoce el oficio 446-DGAJR-2014 del 18 de junio de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio sobre el recurso de apelación contra la resolución 1029-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012 y gestión de nulidad contra la resolución RIE-017-2013 del 5 de febrero de 2013, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad.

El señor ***Daniel Fernández Sánchez*** y la señorita ***Adriana Martínez Palma*** explican los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso contenidas en el criterio 446-DGAJR-2015.

Seguidamente, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** indica que mediante oficio 1895-IE-2015, la Intendencia de Energía señala lo siguiente: *"que las resoluciones impugnadas (1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012), correspondieron a fijaciones de los sistemas de distribución y alumbrado público, tarifas que no se encuentran vigentes e incluso, que posteriormente fueron fijadas de manera ordinaria mediante resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015.*

*Se aclara que para efectos del cálculo de las tarifas de forma ordinaria, como las ocurridas en las resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015, se utiliza el modelo de tasa de retorno, por medio del cual se calcula de forma independiente cada fijación ordinaria, o sea no se toma la información de la tarifa anterior para el cálculo; de ahí que a criterio de la Intendencia de Energía, las recomendaciones emitidas en los informes de la Dirección General de Asesoría Jurídica (445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014), respecto a los recursos planteados contra las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, carecerían de interés actual".*

En razón de lo anterior, sugiere a la Junta Directiva, apartarse parcialmente del criterio contenido en el oficio 446-DGAJR-2016 y acoger una nueva propuesta de acuerdo en los siguientes términos:

- *Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1029-RCR-2012.*
- *Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el Instituto Costarricense de Electricidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013.*
- *Agotar la vía administrativa.*
- *Notificar a las partes, la presente resolución.*
- *Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.*

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, según oficio 446-DGAJR-2014, así como lo indicado por la Intendencia de Energía en el oficio 1895-IE-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 03-58-2015**

**1.** Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1029-RCR-2012.

**2.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el Instituto Costarricense de Electricidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013.

**3.** Agotar la vía administrativa.

**4.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**5.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**6.** Díctese la presente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 14 de setiembre de 2012, por medio del oficio 5407-104-2012, el Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE) solicitó un ajuste ordinario de tarifas eléctricas en el sistema de distribución sin combustibles. (Folios 1 a 645).

**II.** Que el 20 de diciembre de 2012, a través del oficio 2901-DGPU-2012, la entonces Dirección General de Participación del Usuario (en adelante DGPU) elaboró el acta N° 110-2012, referida a la audiencia pública celebrada el 5 de diciembre de 2012. (Folios 945 a 965).

**III.** Que el 20 de diciembre de 2012, mediante el oficio 097-IE-2012, la Intendencia de Energía emitió el informe técnico sobre la solicitud tarifaria del ICE para el servicio de distribución de energía eléctrica. (Folios 988 a 1066).

**IV.** Que el 21 de diciembre de 2012, mediante de la resolución 1029-RCR-2012, el entonces Comité de Regulación resolvió el ajuste tarifario solicitado por el ICE, para el servicio de distribución de la siguiente manera: *"I. Incrementar las tarifas del servicio de distribución del ICE en un 2,2% promedio, para alcanzar los réditos propuestos […]. // II. Modificar la tarifa residencial de la siguiente forma: Primeros 200 kWh a ¢78/kWh. Por cada kilovatio adicional ¢142/ kWh. // III. Modificar los cargos de energía y potencia para el segundo bloque de consumo de las tarifas general y preferencial de carácter social, con una asignación del 60% a la energía y el restante 40% a la potencia. // IV. Indicar al ICE que para la siguiente solicitud tarifaria debe presentar una propuesta para modificar la actual estructura de precios de la tarifa de media tensión de manera que sea consistente con la composición de precios de la tarifa T-CB del servicio de generación del ICE; y que además, con el nivel tarifario de costo de suministro" […].* (Folios 1074 a 1136).

**V.** Que el 21 de diciembre de 2012, a través de la resolución 1031-RCR-2012, el entonces Comité de Regulación fijó tarifas, "*producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional, para el servicio de generación y el servicio de distribución. (ET-211-2012)".*

**VI.** Que el 10 de enero de 2013, mediante la resolución 001-RIE-2013, el Intendente de Energía corrigió y aclaró errores materiales, entre otras, de la resolución 1029-RCR-2012 en cuanto a las fechas de entrada en vigor de las tarifas establecidas. Además, se aclaró *"que las tarifas para los servicios de generación y distribución, a partir del 1 de enero de 2013, son las fijadas mediante la resolución 1031-RCR-2012".* (Folios 1137 a 1146).

**VII.** Que el 10 de enero de 2013, a través del oficio 5407-005-2013, el ICE interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución 1029-RCR-2012, del 21 de diciembre de 2012. (Folios 970 a 987).

**VIII.** Que el 1 de febrero de 2013, por medio del oficio 5407-011-2013, el ICE manifestó que por error material indicó en el encabezado del recurso presentado mediante el oficio 5407-005-2013 *"recurso de*

*revocatoria con apelación en subsidio"* pero que no obstante solicita se tenga por interpuesto únicamente el *"recurso de apelación".* (Folio 1147).

**IX.** Que el 5 de febrero de 2013, mediante la RIE-017-2013, la Intendencia de Energía emplazó a las partes respecto del recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1029-RCR-2012. (Folios 1182 a 1191).

**X.** Que el 6 de febrero de 2013, a través del oficio 5407-017-2013, el ICE presentó incidente de nulidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013. (Folios 1148 a 1149).

**XI.** Que el 8 de febrero de 2013, en respuesta al auto de emplazamiento RIE-017-2013, se recibieron manifestaciones de: La Unión Costarricense de Cámaras y Asociaciones de la Empresa Privada -UCCAEP-, Cámara Textil Costarricense –CATECO-, Cámara de Industrias de Costa Rica-CICR- y Asociación Nacional de Exportadores de la Industria Textil -ANEIT-(Folios 1150 a 1168).

**XII.** Que el 11 de febrero de 2013, en respuesta al auto de emplazamiento RIE-017-2013, se recibieron adicionalmente, las manifestaciones de: UCCAEP y CICR. (Folios 1169 a 1181).

**XIII.** Que el 27 de marzo de 2013, mediante la resolución RIE-039-2013, el Intendente de Energía en la aplicación trimestral de la *"metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional" resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para los servicios de generación y de distribución de electricidad que presta el ICE*. (ET-018-2013).

**XIV.** Que el 25 de junio de 2013, por medio de la resolución RIE-063-2013, el Intendente de Energía en la aplicación trimestral de la *"metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional" resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para los servicios de generación y de distribución de electricidad que presta el ICE*. (ET-058-2013).

**XV.** Que el 19 de setiembre de 2013, a través de la resolución RIE-081-2013, el Intendente de Energía en la aplicación trimestral de la *"metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional" resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para los servicios de generación y de distribución de electricidad que presta el ICE*. (ET-096-2013).

**XVI.** Que el 17 de diciembre de 2013, mediante la resolución RIE-108-2013, el Intendente de Energía en la aplicación anual para el 2014 de la *"metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional"* resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para los servicios de generación y distribución que presta el ICE. (ET-136-2013).

**XVII.** Que el 18 de marzo de 2014, por medio de la resolución RIE-012-2014, el Intendente de Energía en la aplicación trimestral de *la "metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional"* resolvió, entre otras cosas, fijar las tarifas para los servicios de generación y distribución que presta el ICE. (ET-022-2014).

**XVIII.** Que el 5 de mayo de 2014, por medio del oficio 0564-IE-2014, la Intendencia de Energía emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP. (Folios 1193 a 1194).

**XIX.** Que el 6 de mayo de 2014, mediante el memorando 264-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis, el recurso de apelación contra la resolución 1029-RCR-2012 y la gestión de nulidad contra la RIE-017-2013 ambas gestiones interpuestas por el ICE. (Folio 1192).

**XX.** Que el 18 de junio de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria mediante el oficio 446-DGAJR-2014, rindió el criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad interpuestos por el ICE contra la resolución 1029-RCR-2012 y el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013 respectivamente. (Folios 1195 al 1211).

**XXI.** Que el 1° de octubre de 2015, mediante el oficio 068-RGA-2015 la Reguladora General Adjunta, le solicitó al Intendente de Energía: *"(…) Informarme si se han dado decisiones al momento en que la DGAJR emitiera los criterios 445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014, que deban ser consideradas y puedan incidir en las recomendaciones formuladas en dichos documentos. Además, le solicito indicar expresamente cuales han sido esas gestiones, y si en su criterio tendrían algún impacto sobre alguna recomendación de los referidos informes de la DGAJR, a fin de contar con los elementos necesarios para mejor resolver (…)."* (No consta en autos).

**XXII.** Que el 3 de noviembre de 2015, por medio del oficio 1895-IE-2015, la Intendencia de Energía respondió la solicitud realizada por la Reguladora General Adjunta. (No consta en autos).

**XXIII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del oficio 446-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

*"[…]*

### *II. ANÁLISIS POR LA FORMA*

#### *1. NATURALEZA DEL RECURSO DE APELACIÓN*

*El recurso interpuesto contra la resolución 1029-RCR-2012, es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la LGAP.*

#### *2. NATURALEZA DE LA GESTIÓN DE NULIDAD*

*En cuanto a la gestión de nulidad interpuesta contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013, le resultan aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179 de la LGAP.*

***3. TEMPORALIDAD DEL RECURSO DE APELACIÓN***

*La resolución recurrida fue notificada al ICE, el 7 de enero de 2013 (folios 1131 y 1133), y la impugnación fue planteada el 10 de enero de 2013 (folios 970 a 987).*

*Conforme el artículo 346.1 de la LGAP, el recurso de apelación se debe interponer en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 10 de enero de 2013. Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo otorgado por Ley.*

***4. TEMPORALIDAD DE LA GESTIÓN DE NULIDAD***

*El auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013 le fue notificado al recurrente, el 5 de febrero de 2013 (folios 1182 y 1190), y la gestión de nulidad del ICE fue planteada el 6 de febrero de 2013 (folios 1148 a 1149).*

*Siendo que no se encuentra establecido en nuestro ordenamiento jurídico administrativo, un plazo para la impugnación en vía incidental de este tipo de actos -auto de mero trámite o acto preparatorio-, no es jurídicamente factible ponderar ni determinar cuál es el plazo aplicable a este asunto, para efectos de analizar la temporalidad del mismo.*

***5. LEGITIMACIÓN***

*Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que el ICE, está legitimado para actuar -en la forma en la que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la LGAP, ya que es parte en el procedimiento en que recayeron las resoluciones recurridas.*

***6. REPRESENTACIÓN***

*El señor José Francisco Garro Molina, actúa en su condición de Director de Gestión Tarifaria del ICE, con facultades de apoderado general sin límite de suma -según consta en la certificación notarial de folio 33 y 986- por lo que se encuentra facultado para actuar en nombre del citado instituto.*

*(...)*

## *V. PRECISIÓN NECESARIA*

*De previo a entrar a analizar el fondo de los argumentos de inconformidad del recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado por este Ente Regulador, que indique la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas de los servicios -del sector electricidad-que presta el ICE.*

## *VI. ANÁLISIS DE FONDO*

### *EN CUANTO AL RECURSO DE APELACIÓN*

#### *1. Sobre el cálculo del costo ponderado del capital.*

*El recurrente alega que la Aresep calculó erróneamente el costo ponderado de capital, ya que al sumar sus componentes individuales porcentuales (deuda y capital propio) no se llega al 100% como debería. Indica además que según el modelo utilizado por Aresep (WACC, del inglés Weighted Average Cost of Capital), el valor total del activo corresponde a la suma del valor de la deuda más el valor del capital propio y que por ende, la adición de las ponderaciones de esas fuentes debe ser igual al 100%. Adicionalmente señala que para el cálculo de la tasa libre de riesgo, debió utilizarse un periodo de 5 años históricos como se realizó en la aprobación tarifaria del 2012 y no de los 12 últimos meses, como se hiciera en la resolución recurrida, debido a que al considerar una mayor cantidad de datos se minimiza el impacto de posibles tendencias a la baja o al alza de las tasas de interés (bonos del Tesoro de los EEUU).*

*Del oficio 097-IE-2012 (folios 988 a 1066) que sirvió de base para la resolución recurrida se extrae que las ponderaciones del valor de la deuda (23%) y la del valor del capital propio (61%) como componentes de la estructura de capital no suman 1 (100%) sino que alcanzan el 0,84 (84%), como se desprende de la sumatoria realizada de ambos valores, visibles en el Anexo No. 4 del oficio 097-IE-2012 (folio 1059) y como consecuencia de ello, el cálculo del costo promedio ponderado del capital es incorrecto.*

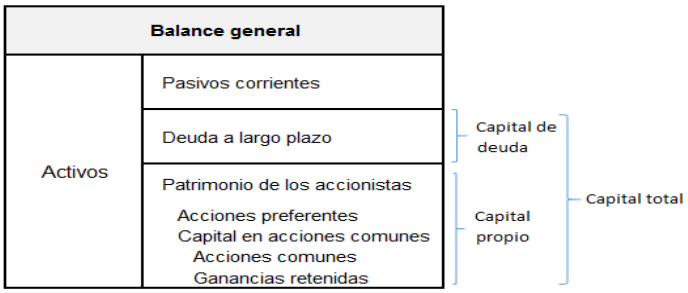
*De acuerdo con la técnica financiera, lo correcto es que dichos ponderadores sumen 1 (100% de la estructura de capital), por lo que se debería recalcular el costo promedio ponderado de capital. En ese sentido Gitman[1] (2007) indica lo siguiente:*

> *El costo de capital promedio ponderado (CCPP, ka, refleja el costo futuro promedio esperado de los fondos a largo plazo. Se calcula ponderando el costo de cada tipo específico de capital por su proporción en la estructura de capital de la empresa.*
>
> $$Ka = (wi*ki) + (wp*kp) + (ws*kroon)$$
>
> *Donde:*
> *Wi= proporción de la deuda a largo plazo en la estructura de capital*
> *Wp= proporción de acciones preferentes en la estructura de capital*
> *Ws= proporción de capital de acciones comunes en la estructura de capital*
> *wi+wp+ws= 1*
>
> *La suma de los ponderadores debe ser igual a 1.*

[1] Lawrence J. Gitman, *Principios de Administración Financiera*, Pearson Educación, México, 2007. pp 415-417; 451-452)

*Considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital. Gitman (2007) indica que Todos los rubros que se encuentran del lado derecho del balance general de la empresa, con excepción de los pasivos corrientes, son fuentes de capital.*

**Balance General Simplificado**




*Fuente: Lawrence J. Gitman, Principios de Administración Financiera, Pearson Educación, México, 2007.*

*Adicionalmente, se debe señalar que el Comité de Regulación utilizó, para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011 (tal como se indica en la nota debajo del cuadro No. 13 incluido en la resolución recurrida, visible a folios 1090 y 1091), lo que a criterio de esta asesoría, representa una inconsistencia en dicho cálculo, ya que el costo de capital se debe cuantificar en un momento específico. De ahí que la información financiera que lo determina se debe considerar para el mismo momento, es decir, utilizar sus valores a la misma fecha de corte. En este sentido, puede observarse lo indicado a folio 1091, párrafo tercero, "Considerando I" de la resolución recurrida "[…] que las estimaciones no son las más adecuadas cuando entre los datos existen diferencias temporales de 6 meses, dado que se tratan de realidades diferentes de la empresa y el mercado como tal".*

*Al respecto, Groppelli, Angelico A.; Ehsan Nikbakht (2000)[2] indican que "Los datos financieros que se relacionan, deben corresponder a un mismo momento o período en el tiempo".*

*Lo señalado anteriormente, también afecta el cálculo del beta apalancado, ya que para este efecto, se utiliza la razón entre deuda y patrimonio (ver la hoja de cálculo "Fórmulas" del archivo "Modelo costo de capital (CAPM y WACC)" (Disco compacto incluido a folio 1066), y al corresponder estos montos a fechas diferentes, se distorsiona el cálculo de esta variable.*

*Por otra parte, respecto a la tasa libre de riesgo, debe considerar el recurrente que dicha aplicación es conforme a lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP, ya que como se dijo no existe una metodología o modelo que indique el lapso a considerar para determinar dicha tasa.*

[2] Groppelli, Angelico A.; Ehsan Nikbakht (2000). Finance, 4th ed. Barron's Educational Series, Inc.

*Así las cosas, lleva razón el recurrente, únicamente en cuanto a que el cálculo del costo promedio ponderado de capital utilizado para fijar las tarifas estuvo mal calculado por parte del Comité de Regulación, más no así en cuanto al argumento del cálculo de la tasa libre de riesgo.*

***2. Disminución realizada por Aresep de ¢4 284,74 millones del rubro de operación, mantenimiento y comercialización del sistema de distribución.***

*Alega el recurrente que la Aresep hace modificaciones en sus cálculos al costo de Operación, Mantenimiento y Comercialización que da como resultado una disminución de ¢4 284,74 millones en este rubro. Indica que una de las razones dadas por Aresep en la resolución 1029-RCR-2012 para explicar esta diferencia radica en que "El ICE justificó únicamente aquellos gastos que exceden a la inflación y que su diferencia es superior a ¢10 millones, por lo tanto para aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación se utilizó el incremento de inflación" (folio 1096 de la resolución 1029-RCR-2012).*

*Sobre este punto, señala el ICE que se consideraron únicamente las variaciones que en términos absolutos fueran superiores a ¢10 millones de un periodo a otro, como consecuencia de que los objetos de gasto que no fueron considerados en el análisis, presentan variaciones que no son suficientemente representativas en relación con los gastos totales del sistema.*

*Este órgano asesor extrae del expediente algunas partidas de gasto que se ubican en este contexto y que el recurrente señaló:*

**Costos de operación y mantenimiento**
**-Millones de Colones-**

| Objeto Gasto | Descripción | Enero-Mayo 2011 | | Enero-Mayo 2012 | | Variación % | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Aresep | ICE | Aresep | ICE | Aresep | ICE |
| 68 | Otros servicios básicos | 0,42 | 0,4 | 0,44 | 0,63 | 4,40% | 50,20% |
| 74 | Transporte de bienes | 0,08 | 1,3 | 0,09 | 1,67 | 4,40% | 23,80% |
| 117 | Mantenimiento y reparación de otros equipos | 3,53 | 3,5 | 3,69 | 5,58 | 4,40% | 58,10% |
| 177 | Útiles y materiales de oficina y cómputo | 9,7 | 9,7 | 10,13 | 10,7 | 4,40% | 9,80% |
| 183 | Útiles y materiales de cocina y comedor | 0,36 | 0,4 | 0,37 | 0,62 | 4,40% | 74,60% |

*Fuente: Archivo electrónico Metodología costos de operar, mantener y comercializar Tarifaria 2013.xlsx Folio 1066 ET-138-2012.*

*Las diferencias en las cuentas objeto de gasto presentadas en el cuadro anterior radican principalmente en que la Aresep utilizó para proyectar las cuentas para el año 2012 un índice que contempla entre otras cosas el Índice de Precios al Consumidor 2006=100 estimado por el Banco Central de Costa Rica. En ese sentido, ver folio 1066, archivo electrónico "Escalamientos gastos ARESEP.xlsx" hoja de cálculo "Índices ARESEP".*

*Se observa que el ICE indicó en su alegato que los objetos de gasto no considerados en el análisis presentan una variación que oscila entre los ¢100 000,00 y ¢8 000 000,00, lo cual coincide con lo indicado en la resolución recurrida en cuanto a que el ICE no justificó partidas inferiores a ¢10 millones.*

*Así las cosas, el entonces Comité de Regulación indicó que el ICE al no justificar las partidas inferiores a ¢10 millones, aplicó el incremento de la inflación para su proyección. Sobre este particular, nótese que el mismo recurrente indica en su recurso "[…] las diferencias entre un periodo y otro no son lo suficientemente representativos (sic) con relación a los gastos totales de este sistema, motivo por cual no fueron consideradas en el análisis […]"*

*Este órgano asesor considera que el criterio utilizado en la resolución recurrida, para determinar el incremento de aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación, es conforme con lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos en ejercicio de las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.*

*Adicionalmente, el ICE indicó que no se le reconocieron los montos de los siguientes objetos de gasto por parte de Aresep para el periodo enero-mayo 2012:*

**Costos Operación y Mantenimiento**
**-Millones de Colones-**

| **Objeto Gasto** | **Descripción** | **Enero-Mayo 2012** | |
|---|---|---|---|
| | | **ICE** | **Aresep** |
| 878 | Utilización CST maquinaria y equipo talleres Pavas | 151,4 | |
| 880 | Utilización CST maquinaria equipo talleres Miravalles | 63 | |
| 909 | Utilización C.S. Logística Reversa | 104,7 | |
| 911 | Utilización C.S. Mantenimiento de vehículos | 193,5 | |
| 919 | Utilización C.S. Limpieza | 34,2 | |
| TOTAL | | 546,9 | |

*Fuente: ET-138-2012 (folio 977)*

*De la revisión del CD a folio 1066, archivo "Metodología costos de operar, mantener y comercializar Tarifaria 2013.xlsx", hoja de cálculo "BASE OPERAC-MANT" a celdas S110, S111, S116, S118 y S125, este órgano asesor observa que a dichas partidas (objetos de gasto 878, 880, 909, 911 y 919) para enero-mayo 2012 no se les asignó un valor para efectos del cálculo tarifario.*

*A folio 1096 del expediente ET-138-2012, se presentan las diferencias entre los cálculos estimados por Aresep y los estimados por el ICE en su solicitud, sin embargo, en la resolución recurrida no se justificó por qué no se consignaron valores para esos objetos de gasto.*

*Así las cosas, lleva razón parcialmente el recurrente, únicamente en cuanto a la falta de justificación para no asignar valores a los objetos de gasto números 878, 880, 909, 911 y 919 en el cálculo tarifario.*

***SOBRE LA NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN 1029-RCR-2012***

*Con el fin de evitar que los actos administrativos que se lleguen a dictar en este caso adolezcan de vicios; de conformidad con los artículos 102.d y 174 de la LGAP y sus reformas, se procede a señalar lo siguiente:*

*En tesis de principio, la validez del acto administrativo se logra verificar normalmente, con el cumplimiento y presencia en forma perfecta de todos los elementos que lo constituyen, tanto formales como sustanciales. Estos elementos a que hacemos referencia, tanto la doctrina nacional como la misma LGAP, los distingue entre formales y sustanciales. Entre los elementos formales, se encuentran el sujeto, el procedimiento y la forma; y entre los sustanciales o materiales resaltan el motivo, contenido y fin. De tal suerte, que el contenido del acto constituye el efecto jurídico, el cambio que introduce en el mundo jurídico, es por así decirlo; la parte dispositiva del acto. El motivo, como elemento sustancial del acto administrativo, es el presupuesto jurídico, el hecho condicionante que da génesis al acto administrativo.*

*Así las cosas, las razones para anular los actos administrativos, residen en los artículos 158 al 179 de la LGAP. Más específicamente, en lo concerniente a la nulidad absoluta del acto administrativo, establece dicha ley en sus artículos 166 y 167 respectivamente, que deben de faltarle totalmente al acto administrativo del que se trate, uno o varios de sus elementos constitutivos, real o jurídicamente, o bien, que la imperfección impida la realización del fin del acto, lo que a nuestro juicio, ocurrió en el caso bajo examen por las razones que se dirán.*

*En el caso concreto, no es que falten o se hayan omitido los elementos del acto a los que hemos hecho referencia, sino que, el vicio en los mismos radica en la imperfección presente en ellos, lo que hace que el acto recurrido sea sustancialmente disconforme con el ordenamiento jurídico, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final tomada en este caso.*

*Así las cosas, al presentarse el vicio en el elemento "motivo y contenido" del acto, implica que existe un vicio en varios de sus elementos sustanciales y ello genera la nulidad absoluta de lo actuado y resuelto mediante la resolución 1029-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012, debido a que las razones y/o motivos que fundamentaron, entre otras cosas, el incremento en las tarifas del sistema de distribución del ICE, no fueron congruentes ni acertadas con la realidad fáctica del caso e incidieron categóricamente en la decisión final que se adoptó en este caso.*

*Adicionalmente, este órgano asesor debe señalar, después de analizados los efectos de las tarifas fijadas en la resolución recurrida, que:*

*La resolución RJD-017-2012 estableció la "Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del Servicio de Electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional" modificada por la resolución RJD-128-2012, la cual indica entre otras cosas lo siguiente:*

*Los nuevos precios de energía y potencia que se aplicarán una vez aprobado este ajuste, serán los siguientes en cada período o temporada, según corresponda:*

$$P_{DX} = P_{DR} * (1 + CDi) \qquad \textit{(Fórmula 5)}$$

***Donde:***

$P_{DX}$ = *Precio del sistema de distribución actualizado por el CVC aprobado, en cada período.*

$P_R$= *Precio del sistema de distribución anterior al ajuste del CVC aprobado, en cada período, sin considerar el componente de combustibles.*

$CD_i$ = *Es la proporción entre el costo variable estimado del combustible del trimestre i que se transfiere al sistema de distribución y el ingreso estimado por ventas de energía y potencia del sistema de distribución a usuarios finales (en colones), sin considerar en las tarifas el componente de combustibles para la generación térmica (incluido el pago que efectúa el sistema de alumbrado público al de distribución).*

*Lo anterior establece que el nuevo precio de energía, será igual al precio anterior al ajuste por CVC multiplicado por una proporción entre costo e ingresos. Nótese que la metodología vigente toma como base para determinar el nuevo precio de distribución un precio PDR el cuál fue calculado antes del ajuste del CVC y que no considera el componente de combustibles.*

*Es importante señalar que el informe 097-IE-2012, sirvió de base para la resolución 1029-RCR-2012 y también fue utilizado dentro de la resolución 1031-RCR-2012 como se indica a continuación:*

*1031-RCR-2012 (ET-211-2012)*

> *"[...]*
> *Para el cálculo de los ingresos vigentes, se utilizaron los precios promedios por tarifa con la información disponible para el año 2012 (enero a octubre) y 2011 (noviembre y diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplica las tarifas estimadas para el sistema de distribución del ICE sin combustibles contenidas en el informe 097-IE-2012, tramitado en el expediente ET-138-2012. [...]"*

*Adicionalmente, las tarifas fijadas en la resolución 1029-RCR-2012 fueron utilizadas para el cálculo de los ingresos del ICE-Distribución en las siguientes fijaciones tarifarias en aplicación de la "Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del Servicio de Electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional", mediante las resoluciones: RIE-039-2013, RIE-063-2013, RIE-081-2013, RIE-108-2013, RIE-012-2014.*

*En lo que interesa, se indica en las resoluciones supra citadas lo siguiente:*

*RIE-039-2013 (ET-018-2013):*

> *"[...]*

> *Para estimar los ingresos sin combustibles en el ICE se obtienen del estudio ordinario del sistema de distribución tramitado en el ET-138-2012, aprobado mediante resolución 1029-RCR-2012 del 21 de diciembre del 2012. [...]"*

*RIE-063-2013 (ET-058-2013):*

> *"[...]*
> *Los ingresos de las empresas distribuidoras se obtienen de las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1031-RCR-2012 ambas del 21 de diciembre del 2012 y RIE-027-2013 del 1 de marzo del 2013. [...]"*

*RIE-081-2013 (ET-096-2013):*

> *"[...]*
> *Los ingresos de las empresas distribuidoras se obtienen de las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1031-RCR-2012 ambas del 21 de diciembre del 2012, RIE-027-2013 del 1 de marzo del 2013, la RIE-056-2013 del 7 de junio del 2013, la RIE-059-2013 del 18 de junio del 2013 y la RIE-079-2013 del 06 de setiembre del 2013. [...]"*

*RIE-108-2013 (ET-136-2013) y RIE-012-2014 (ET-022-2014):*

> *"[...]*
> *2. Los ingresos de las empresas distribuidoras se calculan con las tarifas obtenidas en las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1031-RCR-2012 ambas del 21 de diciembre del 2012, RIE-027-2013 del 1 de marzo del 2013, la RIE-056-2013 del 7 de junio del 2013 modificada por la RIE-100-2013, la RIE-059-2013 del 18 de junio del 2013 modificada por la RIE-098-2013 y la RIE-079-2013 del 06 de setiembre del 2013. [...]"*

*Así las cosas, los ingresos del Sistema de Distribución del ICE, en las resoluciones indicadas, fueron obtenidos a partir de las tarifas recomendadas en el oficio 097-IE-2012 y fijadas en la resolución 1029-RCR-2012.*

*Debido a lo anterior, y como no se encuentran razones jurídicas ni técnicas que fundamenten: (1) las ponderaciones del valor de la deuda (23%) y la del valor del capital propio (61%) resultantes como componentes de la estructura de capital alcanzan el 0,84(84%), lo cual no es conforme con la técnica financiera, ya que deben de sumar 1 (100% de la estructura de capital) (2) que el Comité de Regulación, para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, usó el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos, utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011, siendo lo correcto que la información que lo determina debe cuantificarse en un momento específico (misma fecha de corte) y que ello afectó también el cálculo del beta apalancado resultante (3) las ponderaciones de la estructura de capital (deuda a largo plazo y patrimonio) deben sumar 1 (o 100%), considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un*

*resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital, (4) la falta de justificación para no asignar valores a los objetos de gasto números 878, 880, 909, 911 y 919 en el cálculo tarifario, (5) por su conexidad, se deben anular parcialmente también las resoluciones 1031-RCR-2012, RIE-039-2013, RIE-063-2013, RIE-081-2013, RIE-108-2013 y RIE-012-2014, únicamente en cuanto a la utilización de las tarifas definidas en la resolución recurrida 1029-RCR-2012 (PDR) como base para determinar el "precio del sistema de distribución actualizado por el CVC aprobado, en cada período" (PDX) y los ingresos sin combustible que se utilizaron para fijar, -en todas ellas-, las tarifas del sistema de distribución del ICE.*

*Como resultado de lo anterior, es criterio de este órgano asesor que lo procedente es acoger parcialmente por el fondo el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1029-RCR-2012 únicamente en cuanto al cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC) utilizado para fijar las tarifas y a la falta de justificación para no asignar valores a los objetos de gasto números 878, 880, 909, 911 y 919 en el cálculo tarifario y en consecuencia, anular de oficio dicha resolución y por su conexidad anular parcialmente las resoluciones 1031-RCR-2012, RIE-039-2013, RIE-063-2013, RIE-081-2013, RIE-108-2013 y RIE-012-2014, y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.*

***DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS ANULATORIOS QUE DISPONGA LA JUNTA DIRECTIVA***

*Considerando que el Comité de Regulación mediante la resolución 1029-RCR-2012, determinó las tarifas con las cuales se calcularon los ingresos que se utilizaron para fijar las tarifas (CVC) del sistema de distribución del ICE en la resolución RIE-012-2014, vigentes a la fecha de emisión de este dictamen, resulta necesario dimensionar los efectos del acto anulatorio que la Junta Directiva pudiera llegar a disponer, con el fin de no ocasionar una dislocación grave al ordenamiento jurídico, un desequilibrio financiero al prestador del servicio ni afectar a los usuarios en la continuidad, la calidad y prestación óptima de los servicios públicos aquí citados.*

*Al respecto, la entonces Asesoría Legal de Junta Directiva había analizado ampliamente el tema, mediante el dictamen 188-AJD-2008, de 12 de junio de 2008, -el cual compartimos- del que conviene extraer, para efectos del análisis del presente recurso, lo siguiente:*

> ***"(…) Dimensionamiento de los efectos de los actos administrativos anulatorios***
>
> *Comencemos diciendo que los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la Ley general de la administración pública, establecen los límites dentro de los que pueden actuar los funcionarios públicos y los órganos de las Administraciones públicas, nos referimos al llamado Principio de legalidad.*
>
> *Conforme a dicho principio, los funcionarios públicos no pueden arrogarse facultades que la ley no les asigne, porque son simples depositarios de la autoridad que tiene su fuente en la ley.*

*Siendo así las cosas, es imperativo para el funcionario o el órgano público, basar sus actos y actuaciones en lo que disponga el ordenamiento jurídico, de ahí la necesidad que buscar en ese ordenamiento la norma que faculte dictar los actos administrativos de que se trate.*

*La ley general de repetida cita, no contiene norma expresa que regule el dimensionamiento que comentamos. Sin embargo, su artículo 229 remite al Código procesal contencioso-administrativo, cuando no haya norma en esa ley general, para resolver determinado caso. (…)*

*Así, el artículo 131 del código procesal de cita, es la norma que faculta a los órganos de la Administración pública para que puedan realizar el dimensionamiento del que venimos hablando. Reza ese artículo:*

> ***ARTÍCULO 131***
> ***1) La declaración de nulidad absoluta tendrá efecto declarativo y retroactivo a la fecha de vigencia del acto o la norma, todo sin perjuicio de los derechos adquiridos de buena fe.***
>
> ***2) La declaratoria de nulidad relativa tendrá efectos constitutivos y futuros.***
>
> ***3) <u>Si es necesario para la estabilidad social y la seguridad jurídica, la sentencia deberá graduar y dimensionar sus efectos en el tiempo, el espacio o la materia</u>.*** *(El original no está subrayado).*
>
> *Una norma similar al artículo 131 recién citado, se halla en el párrafo segundo del artículo 91 de la Ley de la jurisdicción constitucional, que prescribe:* ***"La sentencia constitucional de anulación podrá graduar y dimensionar en el espacio, el tiempo o la materia, su efecto retroactivos, y dictará las reglas necesarias para evitar que éste produzca graves dislocaciones de la seguridad, la justicia y la paz sociales."***
>
> *El Tribunal Constitucional de Costa Rica, basado en el referido artículo 91 -como se dijo, norma equivalente al artículo 131 del citado código procesal-; ha dimensionado los efectos de varios de sus resoluciones. (…)*

*De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada por los artículos 53 inciso b) de la Ley 7593, 102 inciso d), 113, 171, 180, 186 y 229 de la LGAP en relación con el artículo 131 del Código*

*Procesal Contencioso Administrativo para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.*

*Así las cosas, resulta indispensable señalar que si la Junta Directiva procede a anular las resoluciones aquí indicadas, dimensione sus efectos únicamente en cuanto a las tarifas fijadas en las resoluciones 1029-RCR-2012 (utilizadas para fijar las tarifas vigentes) y RIE-012-2014 para el sistema de distribución del ICE, manteniendo vigentes las mismas, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan.*

***EN CUANTO A LA GESTIÓN DE NULIDAD CONTRA LA RIE-017-2013***

*En cuanto a este tema, se le aclarara al recurrente, que cuando el administrado se encuentra inconforme con alguna decisión de la Administración, puede interponer ambos recursos ordinarios dentro del procedimiento; es decir, revocatoria con apelación en subsidio. Entonces, al resolverse en primera instancia, el recurso de revocatoria por parte del órgano director del procedimiento al emitir su resolución, procede a emplazar a las partes ante el órgano superior por el término de 3 días. Una vez transcurrido ese término, dicho órgano remite al superior el recurso de apelación con el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP.*

*Ahora bien, tome nota el ICE que igual práctica procesal corresponde, -en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 349 supracitado-, cuando el administrado interpone sólo el recurso de apelación. En este caso, el órgano director del procedimiento de igual manera, debe emplazar a las partes ante el órgano de alzada, dentro del término citado, para que hagan valer sus derechos y manifiesten lo que a bien tengan con respecto a la gestión presentada.*

*En el caso subexámine, consta en autos que el ICE interpuso sólo recurso de apelación contra la resolución 1029-RCR-2012 y teniendo en cuenta que no existe norma legal que habilite a la Autoridad Reguladora para prescindir de dicha etapa procesal -emplazamiento-, lo actuado y resuelto en este caso por parte de la Intendencia de Energía, en cuanto al emplazamiento, fue lo legal y procesalmente correcto.*

*Por ello, de aceptar como válida alguna de las razones que alegó el ICE, constituiría una flagrante violación de lo dispuesto en los artículos 11 y 129 de la Constitución Política y 11 de la LGAP, pues no podría la Autoridad Reguladora bajo ninguna circunstancia, desaplicar el ordenamiento jurídico para favorecer los intereses de un particular y omitir, de forma arbitraria e ilegal, etapas procesales en perjuicio de las demás partes dentro de un procedimiento tarifario determinado, sólo porque una de ellas considera -injustificadamente- esa etapa como dilatoria.*

*Tenemos entonces, que el emplazamiento ante el órgano de alzada, es una etapa normal del procedimiento y que la misma es una garantía procesal para las partes, la cual no puede ser omitida en detrimento de los derechos de las partes ya que ello podría causarles una eventual indefensión por no estar debidamente informadas de lo que acontece dentro del procedimiento. Ello es así, en virtud del deber de emplazar a las partes que establece el numeral 349 supracitado y el término de tres días otorgado, es producto de lo que dispone el numeral 262 inciso a) de la LGAP. Sin que ello constituya o represente la posibilidad per se, de la apertura de una nueva etapa procesal para la interposición de más*

*recursos (ordinarios), tal y como lo interpretó erróneamente el ICE, pues ello sería totalmente improcedente a raíz de lo dispuesto en los artículos 343, 345.1, 346.1, 347.2 y 349.1 de la LGAP.*

*Por ello, mediante la RIE-017-2013, la Intendencia de Energía procedió como en derecho corresponde, a dar traslado del recurso del ICE a las demás partes del procedimiento, al tenor de lo dispuesto en los artículos 275 y 349 ibídem.*

*En conclusión, tenemos que la actuación de la Intendencia de Energía se encontró ajustada a derecho, conforme a los principios de legalidad y del debido proceso. Por ello, este órgano asesor disiente de lo alegado por el ICE, en cuanto a que tal práctica redunda en una actuación dilatoria y por el contrario, no se aprecia en la especie fáctica del caso, la existencia de vicio alguno en los términos establecidos en los artículos 158 a 179 y 223 de la LGAP, que pudiera llegar a producir la nulidad que se acusa por las razones expuestas.*

*En consecuencia, este órgano asesor recomienda rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento realizado por la Intendencia de Energía mediante la RIE-017-2013.*

## *VII. CONCLUSIONES*

***1.*** *Desde el punto de vista formal el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1029-RCR-2012 fue interpuesto en tiempo y forma.*

***2.*** *Desde el punto de vista formal, la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento RIE-017-2013 resulta admisible.*

***3.*** *Las ponderaciones del valor de la deuda y la del valor del capital propio, como componentes de la estructura de capital no suman 1 (100%) sino que alcanzan el 0,84 (84%) y como consecuencia de ello, el cálculo del costo promedio ponderado del capital es incorrecto.*

***4.*** *Para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, se usó el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos, se utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011, siendo lo correcto que la información que lo determina debe cuantificarse en un momento específico (misma fecha de corte) y que ello afectó también el cálculo del beta apalancado resultante.*

***5.*** *Las ponderaciones de la estructura de capital (deuda a largo plazo y patrimonio) deben sumar 1 (o 100%), considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital.*

***6.*** *El cálculo de la tasa libre de riesgo es conforme con lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP.*

***7.*** *El criterio utilizado para determinar el incremento de aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación, es conforme con lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP.*

***8.*** *La no asignación de valores a los objetos de gasto números 878, 880, 909, 911 y 919 en el cálculo tarifario no fue justificada.*

***9.*** *En las resoluciones 1031-RCR-2012, RIE-039-2013, RIE-063-2013, RIE-081-2013, RIE-108-2013 y RIE-012-2014, se utilizaron las tarifas definidas en la resolución recurrida 1029-RCR-2012 como base para determinar el precio del sistema de distribución actualizado por el CVC aprobado, en cada período y también para el cálculo de los ingresos estimados por ventas de energía y potencia a usuarios finales sin considerar el componente de combustibles, para fijar las tarifas (CVC) del sistema de distribución del ICE.*

***10.*** *La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.*

***11.*** *El emplazamiento ante el órgano de alzada, es una etapa normal del procedimiento y la misma es una garantía procesal para las partes, la cual no puede ser omitida en detrimento de sus derechos, en virtud de lo que establece el numeral 349 de la LGAP.*

*[…] ”*

**II.** De conformidad con lo establecido en el artículo 303 de la Ley General de la Administración Pública, la Junta Directiva procede a apartarse parcialmente del criterio externado en el oficio 446-DGAJR-2014, únicamente en cuanto a las recomendaciones: *“**1.-** Acoger parcialmente por el fondo el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1029-RCR-2012, únicamente en cuanto al cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC) utilizado para fijar las tarifas y a la falta de justificación para no asignar valores a los objetos de gasto números 878, 880, 909, 911 y 919 en el cálculo tarifario, (….) **3.-**Declarar de oficio la nulidad absoluta de la resolución 1029-RCR-2012, y por su conexidad declarar de oficio la nulidad parcial de las resoluciones 1031-RCR-2012, RIE-039-2013, RIE-063-2013, RIE-081-2013, RIE-108-2013 y RIE-012-2014, únicamente en cuanto a la utilización de las tarifas definidas en la resolución recurrida 1029-RCR-2012 ($P_{DR}$) como base para determinar el “precio del sistema de distribución actualizado por el CVC aprobado, en cada período” ($P_{DX}$) y los ingresos sin combustible que se utilizaron para fijar, -en todas ellas-las tarifas del sistema de distribución del ICE, **4.-**Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en la presente resolución y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan, **5.-**Dimensionar las resoluciones 1029-RCR-2012 (tarifas utilizadas para fijar las tarifas vigentes) y RIE-012-2014, de manera que se mantengan vigentes las tarifas fijadas en esta última resolución, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan”,* lo anterior con fundamento en lo señalado en el oficio 1895-IE-2015, que se transcribe a continuación:

*“[…]*

*Las fijaciones tarifarias que se han realizado al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), luego de emitidas las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, son las siguientes:*

| ***Número de resolución*** | ***Fecha de publicación*** | ***Sistema*** | ***Tipo de fijación*** |
|---|---|---|---|
| *RIE-039-2013* | *13/04/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-063-2013* | *02/07/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-081-2013* | *03/10/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-108-2013* | *20/12/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-012-2014* | *24/03/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-034-2014* | *30/06/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-061-2014* | *25/09/2014* | *Generación y distribución* | *Ordinario* |
| *RIE-063-2014* | *30/09/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-098-2014* | *22/12/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| ***RIE-018-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Transmisión*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-017-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Generación*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-019-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Distribución*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-020-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Alumbrado Público*** | ***Ordinario*** |
| *RIE-029-2015* | *24/03/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-066-2015* | *30/06/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-087-2015* | *05/08/2015* | *Generación y distribución* | *Ordinario* |
| *RIE-094-2015* | *25/09/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |

*Por su parte se indica, que las resoluciones impugnadas (1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012), correspondieron a fijaciones de los sistemas de distribución y alumbrado público, tarifas que no se encuentran vigentes, e incluso que posteriormente fueron fijadas de manera ordinaria mediante resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015.*

*Se aclara que para efectos del cálculo de las tarifas de forma ordinaria, como las ocurridas en las resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015, se utiliza el modelo de tasa de retorno, por medio del cual se calcula de forma independiente cada fijación ordinaria, o sea no se toma la información de la tarifa anterior para el cálculo; de ahí que a criterio de esta Intendencia, las recomendaciones emitidas en los informes de la Dirección General de Asesoría Jurídica (445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014), respecto a los recursos planteados contra las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, carecerían de interés actual.*

*[…]"*

**III.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.** Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación

interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1029-RCR-2012, **2.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013, **3.** Agotar la vía administrativa, **4.** Notificar a las partes, la presente resolución, **5.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

**IV.** Que en la sesión 58-2015 del 19 de noviembre de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de noviembre de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base sobre la base de los oficios 446-DGAJR-2014 y 1895-IE-2015, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

**I.** Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1029-RCR-2012.

**II.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el Instituto Costarricense de Electricidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-017-2013.

**III.** Agotar la vía administrativa.

**IV.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**V.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**NOTIFÍQUESE.**

**ARTÍCULO 6. Recurso de apelación contra la resolución 1030-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012 y gestión de nulidad contra la resolución RIE-011-2013, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad. Expediente ET-136-2012.**

La Junta Directiva conoce el oficio 445-DGAJR-2014 del 18 de junio de 2014, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de apelación contra la resolución 1030-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012 y gestión de nulidad contra la resolución RIE-011-2013, interpuestos por el Instituto Costarricense de Electricidad.

El señor ***Daniel Fernández Sánchez*** y la señorita ***Adriana Martínez Palma*** explica los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso, contenido en el criterio 445-DGAJR-2014.

Seguidamente, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** indica que mediante oficio 1895-IE-2015, la Intendencia de Energía señala lo siguiente: "*que las resoluciones impugnadas (1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012), correspondieron a fijaciones de los sistemas de distribución y alumbrado público, tarifas que no se encuentran vigentes e incluso, que posteriormente fueron fijadas de manera ordinaria mediante resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015.*

*Se aclara que para efectos del cálculo de las tarifas de forma ordinaria, como las ocurridas en las resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015, se utiliza el modelo de tasa de retorno, por medio del cual se calcula de forma independiente cada fijación ordinaria, o sea no se toma la información de la tarifa anterior para el cálculo; de ahí que a criterio de la Intendencia de Energía, las recomendaciones emitidas en los informes de la Dirección General de Asesoría Jurídica (445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014), respecto a los recursos planteados contra las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, carecerían de interés actual".*

En razón de lo anterior, sugiere a la Junta Directiva, apartarse parcialmente del criterio contenido en el oficio 446-DGAJR-2016 y acoger una nueva propuesta de acuerdo en los siguientes términos:

- *Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1030-RCR-2012.*
- *Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013.*
- *Agotar la vía administrativa.*
- *Notificar a las partes, la presente resolución.*
- *Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.*

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, según oficio 446-DGAJR-2014, así como lo indicado por la Intendencia de Energía en el oficio 1895-IE-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 04-58-2015**

**1.** Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1030-RCR-2012.

**2.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE, contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013.

**3.** Agotar la vía administrativa.

**4.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**5.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**6.** Díctese la presente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 14 de setiembre de 2012, el Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE) solicitó un ajuste ordinario de tarifas eléctricas para el sistema de alumbrado público, sin combustibles. (Folios 1 al 386).

**II.** Que el 20 de diciembre de 2012, mediante el oficio 2901-DGPU-2012, la entonces Dirección General de Participación del Usuario (en adelante DGPU) elaboró el acta N° 110-2012, referida a la audiencia pública celebrada el 5 de diciembre de 2012. (Folios 578 al 598).

**III.** Que el 20 de diciembre de 2012, por medio del oficio 098-IE-2012 la Intendencia de Energía emitió el informe técnico sobre la solicitud tarifaria del ICE para el servicio de alumbrado público. (Folios 616 al 665).

**IV.** Que el 21 de diciembre de 2012, a través de la resolución 1030-RCR-2012, el entonces Comité de Regulación resolvió la solicitud de ajuste tarifario del ICE, de la siguiente manera: "*I. Incrementar la tarifa del servicio de alumbrado público del ICE en un 10,6% a partir del 1 de enero de 2013. // II. Fijar la tarifa para el sistema de alumbrado público, según se detalla a continuación: //* ***Tarifa (T-AP): Alumbrado Público*** *// a. Aplicación: Esta tarifa se debe aplicar a los consumidores directos del ICE, por el disfrute del alumbrado público en parques, vías públicas, zonas recreativas y deportivas, etc. // b. Precios mensuales: // Por cada kWh de consumo de electricidad... ¢3,79. // Esta tarifa tiene un cargo fijo mínimo de 30 kWh y un máximo de aplicación de 50000 kWh por mes (…)*. (Folios 673 al 708).

**V.** Que el 10 de enero de 2013, mediante el oficio 5407-007-2013, el ICE interpuso recurso de apelación contra la resolución 1030-RCR-2012, del 21 de diciembre de 2012. (Folios 603 al 615).

**VI.** Que el 25 de enero de 2013, por medio del oficio 064-IE-2013/2096 la Intendencia de Energía elevó el recurso de apelación a la Junta Directiva según lo establecido en el artículo 349 de la LGAP. (Folios 709 al 710).

**VII.** Que el 28 de enero de 2013, a través del oficio 040-SJD-2013/2313, la Secretaría de la Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012. (Folio 711).

**VIII.** Que el 30 de enero de 2013, mediante el auto RIE-011-2013, la Intendencia de Energía emplazó a las partes ante la Junta Directiva con respecto al recurso de apelación únicamente planteado por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012. (Folios 719 al 726).

**IX.** Que el 4 de febrero de 2013, por medio del oficio 5407-014-2013, el ICE presentó incidente de nulidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013. (Folios 712 al 713).

**X.** Que el 4 de febrero de 2013, a través del memorando 068-DGJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria devolvió, entre otros, el recurso de apelación del ICE contra la resolución 1030-RCR-2012 sin más trámite, para que la Intendencia de Energía enderezara el procedimiento y emplazara de previo a las partes ante el órgano superior. (Folio 714).

**XI.** Que no consta en autos, que alguna de las demás partes del procedimiento haya contestado el emplazamiento conferido sobre el recurso interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012.

**XII.** Que el 11 de febrero de 2013, mediante el oficio 127-IE-2013 la Intendencia de Energía elevó el recurso de apelación a la Junta Directiva según lo establecido en el artículo 349 de la LGAP. (Folios 717 al 718).

**XIII.** Que el 12 de febrero de 2013, por medio del memorando 081-SJD-2013/3938, la Secretaría de la Junta Directiva remitió nuevamente a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012. (Folio 716).

**XIV.** Que el 18 de junio de 2014, a través del oficio 445-DGAJR-2014 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rindió el criterio sobre el recurso de apelación del ICE contra la resolución 1030-RCR-2012 y la gestión de nulidad contra la RIE-011-2013. (Folios 727 al 739).

**XV.** Que el 1° de octubre de 2015, mediante el oficio 068-RGA-2015 la Reguladora General Adjunta, le solicitó al Intendente de Energía: *"(…) Informarme si se han dado decisiones al momento en que la DGAJR emitiera los criterios 445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014, que deban ser consideradas y puedan incidir en las recomendaciones formuladas en dichos documentos. Además, le solicito indicar expresamente cuales han sido esas gestiones, y si en su criterio tendrían algún impacto sobre alguna recomendación de los referidos informes de la DGAJR, a fin de contar con los elementos necesarios para mejor resolver (…)."* (No consta en autos).

**XVI.** Que el 3 de noviembre de 2015, por medio del oficio 1895-IE-2015, la Intendencia de Energía respondió a la solicitud realizada por la Reguladora General Adjunta. (No consta en autos).

**XVII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 445-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

*"[…]*

## *II. ANÁLISIS POR LA FORMA*

### *1) NATURALEZA DEL RECURSO*

*El recurso interpuesto contra la resolución 1030-RCR-2012, es el ordinario de apelación, al que le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 a 352 de la LGAP.*

***2) NATURALEZA DE LA GESTIÓN DE NULIDAD***

*En cuanto a la gestión de nulidad interpuesta contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013, le resultan aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 a 179.*

***3) TEMPORALIDAD DEL RECURSO***

*La resolución recurrida fue notificada al ICE el 7 de enero de 2013 (folios 705 y 707), y la impugnación fue planteada el 10 de enero de 2013 (folios 603 a 615).*

*Conforme el artículo 346.1 de la LGAP, el recurso de apelación se debe interponer en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 10 de enero de 2013. Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo otorgado por Ley.*

***4) TEMPORALIDAD DE LA GESTIÓN DE NULIDAD***

*El auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013 le fue notificado al recurrente, el 30 de enero de 2013 (folios 719 y 721), y la gestión de nulidad del ICE fue planteada el 4 de febrero de 2013 (folios 712 y 713).*

*Siendo que no se encuentra establecido en nuestro ordenamiento jurídico administrativo, un plazo para la impugnación en vía incidental de este tipo de actos -auto de mero trámite o acto preparatorio-, no es jurídicamente factible ponderar ni determinar cuál es el plazo aplicable a este asunto, para efectos de analizar la temporalidad del mismo.*

***5) LEGITIMACIÓN***

*Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que el ICE, está legitimado para actuar -en la forma en la que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en los artículos 275 y 276 de la LGAP, ya que es parte en el procedimiento en que recayeron las resoluciones recurridas.*

***6) REPRESENTACIÓN***

*El señor José Francisco Garro Molina, actúa en su condición de Director de Gestión Tarifaria del ICE, con facultades de apoderado general -según consta en la certificación notarial de folios 24 y 614- por lo que se encuentra facultado para actuar en nombre del citado instituto.*

*(…)*

## *V. PRECISIÓN NECESARIA*

*De previo a entrar a analizar el fondo de los argumentos de inconformidad del recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado por este Ente Regulador, que indique la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la*

*información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas de los servicios -del sector electricidad-que presta el ICE.*

***VI. ANÁLISIS POR EL FONDO***

***EN CUANTO AL RECURSO DE APELACIÓN***

## 1. *Sobre el cálculo del costo ponderado del capital.*

*El recurrente alega que se calculó erróneamente el costo ponderado de capital, ya que al sumar sus componentes individuales porcentuales (deuda y capital propio) no se llega al 100% como debería. Indica además que según el modelo utilizado por Aresep (WACC, del inglés Weighted Average Cost of Capital), el valor total del activo corresponde a la suma del valor de la deuda más el valor del capital propio y que por ende, la adición de las ponderaciones de esas fuentes debe ser igual al 100%. Adicionalmente señala que para el cálculo de la tasa libre de riesgo, debió utilizarse un periodo de 5 años históricos como se realizó en la aprobación tarifaria del 2012 y no de los 12 últimos meses, como se hiciera en la resolución recurrida, debido a que al considerar una mayor cantidad de datos se minimiza el impacto de posibles tendencias a la baja o al alza de las tasas de interés (bonos del Tesoro de los EEUU).*

*Del oficio 098-IE-2012 (folios 616 a 665) que sirvió de base para la resolución recurrida se extrae que las ponderaciones del valor de la deuda (24%) y la del valor del capital propio (49%) como componentes de la estructura de capital no suman 1 (100%) sino que alcanzan el 0,73 (73%), como se desprende de la sumatoria realizada de ambos valores, visibles en el anexo No.3 del oficio 098-IE-2012 (folio 663) y como consecuencia de ello, el cálculo del costo promedio ponderado del capital es incorrecto.*

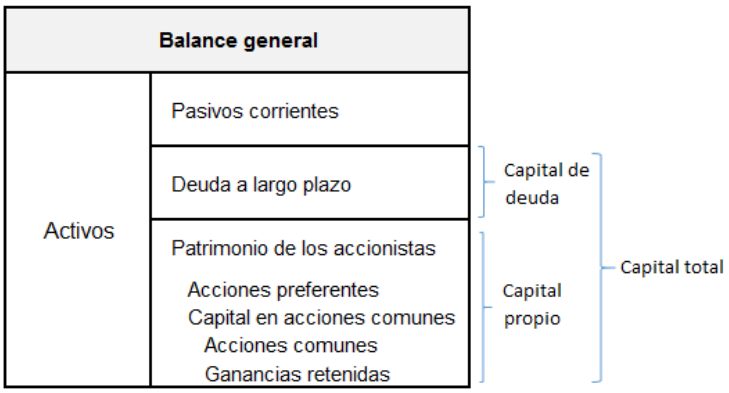
*De acuerdo con la técnica financiera, lo correcto es que dichos ponderadores sumen 1 (100% de la estructura de capital), por lo que se debería recalcular el costo promedio ponderado de capital. En ese sentido Gitman3 (2007) indica lo siguiente:*

> *El costo de capital promedio ponderado (CCPP, ka, refleja el costo futuro promedio esperado de los fondos a largo plazo. Se calcula ponderando el costo de cada tipo específico de capital por su proporción en la estructura de capital de la empresa.*
>
> $$Ka = (wi*ki) + (wp*kp) + (ws*kroon)$$
>
> *Donde*
> *Wi= proporción de la deuda a largo plazo en la estructura de capital*
> *Wp= proporción de acciones preferentes en la estructura de capital*
> *Ws= proporción de capital de acciones comunes en la estructura de capital*
> *wi+wp+ws= 1*
>
> *La suma de los ponderadores debe ser igual a 1.*

[3] Lawrence J. Gitman, *Principios de Administración Financiera*, Pearson Educación, México, 2007. pp 415-417; 451-452)

*Considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital. Gitman (2007) indica que "Todos los rubros que se encuentran del lado derecho del balance general de la empresa, con excepción de los pasivos corrientes, son fuentes de capital."*

***Balance General Simplificado***




Fuente: Lawrence J. Gitman, Principios de Administración Financiera, Pearson Educación, México, 2007.

*Adicionalmente, se debe señalar que el Comité de Regulación utilizó, para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011 (tal como se indica en la nota debajo del cuadro No. 12 incluido en la resolución recurrida, visible a folio 688), lo que a criterio de esta asesoría, representa una inconsistencia en dicho cálculo, ya que el costo de capital se debe cuantificar en un momento específico. De ahí que la información financiera que lo determina se debe considerar para el mismo momento, es decir, utilizar sus valores a la misma fecha de corte. En este sentido, puede observarse lo indicado a folio 688, párrafo tercero, "Considerando I" de la resolución recurrida "[…] que las estimaciones no son las más adecuadas cuando entre los datos existen diferencias temporales de 6 meses, dado que se tratan de realidades diferentes de la empresa y el mercado como tal".*

*Al respecto, Groppelli, Angelico A.; Ehsan Nikbakht (2000)4 indican que "Los datos financieros que se relacionan, deben corresponder a un mismo momento o período en el tiempo".*

*Lo señalado anteriormente, también afecta el cálculo del beta apalancado, ya que para este efecto, se utiliza la razón entre deuda y patrimonio (ver la hoja de cálculo "Fórmulas" del archivo "Modelo Costo de capital (CAPM y WACC)" (Disco compacto incluido a folio 665), y al corresponder estos montos a fechas diferentes, se distorsiona el cálculo de esta variable.*

[4] Groppelli, Angelico A.; Ehsan Nikbakht (2000). Finance, 4th ed. Barron's Educational Series, Inc.

*Por otra parte, respecto a la tasa libre de riesgo, debe considerar el recurrente que dicha aplicación es conforme a lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP, ya que como se dijo no existe una metodología o modelo que indique el lapso a considerar para determinar dicha tasa.*

*Así las cosas, lleva razón el recurrente, únicamente en cuanto a que el cálculo del costo promedio ponderado de capital utilizado para fijar las tarifas estuvo mal calculado por parte del Comité de Regulación, más no así en cuanto al argumento del cálculo de la tasa libre de riesgo.*

## *2. Aresep no consideró objetos de gasto del sistema de alumbrado público que no fueron justificados.*

*Indicó el ICE que consideró únicamente las variaciones que en términos absolutos fueran superiores a ¢5 millones de un periodo a otro, con el fin de profundizar en las partidas y variaciones que tenían un cambio significativo.*

*Adicionalmente indicó que los gastos que no fueron justificados en el análisis oscilan entre los ¢100 000,00 y ¢3 000 000,00, cuyo impacto en relación al volumen total no representa un porcentaje significativo.*

*Por lo anterior, solicitó el recurrente que se reconozcan los gastos reales que implica el mantenimiento del sistema de alumbrado público, debido a que este monto es la base de proyección del cálculo.*

> *La resolución recurrida a folio 692, indicó -entre otras cosas- en cuanto a la proyección de los gastos de operación, mantenimiento y comercialización, lo siguiente:*
>
> > *[…]*
> >
> > *iii. Operación, mantenimiento y comercialización: Para la proyección de esta cuenta se utilizó el procedimiento descrito en los criterios generales, las observaciones del análisis se muestran a continuación:*
> >
> > *El ICE justificó únicamente aquellos gastos que exceden a la inflación y que su diferencia es superior a ¢5 millones, por lo tanto para aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación se utilizó el incremento de inflación.*

*[…]*

*Se observa que el ICE indicó en su alegato que los objetos de gasto no considerados en el análisis presentan una variación que oscila entre los ¢100 000,00 y ¢3 000 000,00, lo cual coincide con lo indicado en la resolución recurrida en cuanto a que el ICE no justificó partidas inferiores a ¢5 millones.*

*Al respecto, el entonces Comité de Regulación consideró que para aquellos gastos en que su variación fue superior a la inflación y que no tienen justificación lo procedente era aplicarles el porcentaje de inflación.*

*Nótese que el recurrente indica que estos gastos no fueron considerados en el análisis debido a que su impacto no es significativo en relación con el volumen de otros gastos.*

*Este órgano asesor considera que el criterio utilizado en la resolución recurrida, para determinar el incremento de aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación, es conforme con lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar los actos en ejercicio de las reglas unívocas de la ciencia, la técnica y a principios elementales de justicia, lógica y conveniencia.*

*En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este punto.*

***3. Sobre la aplicación del apartado IV de la resolución 1030-RCR-2012.***

*El por tanto IV de la resolución 1030-RCR-2012 (folio 703), indica lo siguiente:*

> *IV. Indicar que el siguiente estudio tarifario ordinario para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público deberán de ser calculados como mínimo con cifras reales al mes de setiembre del cada año. Por ejemplo para la petición tarifaria del 2014, el estudio propuesto por parte del ICE debe ser con cifras reales a setiembre del 2013.*

*Alega el recurrente que lo dispuesto en el párrafo supra citado resulta inaceptable porque provocaría una disminución en los ingresos de la empresa por no entrar a regir las tarifas a partir del mes de enero de cada año y que esto origina un deterioro en las finanzas del Sector Eléctrico.*

*Indica el ICE que en la práctica, la Autoridad Reguladora para realizar el proceso de fijación tarifaria utiliza un periodo de entre tres y cuatro meses, razón por la cual el utilizar datos reales a setiembre postergaría la entrada en vigencia de las tarifas hasta los meses de marzo y abril de cada año.*

*Por lo anterior, es criterio del recurrente que lo dispuesto por Aresep contraviene lo establecido en el artículo 16 de la LGAP, en el sentido de abstenerse de dictar actos contrarios a las reglas unívocas de la ciencia o de la técnica. Adicionalmente, hace referencia a la sentencia 577-F-2007 de las 10:20 horas del 10 de agosto de 2007 de la Sala Primera sobre fijaciones tarifarias.*

*En cuanto a lo alegado por el recurrente sobre la aplicación del por tanto IV de la resolución 1030-RCR-2012, es preciso indicar que de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, en el artículo 14 inciso c)*

*se dispone la obligación de los prestadores de suministrar oportunamente a este Ente Regulador, la información que se les solicite. En igual sentido, en el numeral 24 se establece que las entidades reguladas suministrarán la información financiera, contable y económica relacionada con la prestación del servicio público que brindan, y finalmente, en el artículo 33 señala que en toda petición tarifaria, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en ejercicio de las potestades de Aresep.*

*En virtud de lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.*

***SOBRE LA NULIDAD DE LA RESOLUCIÓN 1030-RCR-2012***

*Con el fin de evitar que los actos administrativos que se lleguen a dictar en este caso adolezcan de vicios; de conformidad con los artículos 102.d y 174 de la LGAP y sus reformas, se procede a señalar lo siguiente:*

*En tesis de principio, la validez del acto administrativo se logra verificar normalmente, con el cumplimiento y presencia en forma perfecta de todos los elementos que lo constituyen, tanto formales como sustanciales. Estos elementos a que hacemos referencia, tanto la doctrina nacional como la misma LGAP, los distingue entre formales y sustanciales. Entre los elementos formales, se encuentran el sujeto, el procedimiento y la forma; y entre los sustanciales o materiales resaltan el motivo, contenido y fin. De tal suerte, que el contenido del acto constituye el efecto jurídico, el cambio que introduce en el mundo jurídico, es por así decirlo; la parte dispositiva del acto. El motivo, como elemento sustancial del acto administrativo, es el presupuesto jurídico, el hecho condicionante que da génesis al acto administrativo.*

*Así las cosas, las razones para anular los actos administrativos, residen en los artículos 158 al 179 de la LGAP. Más específicamente, en lo concerniente a la nulidad absoluta del acto administrativo, establece dicha ley en sus artículos 166 y 167 respectivamente, que deben de faltarle totalmente al acto administrativo del que se trate, uno o varios de sus elementos constitutivos, real o jurídicamente, o bien, que la imperfección impida la realización del fin del acto, lo que a nuestro juicio, ocurrió en el caso bajo examen por las razones que se dirán.*

*En el caso concreto, no es que falten o se hayan omitido los elementos del acto a los que hemos hecho referencia, sino que, el vicio en los mismos radica en la imperfección presente en ellos, lo que hace que el acto recurrido sea sustancialmente disconforme con el ordenamiento jurídico, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final tomada en este caso.*

*Así las cosas, al presentarse el vicio en el elemento "motivo y contenido" del acto, implica que existe un vicio en varios de sus elementos sustanciales y ello genera la nulidad absoluta de lo actuado y resuelto mediante la resolución 1030-RCR-2012 del 21 de diciembre de 2012, debido a que las razones y/o motivos que fundamentaron, entre otras cosas, el incremento en las tarifas del sistema de alumbrado público del ICE, no fueron congruentes ni acertadas con la realidad fáctica del caso e incidieron categóricamente en la decisión final que se adoptó en este caso.*

*Debido a lo anterior, y como no se encuentran razones jurídicas ni técnicas que fundamenten: (1) las ponderaciones del valor de la deuda (24%) y la del valor del capital propio (49%) resultantes como componentes de la estructura de capital alcanzan el 0,73 (73%), lo cual no es conforme con la técnica*

*financiera, ya que deben de sumar 1 (100% de la estructura de capital), (2) que el Comité de Regulación, para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, usó el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos, utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011, siendo que la información que lo determina debe cuantificarse en un momento específico (misma fecha de corte) y que ello afectó también el cálculo del beta apalancado resultante, (3) las ponderaciones de la estructura de capital (deuda a largo plazo y patrimonio) deben sumar 1 (o 100%), considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital.*

*Como resultado de lo anterior, es criterio de este órgano asesor que lo procedente es acoger parcialmente por el fondo el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012 únicamente en cuanto al cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC) utilizado para fijar las tarifas, en consecuencia anular de oficio dicha resolución y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.*

***DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS ANULATORIOS QUE DISPONGA LA JUNTA DIRECTIVA***

*Considerando que el Comité de Regulación mediante la resolución 1030-RCR-2012, determinó las tarifas del sistema de alumbrado público del ICE, vigentes a la fecha de emisión de este dictamen, resulta necesario dimensionar los efectos del acto anulatorio que la Junta Directiva pudiera llegar a disponer, con el fin de no ocasionar una dislocación grave al ordenamiento jurídico, un desequilibrio financiero al prestador del servicio ni afectar a los usuarios en la continuidad, la calidad y prestación óptima de los servicios públicos aquí citados.*

*Al respecto, la entonces Asesoría Legal de Junta Directiva había analizado ampliamente el tema, mediante el dictamen 188-AJD-2008, de 12 de junio de 2008, -el cual compartimos- del que conviene extraer, para efectos del análisis del presente recurso, lo siguiente:*

> ***"(…) Dimensionamiento de los efectos de los actos administrativos anulatorios***
>
> *Comencemos diciendo que los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la Ley general de la administración pública, establecen los límites dentro de los que pueden actuar los funcionarios públicos y los órganos de las Administraciones públicas, nos referimos al llamado Principio de legalidad.*
>
> *Conforme a dicho principio, los funcionarios públicos no pueden arrogarse facultades que la ley no les asigne, porque son simples depositarios de la autoridad que tiene su fuente en la ley.*
>
> *Siendo así las cosas, es imperativo para el funcionario o el órgano público, basar sus actos y actuaciones en lo que disponga el ordenamiento jurídico, de ahí la necesidad*

*que buscar en ese ordenamiento la norma que faculte dictar los actos administrativos de que se trate.*

*La ley general de repetida cita, no contiene norma expresa que regule el dimensionamiento que comentamos. Sin embargo, su artículo 229 remite al Código procesal contencioso-administrativo, cuando no haya norma en esa ley general, para resolver determinado caso. (…)*

*Así, el artículo 131 del código procesal de cita, es la norma que faculta a los órganos de la Administración pública para que puedan realizar el dimensionamiento del que venimos hablando. Reza ese artículo:*

***ARTÍCULO 131***
***1) La declaración de nulidad absoluta tendrá efecto declarativo y retroactivo a la fecha de vigencia del acto o la norma, todo sin perjuicio de los derechos adquiridos de buena fe.***

***2) La declaratoria de nulidad relativa tendrá efectos constitutivos y futuros.***

***3) <u>Si es necesario para la estabilidad social y la seguridad jurídica, la sentencia deberá graduar y dimensionar sus efectos en el tiempo, el espacio o la materia</u>.*** *(El original no está subrayado).*

*Una norma similar al artículo 131 recién citado, se halla en el párrafo segundo del artículo 91 de la Ley de la jurisdicción constitucional, que prescribe:* ***"La sentencia constitucional de anulación podrá graduar y dimensionar en el espacio, el tiempo o la materia, su efecto retroactivos, y dictará las reglas necesarias para evitar que éste produzca graves dislocaciones de la seguridad, la justicia y la paz sociales."***

*El Tribunal Constitucional de Costa Rica, basado en el referido artículo 91 —como se dijo, norma equivalente al artículo 131 del citado código procesal—; ha dimensionado los efectos de varios de sus resoluciones. (…)*

*De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada por los artículos 53 inciso b) de la Ley 7593, 102 inciso d), 113, 171, 180, 186 y 229 de la LGAP en relación con el artículo 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.*

*Así las cosas, resulta indispensable señalar que si la Junta Directiva procede a anular la resolución aquí indicada, dimensione sus efectos, manteniendo vigentes las mismas, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan.*

***EN CUANTO A LA GESTIÓN DE NULIDAD CONTRA LA RIE-011-2013***

*En cuanto a este tema, se le aclarara al recurrente, que cuando el administrado se encuentra inconforme con alguna decisión de la Administración, puede interponer ambos recursos ordinarios dentro del procedimiento; es decir, revocatoria con apelación en subsidio. Entonces, al resolverse en primera instancia, el recurso de revocatoria por parte del órgano director del procedimiento al emitir su resolución, procede a emplazar a las partes ante el órgano superior por el término de 3 días. Una vez transcurrido ese término, dicho órgano remite al superior el recurso de apelación con el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP.*

*Ahora bien, tome nota el ICE que igual práctica procesal corresponde, -en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 349 supracitado-, cuando el administrado interpone sólo el recurso de apelación. En este caso, el órgano director del procedimiento de igual manera, debe emplazar a las partes ante el órgano de alzada, dentro del término citado, para que hagan valer sus derechos y manifiesten lo que a bien tengan con respecto a la gestión presentada.*

*En el caso subexámine, consta en autos que el ICE interpuso sólo recurso de apelación contra la resolución 1030-RCR-2012 y teniendo en cuenta que no existe norma legal que habilite a la Autoridad Reguladora para prescindir de dicha etapa procesal -emplazamiento-, lo actuado y resuelto en este caso por parte de la Intendencia de Energía, en cuanto al emplazamiento, fue lo legal y procesalmente correcto.*

*Por ello, de aceptar como válida alguna de las razones que alegó el ICE, constituiría una flagrante violación de lo dispuesto en los artículos 11 y 129 de la Constitución Política y 11 de la LGAP, pues no podría la Autoridad Reguladora bajo ninguna circunstancia, desaplicar el ordenamiento jurídico para favorecer los intereses de un particular y omitir, de forma arbitraria e ilegal, etapas procesales en perjuicio de las demás partes dentro de un procedimiento tarifario determinado, sólo porque una de ellas considera -injustificadamente- esa etapa como dilatoria.*

*Tenemos entonces, que el emplazamiento ante el órgano de alzada, es una etapa normal del procedimiento y que la misma es una garantía procesal para las partes, la cual no puede ser omitida en detrimento de los derechos de las partes ya que ello podría causarles una eventual indefensión por no estar debidamente informadas de lo que acontece dentro del procedimiento. Ello es así, en virtud del deber de emplazar a las partes que establece el numeral 349 supracitado y el término de tres días otorgado, es producto de lo que dispone el numeral 262 inciso a) de la LGAP. Sin que ello constituya o represente la posibilidad per se, de la apertura de una nueva etapa procesal para la interposición de más recursos (ordinarios), tal y como lo interpretó erróneamente el ICE, pues ello sería totalmente improcedente a raíz de lo dispuesto en los artículos 343, 345.1, 346.1, 347.2 y 349.1 de la LGAP.*

*Por ello, mediante la RIE-011-2013, la Intendencia de Energía procedió como en derecho corresponde, a dar traslado del recurso del ICE a las demás partes del procedimiento, al tenor de lo dispuesto en los artículos 275 y 349 ibídem.*

*En conclusión, tenemos que la actuación de la Intendencia de Energía se encontró ajustada a derecho, conforme a los principios de legalidad y del debido proceso. Por ello, este órgano asesor disiente de lo alegado por el ICE, en cuanto a que tal práctica redunda en una actuación dilatoria y por el contrario, no se aprecia en la especie fáctica del caso, la existencia de vicio alguno en los términos establecidos en los artículos 158 a 179 y 223 de la LGAP, que pudiera llegar a producir la nulidad que se acusa por las razones expuestas.*

*En consecuencia, este órgano asesor recomienda rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento realizado por la Intendencia de Energía mediante la RIE-011-2013.*

## *VII. CONCLUSIONES*

***1.*** *Desde el punto de vista formal el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012 fue interpuesto en tiempo y forma.*

***2.*** *Desde el punto de vista formal, la gestión de nulidad interpuesta por el ICE contra el auto de emplazamiento RIE-011-2013 resulta admisible.*

***3.*** *Las ponderaciones del valor de la deuda y la del valor del capital propio, como componentes de la estructura de capital no suman 1 (100%) sino que alcanzan el 0,73 (73%) y como consecuencia de ello, el cálculo del costo promedio ponderado del capital es incorrecto.*

***4.*** *Para el cálculo del costo promedio ponderado de capital, se usó el valor de la deuda del balance de situación al 31 de mayo de 2012, mientras que para el cálculo del valor del capital propio o patrimonio y el valor total de los activos, se utilizó los Estados Financieros auditados a diciembre de 2011, siendo lo correcto que la información que lo determina debe cuantificarse en un momento específico (misma fecha de corte) y que ello afectó también el cálculo del beta apalancado resultante.*

***5.*** *Las ponderaciones de la estructura de capital (deuda a largo plazo y patrimonio) deben sumar 1 (o 100%), considerar el monto total de los activos para determinar los ponderadores (tal como se hizo en la resolución recurrida), cuando los pasivos corrientes no forman parte de dicha estructura (no son fuentes de capital), lleva a un resultado incorrecto del costo promedio ponderado de capital.*

***6.*** *El cálculo de la tasa libre de riesgo es conforme con lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP.*

***7.*** *El criterio utilizado para determinar el incremento de aquellos gastos superiores a la inflación que no tienen justificación, es conforme con lo dispuesto en los artículos 15 al 17 de la LGAP.*

***8.*** *La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.*

***9.*** *De conformidad con lo dispuesto en los artículos 14 inciso c), 24 y 33 de la Ley 7593, la Autoridad Reguladora tiene la facultad legal de solicitar la información en el ejercicio de sus funciones regulatorias y los prestadores la obligación de presentarla de la forma y en el momento en que se le requiera.*

***10.*** *El emplazamiento ante el órgano de alzada, es una etapa normal del procedimiento y la misma es una garantía procesal para las partes, la cual no puede ser omitida en detrimento de sus derechos, en virtud de lo que establece el numeral 349 de la LGAP.*

*[…] ”*

**II.** De conformidad con lo establecido en el artículo 303 de la Ley General de la Administración Pública, la Junta Directiva procede a apartarse parcialmente del criterio externado en el oficio 445-DGAJR-2014, únicamente en cuanto a las recomendaciones: *“**1.-** Acoger parcialmente por el fondo el recurso de apelación interpuesto por el ICE contra la resolución 1030-RCR-2012, únicamente en cuanto al cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC) utilizado para fijar las tarifas, (….)* ***3.-*** *Declarar de oficio la nulidad absoluta de la resolución 1030-RCR-2012,* ***4.*** *Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en la presente resolución y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan,* ***5.-*** *Dimensionar la resolución 1030-RCR-2012 de manera que se mantengan vigentes las tarifas fijadas en esta, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en la presente resolución y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan”,* lo anterior con fundamento en lo señalado en el oficio 1895-IE-2015, que se transcribe a continuación:

*“[…]*

*Las fijaciones tarifarias que se han realizado al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), luego de emitidas las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, son las siguientes:*

| ***Número de resolución*** | ***Fecha de publicación*** | ***Sistema*** | ***Tipo de fijación*** |
|---|---|---|---|
| *RIE-039-2013* | *13/04/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-063-2013* | *02/07/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-081-2013* | *03/10/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-108-2013* | *20/12/2013* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-012-2014* | *24/03/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-034-2014* | *30/06/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-061-2014* | *25/09/2014* | *Generación y distribución* | *Ordinario* |
| *RIE-063-2014* | *30/09/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-098-2014* | *22/12/2014* | *Generación y distribución* | *CVC* |

| | | | |
|---|---|---|---|
| ***RIE-018-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Transmisión*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-017-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Generación*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-019-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Distribución*** | ***Ordinario*** |
| ***RIE-020-2015*** | ***26/02/2015*** | ***Alumbrado Público*** | ***Ordinario*** |
| *RIE-029-2015* | *24/03/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-066-2015* | *30/06/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |
| *RIE-087-2015* | *05/08/2015* | *Generación y distribución* | *Ordinario* |
| *RIE-094-2015* | *25/09/2015* | *Generación y distribución* | *CVC* |

*Por su parte se indica, que las resoluciones impugnadas (1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012), correspondieron a fijaciones de los sistemas de distribución y alumbrado público, tarifas que no se encuentran vigentes, e incluso que posteriormente fueron fijadas de manera ordinaria mediante resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015.*

*Se aclara que para efectos del cálculo de las tarifas de forma ordinaria, como las ocurridas en las resoluciones RIE-019-2015 y RIE-020-2015, se utiliza el modelo de tasa de retorno, por medio del cual se calcula de forma independiente cada fijación ordinaria, o sea no se toma la información de la tarifa anterior para el cálculo; de ahí que a criterio de esta Intendencia, las recomendaciones emitidas en los informes de la Dirección General de Asesoría Jurídica (445-DGAJR-2014 y 446-DGAJR-2014), respecto a los recursos planteados contra las resoluciones 1029-RCR-2012 y 1030-RCR-2012, carecerían de interés actual.*

*[…]"*

**III.** Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Archivar por carecer de interés el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1030-RCR-2012, **2.-** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el Instituto Costarricense de Electricidad contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013, **3.-** Agotar la vía administrativa, **4.** Notificar a las partes, la presente resolución, **5.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

**IV.** Que en sesión 58-2015, del 19 de noviembre de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de noviembre de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de los oficios 445-DGAJR-2014 y 1895-IE-2015, de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

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

**RESUELVE:**

**I.** Archivar por carecer de interés actual el recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad, contra la resolución 1030-RCR-2012.

**II.** Rechazar por el fondo la gestión de nulidad interpuesta por el ICE, contra el auto de emplazamiento realizado mediante la RIE-011-2013.

**III.** Agotar la vía administrativa.

**IV.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**V.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**NOTIFÍQUESE.**

*A las quince horas con diez minutos se retiran del salón de sesiones, los señores Daniel Fernández Sánchez, Henry Payne Castro y la señorita Adriana Martínez Palma.*

**ARTÍCULO 7. Propuesta de reformas relacionadas con los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo.**

*A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Mario Mora Quirós, Karla Montero Víquez, Susana Rodríguez Zúñiga, Tony Méndez Parrales, funcionarios (as) de la Intendencia de Energía, así como el señor Álvaro Barrantes Chaves y Marlon Yong Chacón, integrantes de la Comisión ad hoc, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.*

La Junta Directiva conoce el oficio 001-CGD-2015 del 13 de noviembre de 2015, mediante el cual la Comisión ad hoc presenta para su aprobación la propuesta de reformas relacionadas con los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la Generación Distribuida para autoconsumo, luego del dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República y el Decreto Ejecutivo 39220-MINAE, Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables, modelo contratación medición neta sencilla.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** se refiere a los antecedentes del tema e indica que los ajustes a la normativa y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida obedecen a que en abril de 2014, la Junta Directiva aprobó la norma técnica AR-NT-POASEN en la cual se incorporó un capítulo que regula todo lo relacionado con la generación distribuida. En ese momento, se concebía toda la generación distribuida como un servicio público; posteriormente, la Procuraduría General de la República en junio de 2015, determinó que la figura de neteo simple en generación distribuida, no es servicio público; por tanto, la ARESEP no tiene competencia para regular la actividad de generación propiamente; tampoco sería competente para regular la relación entre el generador y la empresa distribuidora de funcionar como banco.

Agrega que la Procuraduría General de la República (PGR), mediante el dictamen C-165-2015 determinó que a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos lo que le corresponde es establecer las reglas del

uso de la red, todo lo concerniente a las normas técnicas necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del servicio; además, establecer la forma de remunerar el uso de esa red.

Posteriormente, con base en el criterio de la PGR, el Ministerio de Ambiente y Energía estableció mediante Decreto el marco jurídico aplicable a la generación distribuida bajo la modalidad neteo sencillo. Como consecuencia de estos dos grandes acontecimientos, se conformó una Comisión encargada de proponer a la Junta Directiva los ajustes a la normativa regulatoria y como complemento se consideró importante que la Intendencia de Energía interviniera en ese proceso, y para ello se organizaron una serie de conversatorios en los que se dio participación a distintos actores, empresas públicas y privadas; inversionistas, instaladores, Asesolar, la Cámara de Industrias de Costa Rica, la Unión Costarricense de Cámaras y Asociaciones del Sector Empresarial Privado (UCCAEP), AmCham, por parte de la Academia a la Universidad de Costa Rica y al Ministerio de Ambiente y Energía. También se invitó a Consumidores de Costa Rica.

A raíz de este ejercicio, la IE determinó que había que hacer un esfuerzo para informar a todos estos actores cuál era el alcance que tenían estos dos grandes instrumentos jurídicos. Además, de realizar la tarea que les encomendó la Junta Directiva en el sentido de abrir ese diálogo y entender cuáles eran las preocupaciones del sector. Agrega que, dado los resultados de ese esfuerzo, se tomó la decisión de visitar a cada uno de esos actores en forma separada y plantearles la propuesta y además, aprovechar para aclarar las dudas que existieran, aspecto que considera fue muy enriquecedor.

Indica que la propuesta que se sometió a valoración de todos estos actores, como devolución a este primer ejercicio conversatorio, la Intendencia de Energía se planteó una serie de objetivos, dentro de los cuales estaba formular una propuesta sencilla, objetiva, transparente, trazable, que no desincentivara la generación distribuida, que brindara seguridad jurídica, que garantizara el equilibrio financiero de las empresas y finalmente, que pudiera trasladar a todos los usuarios los beneficios que se obtengan de la generación distribuida.

Seguidamente, los señores ***Mario Mora Quirós*** y ***Tony Méndez Parrales*** integrantes de la Comisión ad hoc, se refieren ampliamente a los principales cambios aplicables a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo, de conformidad con el dictamen de la Procuraduría General de la República y lo establecido en el reglamento del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. Asimismo, explican las competencias de la ARESEP dentro de la incentivación de la generación distribuida en el contrato de interconexión, que también es competencia del MINAET y lo que la ARESEP debe regular y establecer.

Finalizan la presentación y explican aspectos de las metodologías vigentes y propuestas de: i) venta de excedentes, ii) metodología de interconexión y iii) metodología de acceso.

El señor ***Pablo Sauma Fiatt*** señala que anteriormente existían tres tarifas, la de acceso, que se está modificando; la de interconexión, que desaparece y la tercera, que es la venta de excedentes. Consulta qué sucede con esta última, a lo que el señor ***Mario Mora Quirós*** responde que se deroga ya que, de acuerdo al dictamen de la Procuraduría General de la República, a la venta de excedentes lo que corresponde es aplicarle las metodologías vigentes y específicas de la Ley 7200, según la fuente utilizada para generar eólicas, hídrica, solar.

Asimismo, el señor ***Pablo Sauma Fiatt*** comenta que escuchó en un programa radial sobre el tema de la energía solar y mencionaron que se pretende cobrar por lo que se deja de consumir, aspecto que criticaron bastante, por lo que consulta si se está incorporando este aspecto. El señor ***Mario Mora Quirós*** indica que ese es uno de los cambios más importantes, precisamente porque la pretensión de las empresas distribuidores era que si se perdía un kwh, alguien tenía que pagarlo. Básicamente, hay un concepto de ahorro energético, de racionalización y de tarifar únicamente el uso de red.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** agrega que la metodología de acceso que está proponiendo la Comisión ad hoc es una modificación, por lo que, tiene mucho sentido que en la metodología, al final, se indique que se deroga la metodología anterior. Sin embargo, esto no sucede con la metodología de venta de excedentes, porque no hay una metodología nueva, por lo que, lo que procede es someter a audiencia pública la derogatoria de esta.

La señora ***Carol Solano Durán*** manifiesta que la derogatoria de la metodología no es necesario someterla al proceso de audiencia pública, se debe hacer una resolución de la Junta Directiva fundamentando el por qué se derogaría.

El señor ***Álvaro Barrantes Chaves*** aclara que para el análisis de este tema ha habido dos comisiones. La primera la abogada que participó, recomendó una resolución fundamentada y someterla a audiencia pública. La comisión actual, con base en los antecedentes, tanto, el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República y el Reglamento del MINAE, analizar todos los aspectos que están aprobados y que requieren cambios o derogatoria. Se identificaron cinco instrumentos, dos normas y tres reglamentos que requerían cambios o derogatoria y los cinco hay que someterlos al proceso de audiencia pública.

La señora ***Carol Solano Durán*** agrega que el artículo 36 inciso d) de la Ley 7593 se refiere a los asuntos que se deben someter al proceso de audiencia pública y este señala: *"la formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley".* Considera que la derogatoria se sale de la lista taxativa de este artículo; sin embargo, si la Comisión ad hoc determina que sí se debe someter a este proceso, debe de estar debidamente motivado con una resolución para cada derogatoria, o bien, si se hace en una sola resolución se debe verificar que la justificación sea suficiente.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** indica que, lo que plantea la Comisión es que, hay un primer acuerdo que es someter a audiencia pública las modificaciones a las dos normas, la nueva propuesta de metodología de acceso, y finalmente la derogatoria de las metodologías vigentes de venta de excedentes y cargo de interconexión. Indica que la recomendación de la Intendencia es someter a audiencia pública esas derogatorias.

La señora ***Carol Solano Durán*** sugiere que no se someta a audiencia pública toda la norma, sino únicamente la modificación de los diferentes artículos que así lo requieran. La Junta Directiva ante ciertas experiencias, tomó como política, para que el proceso fuera más ágil, únicamente someter a audiencia la modificación de los artículos que específicamente se vayan a modificar. Asimismo, debería incluirse una resolución motivada para cada derogatoria y si se mantiene en una sola resolución, verificar que la justificación sea suficiente, porque esas derogatorias metodologías no se van a sustituir, simplemente van a desaparecer de la esfera jurídica como consecuencia del cambio de reglas.

Por otra parte, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** manifiesta que, en línea con lo manifestado por la señora Carol Solano Durán, considera que sería conveniente no someter al proceso de audiencia pública toda la norma, si no únicamente los artículos que se van a modificar.

La señora ***Sonia Muñoz Tuk*** rescata el trabajo realizado e indica que en adelante, le gustaría conocer este tipo de temas de forma integral, tal y como se hizo tan atinadamente en esta oportunidad, donde los actores y regulados tuvieron oportunidad de manifestarse e intervenir en un diálogo franco y abierto. Además, solicita tomar en consideración para otras oportunidades la intervención de la Defensoría de los Habitantes, ya que siempre será un actor a tomar en cuenta.

El señor ***Dennis Meléndez Howell*** agradece a las dos Comisiones ad hoc que han llevado a cabo este trabajo. La Comisión anterior brindó un aporte muy importante, considera que fue la base para que esta metodología saliera muy pronto y la actual, de igual manera se esforzó y realizó el trabajo de la mejor manera.

Analizado el tema de conformidad con lo expuesto por la Intendencia de Energía y la Comisión ad hoc, con base en el oficio 001-CGD-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes y con carácter de firme:

**CONSIDERANDO QUE:**

**1.** El 15 de abril de 2011, se publicó en el Alcance N° 22 a La Gaceta N° 74, la Directriz N° 14-MINAET, dirigida a los integrantes del subsector de electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo.

**2.** El 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria, mediante el acuerdo 01-19-2014, de la sesión extraordinaria 19-2014, dispuso aprobar la norma técnica denominada AR-NT-POASEN "Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional", publicada en La Gaceta N° 69 del 8 de abril de 2014, modificada con acuerdo 04-24-2015 del 4 de junio de 2015. En el capítulo XII de dicha norma se reguló la generación a pequeña escala para autoconsumo en sus dos modalidades contractuales: medición neta sencilla y medición neta completa, partiendo de que era considerada un servicio público regulado por la ARESEP.

**3.** El 15 de mayo de 2015, el señor Edgar Gutiérrez Espeleta, Ministro de Ambiente y Energía mediante el oficio N° DM-552-2015, realizó consulta a la Procuraduría General de la República sobre el tema de generación distribuida para autoconsumo. Ampliada mediante oficio N° DM-489-2015 del 1 de junio de 2015.

**4.** El 25 de junio de 2015, la Procuraduría General de la República mediante el criterio C-165-2015, se pronunció sobre la consulta realizada por el Ministro de Ambiente y Energía, dentro del cual se destacan las siguientes conclusiones:

- ✓ *La generación distribuida "puede presentar diversas modalidades. Entre ellas la medición neta sencilla, conocida también como balance neto , y la medición neta completa"*

- ✓ *En la modalidad medición neta completa "los excedentes generados por la generación distribuida y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Por tanto, supuesto en que estamos ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la ley 7200 de cita y la Ley de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas leyes."*

- ✓ *"En la generación distribuida con neteo simple, que es objeto de la presente consulta, el generador vierte la energía consumida, originándole un derecho a un consumo diferido de la energía producida e incorporada a la red. Para efectos de verter los excedentes generados, el generador requiere acceso y conexión a la red de distribución. Red y servicio de distribución que son regulados."*

- ✓ *"La distribución es, por disposición de ley, un servicio público regulado que debe responder a una prestación optima en orden a su calidad, confiabilidad, continuidad y oportunidad. Para lo cual se somete a las normas técnicas elaboradas por la ARESEP."*

- ✓ *"El acceso e interconexión a la red distribución se formalizan en un contrato entre la empresa distribuidora y el generador distribuido (…) con las normas técnicas emitidas por la ARESEP para garantizar la seguridad y calidad de la prestación, la eficiencia del servicio de distribución y de la red correspondiente".*

**5.** El 8 de octubre de 2015, se publicó el La Gaceta N° 186, el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE el "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla" (Reglamento), dentro del cual se regula la generación distribuida para autoconsumo en medición neta sencilla, destacando las siguientes disposiciones:

> *"Artículo 1º—**Objetivo.** Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país, y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados".*
>
> *"Artículo 5º—**Definiciones.** Para la aplicación del presente reglamento los términos que se mencionan tendrán el siguiente significado:*
>
> ***Generación distribuida para autoconsumo:** la alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía."*
>
> *"Artículo 34. —**Autorización para almacenamiento y retiro de energía.** El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida (…)".*
>
> *"Artículo 37. —**Medición neta sencilla.** Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.*

*Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP (...)".*

*"Artículo 42. —**Tarifas.** La ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla."*

*"Artículo 48. —**Adición**. Adiciónese un artículo 40 al Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica, Decreto Ejecutivo Nº 30065-MINAE, del 15 de enero de 2002, y córrase la numeración pasando el actual artículo 40 a ser el 41. Artículo 40 que se leerá de la siguiente manera: "Artículo 40.—La ARESEP será la responsable de emitir las normas técnicas, tarifas y cualquiera otra disposición necesaria aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla".*

***"Transitorio II**.—A partir de la vigencia de este reglamento la ARESEP tendrá un plazo no mayor a los seis meses para emitir o reformar las normas técnicas según la definición indicada en este reglamento en su artículo 5 y demás disposiciones que regulen la generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en la modalidad contractual medición neta sencilla, según su competencia, a lo establecido en el presente reglamento, en concordancia con el artículo 4 de la Ley N° 8220, Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos del 4 de marzo de 2002."*

**6.** El 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N°200 el Decreto Ejecutivo N°39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de Política Pública Sectorial la ejecución de las acciones establecidas en el "VII Plan Nacional de Energía 2015-2030". El Eje N° 2 del Plan Nacional de Energía (PNE), el cual establece –entre otras cosas:

"(…)
***Objetivo específico 2.3.2:** Elaborar o reformar las normas que definan las condiciones técnicas que la empresa distribuidora debe establecer a los generadores distribuidos en los contratos de interconexión y el respectivo esquema tarifario para la modalidad contractual medición neta sencilla.*
***Acciones:***
*a. Elaborar la norma o ajustar la Norma "AR-NT-POASEN-2014, Capítulo XII referente a la modalidad contractual medición neta sencilla. Plazo: diciembre de 2015.*
b. *Establecer las tarifas de interconexión, acceso para la modalidad contractual medición neta sencilla. Plazo: diciembre de 2015."* (págs. 83-84).
(…)".

**7.** El 09 de noviembre de 2015, mediante el oficio 915-RG-2015 de conformidad con lo que se dispone en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), el Regulador General designó a los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo el *"(...) redactar los cambios en POASEN y otra normativa relacionada con la Generación Distribuida, producto de la emisión del*

*pronunciamiento de la Procuraduría General de la República y del decreto que para efecto emitió el MINAE. Debe incluirse también lo relacionado con las metodologías y fijaciones de precios necesarias para que la actividad de generación distribuida cuente con las condiciones mínimas necesarias que la ARESEP deba promulgar. (…)”*.

**8.** El 13 de noviembre de 2015, la Comisión Ad Hoc señalada en el considerando anterior, emitió el informe remitido mediante oficio 001-CGD-2015, en el cual se recomienda la adopción de la presente resolución.

**EN CUANTO A LAS NORMAS TECNICAS QUE REGULAN LA GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO:**

**AR-NT-POASEN:**

**9.** El 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria, mediante el acuerdo 01-19-2014, dispuso aprobar la norma técnica denominada AR-NT-POASEN *“Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional”*. Y modificada mediante acuerdo 04-24-2015 del 4 de junio de 2015.

**10.** A la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo No. 39220-MINAE, se hace necesario replantear la actual norma AR-NT-POASEN, debiendo ajustarse su contenido, incorporarse disposiciones generales que permitan dar claridad del alcance de la actividad de generación distribuida para autoconsumo en el SEN, se excluya de la regulación de ARESEP lo aplicable a la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en su modalidad contractual de medición neta sencilla.

**AR-NT-SUCOM:**

**11.** El 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria en sesión ordinaria 17-2015, emitió la norma técnica denominada “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" AR-NT-SUCOM. Dicha norma fue publicada en el Alcance N° 31 de La Gaceta N° 85 del 05 de mayo de 2015.

**12.** El 21 de setiembre de 2015 la Junta Directiva, mediante el acuerdo 11-46-2015 de la sesión extraordinaria 46-2015, modificó la norma “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" AR-NT-SUCOM. Dichas modificaciones fueron publicadas en el Alcance Digital Nº 74 a La Gaceta Nº 188 del 28 de setiembre del 2015.

**13.** A la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo No. 39220-MINAE , se hace necesario replantear la actual norma AR-NT-SUCOM, debiendo ajustarse su contenido e incorporando las disposiciones necesarias para que pueda operar la interconexión y acceso a la red de productores consumidores como usuarios de la red de distribución de electricidad.

**EN CUANTO AL PRECIO DE LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA (VENTA DE EXCENDENTES):**

**14.** El 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-018-2015, aprobó la *"Metodología para fijar el precio de liquidación de energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la Norma POASEN".* Dicha metodología fue publicada en La Gaceta N° 43, del 3 de marzo de 2015.

**15.** El 12 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-054-2015, resolvió –entre otras cosas-: "*I. Fijar los siguientes precios de liquidación de la energía entregada al SEN en ¢/kWh por parte de micro y minigeneradores adscritos a la norma POASEN por parte de las empresas distribuidoras para el año 2015*…" (ET-022-2015).

**16.** De conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la PGR, a la actividad de generación distribuida para autoconsumo, en su modalidad neteo completo, le es aplicable lo dispuesto en la Ley 7200 y la Ley 7593. En ese sentido, concluyó la Procuraduría General de la República, lo siguiente:

- ✓ En la modalidad medición neta completa *"los excedentes generados por la generación distribuida y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Supuesto en que estamos ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la ley 7200 de cita y la Ley 7593 de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas leyes."*

**17.** Para efectos de la fijación de precios de venta de energía en el marco de la Ley 7200 y sus reformas y 7593, la ARESEP ha aprobado las siguientes metodologías:

**a.** Mediante resolución RJD-004-2010 del 26 de abril de 2010, publicada en La Gaceta Nº 98 del 21 de mayo de 2010, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la "Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación".

**b.** Mediante resolución RJD-162-2011 del 09 de noviembre de 2011, publicada en La Gaceta Nº 233 del 05 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el "Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación".

**c.** Mediante resolución RJD-152-2011 del 10 de agosto de 2011, publicada en La Gaceta Nº 168 del 01 de setiembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la "Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas", la cual fue modificada mediante la Resolución RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en La Gaceta Nº 230 del 30 de noviembre de 2011, la RJD-013-2012 del 29 de febrero del 2012

y publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012 y la RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital Nº10 a La Gaceta Nº 65 del 2 de abril de 2014.

**d.** Mediante resolución RJD-163-2011 del 30 de noviembre de 2011, publicada en La Gaceta Nº 245 del 21 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el "Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas" y modificada por la Resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital Nº10 a La Gaceta Nº 65 del 2 de abril de 2014.

**e.** Mediante resolución RJD-034-2015 del 26 de marzo de 2015, publicada en La Gaceta Nº 60 del 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la "Metodología para la determinación de las tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas."

**18.** De conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la PGR, siendo aplicable a la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta completa, las disposiciones establecidas en la ley 7200 y sus reformas y la ley 7593, lo procedente es que a esa actividad le sean aplicables, para efectos de determinar las tarifas de venta de excedentes, las metodologías citas en el punto anterior y en consecuencia derogar la metodología aprobada mediante resolución RJD-018-2015.

**EN CUANTO AL CARGO DE INTERCONEXIÓN:**

**19.**El 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución 022-RJD-2015, aprobó la *"Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el sistema eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN".* Dicha metodología fue publicada en el Alcance Digital N°14 a La Gaceta N° 46, del 6 de marzo del 2015.

**20.**El 29 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-059-2015, resolvió –entre otras cosas-: "*I. Fijar los siguientes cargos por interconexión para generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN) aplicable a todas las empresas distribuidoras según el tipo de medidor*…" (ET-024-2015).

**21.**De conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, siendo que la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad de medición neta sencilla es una actividad privada y por lo tanto no es servicio público, se debe replantar lo definido por esta Autoridad Reguladora en cuanto a la conveniencia de establecer una tarifa por interconexión de los generadores distribuidos tal cual está definida.

**22.**A la luz de las consideraciones precedentes, resulta necesario a efectos de disponer de una debida regulación aplicable a la interconexión y acceso a la red de distribución de la actividad de generación para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla, que según la Procuraduría se encuentra dentro del ámbito de competencias de esta Autoridad Reguladora, establecer: a) dentro de la norma AR-NT-SUCOM que las tarifas de acceso a la red de distribución, deberán incorporar los costos

relacionados con la instalación, operación y mantenimiento del medidor eléctrico asociado al servicio de distribución, con el fin de no crear un trato discriminatorio entre usuarios b) que el productor-consumidor y la empresa distribuidora deberán definir en el marco del contrato de interconexión lo relativo a quién corre con el costo del equipo de medición para el registro de la energía depositada-retirada y accesorios necesarios para interconectarse a la red de distribución, no debiendo trasladarse a las tarifas del servicio de distribución de electricidad el costo de dicho sistema de medición, dado que son inversiones específicas que sirven a un usuario en particular, no debiéndose cargar al conjunto de usuarios del sistema c) además de disponer que dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica, teniendo en consideración las implicaciones regulatorias que tienen la lectura y el registro de la información de estos sistemas de medición. En ese sentido, resulta procedente derogar la metodología aprobada mediante la resolución 022-RJD-2015 y modificar la norma AR-NT-SUCOM.

**EN CUANTO AL CARGO POR ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN:**

**23.** El 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución 021-RJD-2015, aprobó la *"Metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN"*. Dicha metodología fue publicada en el Alcance Digital N°14 a La Gaceta N° 46, del 6 de marzo del 2015. (OT-252-2014).

**24.** El 29 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-058-2015, resolvió –entre otras cosas-: "*I. Fijar las siguientes tarifas por concepto de acceso a la red de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN),*…" (ET-023-2015).

**25.** A la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo N°. 39220-MINAE, se hace necesario replantear la metodología para calcular la tarifa de acceso a las redes de distribución, considerando que no se regula la actividad de generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla, sino el servicio que el sistema de distribución le presta a los productores-consumidores (depósito y devolución de energía); de tal forma que se considere el uso que hacen los productores consumidores de la red, debiendo considerarse en las variables del cálculo todos los costos de la actividad de distribución, las ventas de energía y los retiros de energía (de la previamente inyectada) de dichos productores consumidores; sin crear discriminación entre usuarios y derogar la metodología aprobada mediante resolución 021-RJD-2015.

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

**RESUELVE:**

**ACUERDO 05-58-2015**

**I.** Sobre la base del informe remitido por parte de la Comisión, se acuerda someter al trámite de audiencia pública lo siguiente:

**A. EN CUANTO A LA NORMA AR-NT-POASEN:**

1. Modificar los artículos 1, 2, 3, 12, 17, 18, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 42, 44, 123, 124, 125, 126, 127 y 128 de la norma AR-NT-POASEN, para que se lean de la siguiente manera:

*[…]*

***Artículo 1. Campo de aplicación***

*Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso y operación en paralelo a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.*

*Su aplicación es obligatoria, en lo que les corresponda, para todos los interesados, abonados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica y abonado-productor, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes. […]*

*[…]*

***Artículo 2. Propósito***

*El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:*

*a) Satisfacción de la demanda de energía.*
*b) Acceso.*
*c) Expansión.*
*d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).*
*e) Topología.*
*f) Desempeño de la red de transmisión nacional.*
*g) Desempeño del parque de generación nacional. […]*

*[…]*

***Artículo 3. Definiciones***

*Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así:*

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

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

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

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

***Abonado productor o Productor consumidor****: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que además produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.*

***Alta tensión (abreviatura: AT):*** *nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230 kV.*

***Arranque en negro:*** *Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa, es decir, cuando la barra de media tensión a la que se conecta el generador se encuentra sin energía (no tiene alimentación externa para el servicio propio)*

***Área de distribución eléctrica:*** *Área territorial, dentro del área de concesión administrativa en la cual la empresa distribuidora posee redes de distribución eléctrica.*

***Autoridad Reguladora:*** *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.*

***Baja Tensión (abreviatura BT):*** *nivel de tensión igual o menor de 1kV.*

***Bajo nivel de tensión:*** *condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.*

***Calidad del suministro eléctrico:*** *Comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.*

***Cargabilidad:*** *Medida de la utilización de un elemento o sistema con respecto a su capacidad nominal, máxima u otra.*

***Caso fortuito:*** *acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.*

***Concesión:*** *es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.*

***Condición normal:*** *Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.*

***Condición o estado de emergencia:*** *Estado cuando un sistema de potencia no se encuentra operando dentro de sus parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles.*

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

***Contingencia:*** *Es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del Sistema Eléctrico Nacional, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.*

***Continuidad del suministro eléctrico:*** *Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.*

***Contrato de conexión:*** *Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.*

***Condición de operación aceptable de estado estable:*** *Condición de un sistema de potencia en el cual, tras una contingencia, sus parámetros de tensión y frecuencia se encuentran iguales o por encima de los límites tolerables, tanto si se operada íntegramente o en islas.*

***Criterio de estabilidad de estado estacionario:*** *Un sistema de potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de una pequeña perturbación o disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.*

***Criterio de estabilidad transitoria:*** *Un sistema de potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.*

***Criterios de seguridad operativa:*** *Conjunto de definiciones y reglas nacionales y regionales que establecen cómo se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.*

***Criticidad de un elemento del SEN:*** *Un elemento del SEN presenta criticidad si ante su desconexión (sea programada o forzada) se pueden presentar condiciones de operación del SEN fuera de los parámetros establecidos por esta norma.*

***Déficit de potencia o energía:*** *Condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia o energía para satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.*

***Demanda:*** *valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.*

***Demanda máxima:*** *valor más alto de la demanda en un período dado.*

***Disponibilidad:*** *Condición de un elemento o sistema para estar en situación de cumplir con su función requerida en un instante o durante un intervalo dado.*

***Empresa de transmisión:*** *Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de transmisión.*

***Empresa distribuidora:*** *empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.*

***Empresa eléctrica:*** *persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.*

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

***Estado operativo de emergencia:*** *Cualquier condición anormal de operación del SEN que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Situación en la que no se puede satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.*

***Estatismo:*** *Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de un generador.*

***Falla:*** *Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.*

***Frecuencia de la tensión:*** *tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo, expresada en Hertz (Hz).*

***Fuentes de energía renovable:*** *fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.*

***Fuerza mayor:*** *hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.*

***Función de transmisión:*** *Trasiego, transferencia o transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de transformación o retiro sin que haya distribución intermedia.*

***Generador privado:*** *Empresa de capital privado o persona física que se dedica a generar energía eléctrica para su venta a una empresa que brinda el servicio público de electricidad en la etapa de distribución.*

***Generador:*** *Empresa generadora de energía eléctrica.*

***Hueco de tensión (Sag):*** *disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.*

***Indisponibilidad de una unidad de generación:*** *Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.*

***Indisponibilidad forzada de una unidad de generación****: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional.*

***Indisponibilidad programada de una unidad de generación:*** *Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento preventivo debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.*

***Indisponibilidad restrictiva de una unidad de generación:*** *Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a condiciones restrictivas del sistema de transmisión o distribución nacional.*

***Indisponibilidad:*** *Condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.*

***Interesado:*** *Persona física o jurídica que gestiona la interconexión y operación en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional.*

***Línea de distribución:*** *Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.*

***Línea de transmisión:*** *Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para transportar electricidad a alta tensión, entre dos nodos de un sistema de potencia eléctrica.*

***Media tensión (abreviatura: MT):*** *nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.*

***Norma técnica:*** *Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.*

***Normativa nacional:*** *Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).*

***Normativa regional:*** *Conjunto de normas técnicas**,** procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria emitida por la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE).*

***Operación integrada:*** *Es la forma de operación de un sistema de potencia en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda, cumpliendo con los criterios adoptados de seguridad, confiabilidad, calidad y despacho económico.*
***Operación restrictiva:*** *Condición de un elemento o sistema en la cual éste es operado o utilizado en condiciones limitadas con respecto a su capacidad o funcionalidad, como consecuencia de limitaciones técnicas ajenas a él.*

***Operación segura:*** *Condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe la posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.*

***Operador del Sistema:*** *Unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.*

***Parpadeo (Flicker):*** *impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.*

***Participantes/agentes del SEN:*** *Participantes de la industria eléctrica**:** Empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión.*

***Perturbación:*** *La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.*

***Pico de tensión (Swell):*** *aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.*

***Planta de generación. Central eléctrica****: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.*

***Potencia de falla:*** *Es la potencia dejada de generar en una unidad de generación debido a situaciones ajenas a su operación.*

***Punto de conexión:*** *Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.*

***Punto de entrega o Punto de acople común:*** *El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores que se conectan a la red de baja tensión el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.*

***Punto de Medición:*** *El punto de medición es nodo de la red de transmisión o distribución donde instala el sistema de medición.*

***Racionamiento eléctrico:*** *Condiciones de explotación del sistema eléctrico nacional, en las cuales, no es posible satisfacer, momento a momento y en forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o a condiciones de seguridad operativa del SEN. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.*

***Red de distribución:*** *es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.*

***Red de transmisión eléctrica:*** *Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.*

***Red de transmisión nacional****: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.*

***Red eléctrica:*** *conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.*

***Red nacional de distribución eléctrica:*** *La conformada por las líneas de distribución eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica.*

***Regulación primaria de frecuencia****: Variación automática de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema al ocurrir desbalances carga-generación.*

***Regulación secundaria de frecuencia:*** *Es el ajuste fino que ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) de la potencia del generador para restablecer el equilibro carga-generación y los intercambios de potencia entre áreas de control.*

***Reserva de regulación secundaria para subir potencia activa****: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa hasta el límite técnico máximo de los generadores que operan bajo el control del AGC.*

***Reserva de regulación secundaria para bajar potencia activa:*** *Sumatoria de las capacidades disponibles para reducir su potencia activa hasta el límite técnico mínimo de los generadores que operan bajo el control del AGC.*

***Reserva fría:*** *Sumatoria de la potencia nominal (o efectiva) de las unidades que pueden arrancar, sincronizarse y llegar a plena carga en menos de 15 minutos*

***Reserva rodante:*** *Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa de los generadores en línea cuyos gobernadores responden automáticamente ante los cambios de la frecuencia.*

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

***Servicio eléctrico****: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.*

***Sistema de medición:*** *Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira de un nodo del Sistema Eléctrico Nacional.*

***Sistema de protección:*** *Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.*

***Sistema Eléctrico Nacional (SEN):*** *Es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en*

*territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.*

***Subestación:*** *Parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra y cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.*

***Transmisión:*** *Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.*

***Usuario en alta tensión:*** *Persona física o jurídica conectado al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.*

***Usuario:*** *Persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional.*

***Valor eficaz (rms):*** *raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente […]*

*[…]*

***Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación***

*El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad y será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional, con potencias mayores a 1 MW […]*

*[…]*

***Artículo 17. Mantenimiento del SEN***

*En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación con potencias superiores a 1 MW y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los generadores conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior; además de los elementos de la red de transmisión. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda. […]*

*[…]*

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

*Todas las plantas del sistema con potencias superiores a 1 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además, deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.*

*De igual forma todas las unidades generadoras existentes y futuras, con potencias superiores a 1 MW, deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos del SEN que establezca el Operador del Sistema. […]*

*[…]*

***Artículo 29. Interconexión y libre acceso al SEN***

*El acceso al SEN es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica. […]*

*[…]*

***Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN***

*En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema, salvo para plantas interconectadas a la red de distribución nacional, con potencias inferiores o iguales a 1 MW.*

*Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que, según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir.*

*En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.*

*De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el*

*ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo. […]*

*[…]*

***Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución***

*Corresponden al Operador del Sistema, al ICE y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:*

a. *Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.*
b. *Efectuar y comunicar los resultados al interesado, en un plazo máximo de 120 días naturales los estudios de la solicitud de conexión, incluyendo la revisión y aprobación por parte del Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 30*
c. *Formalizar el "Contrato de Conexión" que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.*
d. *Verificar que el usuario cumpla con el "Contrato de Conexión".*
e. *Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.*

*Corresponden al ICE, a las empresas de generación y distribución, a los usuarios en alta tensión y abonado-productor:*

f. *Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de este pago a los generadores con una potencia inferior a 1MW.*
g. *Mantener el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en esta norma.*
h. *Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones. […]*

*[…]*

***Artículo 32. Obligaciones de los abonados en alta tensión y generadores***

*Se establecen a los interesados en adquirir la condición de abonado en alta tensión o de generador las obligaciones siguientes, según les corresponda:*

a. *Pagar al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.*
b. *Construir su instalación cumpliendo con las normas técnicas de diseño, construcción, montaje y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.*
c. *Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el "Contrato de Conexión", de previo a la firma del mismo.*

*Se establecen a los abonados y usuarios de alta tensión y generadores las obligaciones siguientes, según les corresponda:*

d. *Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.*
e. *Mantener su instalación conforme a las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.*
f. *Operar y mantener sus instalaciones y equipos conforme a los requisitos técnicos establecidos en esta norma y de los que de ella se deriven. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora, el generador, el abonado o usuario, según se convenga en el contrato de conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al plan de operación emitido por el ICE o la empresa distribuidora y aprobado por el Operador del Sistema.*
g. *Dar un apropiado mantenimiento a los equipos e instalaciones de la conexión de manera tal, que se disponga de la máxima disponibilidad de la conexión.*
h. *Instalar, operar y mantener los equipos de protección, interrupción, medición, telecomunicaciones, registrador de fallas, supervisión y control, según los requerimientos de la empresa de transmisión, de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema.*
i. *Mantener el cumplimiento de las condiciones particulares para la conexión establecidas en el "Contrato de Conexión".*
j. *Cancelar la energía que se consuma en el punto de conexión de acuerdo con las tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para el nivel de tensión de la conexión y el nivel de consumo.*
k. *Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de este pago a los generadores con una potencia inferior a 1 MW […]*

*[…]*

***Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión***

*Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el interesado podrá ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el "Contrato de Conexión" (Capítulo VII de esta norma), y conforme con lo indicado en el inciso c) del artículo 32 de esta norma. .*

*Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro,*

*comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.*

*En el "Contrato de Conexión" se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión, así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.*

*La propiedad de los equipos que permitan el acceso del interesado al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del interesado o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora. […]*

*[…]*

***Artículo 35. Aspectos contractuales***

*El "Contrato de Conexión", tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:*

a. *Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.*
b. *Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión, a la empresa distribuidora o al interesado.*

c. *Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:*

   *i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas*

   *ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.*

   *iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.*

   *iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora*

   *v. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.*

*d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora*

*i. Determinación de los cargos a pagar por el interesado, forma de facturación y pago.*

*ii. Frecuencia de revisión de los cargos.*

*iii. Información que el interesado debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.*

*e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.*

*f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:*

*i. Del inmueble.*
*ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.*
*iii. En los circuitos de protecciones.*
*iv. En los circuitos de sincronización.*
*v. En los circuitos de control.*
*vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.*
*vii. En telecomunicaciones y telecontrol.*
*viii. En los circuitos de medida y telemedida.*
*ix. En el sistema contra incendio.*
*x. Otros aspectos que sean necesarios especificar.*

*g. De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.*

*h. Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.*

*i. Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.*

*j. Los servicios prestados entre las partes tales como:*

*i. La operación.*
*ii. El mantenimiento.*
*iii. Las comunicaciones.*
*iv. Los servicios auxiliares.*
*v. El suministro eléctrico para servicios propios.*
*vi. Préstamo o arriendo de equipo*
*vii. Servicios de supervisión, medición e información.*

*k. Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.*

*l. Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.*

*m. Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.*

*n. Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.*

*o. Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.*

*p. Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.*

*q. Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes. […]*

*[…]*

***Artículo 36. Procedimiento de la conexión***

*El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del "Contrato de Conexión", como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.*

*El Operador del Sistema, en coordinación con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, es el responsable de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.*

*Para los interesados en conectarse a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional. […]*

*[…]*

***Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados de alta tensión al SEN***

***a. Equipo de interrupción***

*Toda conexión entre un abonado de alta tensión y una empresa distribuidora y el SEN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE brindará a la empresa distribuidora y al abonado de alta tensión, los valores de*

*corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transmisión, en puntos de conexión existentes y futuros.*

***b. Equipo y esquema de protección***

*Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas del ICE o de la empresa de transmisión, los sistemas de protección a instalarse deben de ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Los sistemas de protección a instalar por el abonado de alta tensión o por la empresa distribuidora, deberán ajustarse a los requerimientos del Operador del Sistema y del ICE.*

***c. Equipo de telecomunicaciones***

*Se aplica lo establecido en el artículo 39, inciso d.*

***d. Equipo de medición***

*Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL, "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos" y con lo establecido en la reglamentación regional.*

***e. Equipo de registro de fallas***

*Aplica lo indicado en el artículo 39 inciso e).*

***f. Equipo de supervisión y control***

*Aplica lo estipulado en el artículo 39 inciso f).*

***g. Ajuste de protecciones***

*Los ajustes de protecciones que inciden sobre el comportamiento de la red de transmisión deben hacerse de manera integrada por el Operador del Sistema y el ICE o por la empresa de transmisión y ser comunicados a las empresas distribuidoras o abonados y abonados de alta tensión. Cuando fuere necesario, los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al punto de conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Operador del Sistema las empresas trasmisoras, los abonados de alta tensión y las empresas distribuidoras, deberán acordar los medios y la periodicidad y el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, mediante los procedimientos que el Operador del Sistema establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.*

***h. Trabajos en el equipo de protección***

*Ningún sistema de protección (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio de los abonados de alta tensión o de las empresas distribuidoras) puede ser intervenido o alterados*

*por el personal de éstas, sin la anuencia de las empresas transmisoras y del Operador del Sistema.*

***i. Puesta a tierra del neutro***

*El abonado de alta tensión o la empresa distribuidora, implementarán los sistemas de puesta a tierra de sus instalaciones de conformidad con los lineamientos que establezca el ICE.*

***j. Relés de frecuencia***

*Cada abonado de alta tensión o empresa distribuidora, debe disponer la infraestructura y equipo necesario para la desconexión automática de carga por baja frecuencia de conformidad con lo indicado en el artículo 11. […]*

*[…]*

***Artículo 44. Disponibilidad, continuidad y seguridad***

*La disponibilidad, continuidad y seguridad del SEN, en aras de mantener su operación óptima, asegurar la selectividad de los sistemas de protección y la seguridad en la ejecución correcta de las maniobras ordenadas por el Operador del Sistema, son responsabilidad de los generadores, de las transmisoras, de las distribuidoras y de los abonados o de los usuarios en alta tensión. […]*

*[…]*

***Artículo 123. Productor consumidor no interconectado a la red.***

*El productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, no interconectado a la red de distribución, no estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos […]*

*[…]*

***Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.***

*La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red se desarrollará y operará bajo las siguientes modalidades:*

a. ***Neta sencilla:*** *alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.*

b. ***Neta completa (venta de excedentes):*** *alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades,*

*funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía […]*

*[…]*

***Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.***

*La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Dicha actividad se regirá por lo que establezca para tales efectos el Ministerio de Ambiente y Energía como ente rector en la materia. No obstante lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeta a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia […]*

*[…]*

***Artículo 126. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad neta completa***

*La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta completa (venta de excedentes), es servicio público y se regirá por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Asimismo, en lo que le sea aplicable, se regirá por lo establecido para tales efectos por el Ministerio de Ambiente y Energía […]*

*[…]*

***Artículo 127. Relación empresa distribuidora y productores consumidores.***

*Las relaciones entre las empresas distribuidoras y los productores-consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, se regirán por el contrato de interconexión establecido por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias […]*

*[…]*

***Artículo 128. Cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución.***

*Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, cumplir con los*

*criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda […]*

2. Modificar el nombre del capítulo XII de la norma AR-NT-POASEN, para que se lea de la siguiente manera:

*[…]*

**CAPÍTULO XII GENERACION DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO**
*[…]*

3. Derogar los artículos 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158 y 159 de la norma AR-NT-POASEN, y córrase la numeración a partir del CAPITULO XIII.

**B.EN CUANTO A LA NORMA AR-NT-SUCOM:**

**1.** Modificar los artículos 2, 21, 28 y 40 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se lean de la siguiente manera:

*[…]*

***Artículo 2. Propósito***

*El propósito de la presente norma es, definir y describir, las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, en las siguientes áreas:*

*a. Técnica: condiciones y responsabilidades de las partes en la interconexión de la instalación eléctrica de la edificación y la red eléctrica de la empresa.*

*b. Comercial: lectura, facturación, cobro, suspensión del servicio, clasificación y aplicación del régimen tarifario y otras actividades relacionadas con la venta o comercialización de la energía eléctrica.*

*c. Régimen contractual en la prestación del suministro eléctrico: derechos y obligaciones de las empresas, abonados y usuarios.*

*d. Desempeño en el régimen comercial de las empresas distribuidoras y comercializadoras.*

*e. Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados productores o usuarios productores […]*

*[…]*

***Artículo 21. Bases para medidores***

*Las bases para enchufar los medidores serán suministradas al interesado por parte de la empresa y retiradas en ella. Las bases para medidores deberán cumplir con las condiciones técnicas establecidas en la norma técnica AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica". En el caso de que el usuario suministre las bases de medidor, las mismas se ajustarán a lo establecido en dicha norma. […]*

*[…]*

***Artículo 28. Depósito en garantía***

*Para garantizar el pago del servicio, la empresa exigirá a sus nuevos abonados, un depósito en garantía equivalente a una facturación mensual de energía y potencia, si ésta última corresponde, según la tarifa vigente y de acuerdo con su clasificación tarifaria. Este depósito será devuelto al abonado en caso de que solicite el retiro del servicio, siempre y cuando se encuentre al día en sus obligaciones comerciales con la empresa. Mientras no exista registro del consumo real, la empresa cobrará inicialmente, para los nuevos abonados, un depósito en garantía provisional, con base en la tabla de estimación de consumo según cargas, que a continuación se detalla:*

*Para cargas declaradas menores o iguales a 12 000 Watt:*

$$\mathrm{CE} = 25 \times \mathrm{CD}(\mathrm{kWatt}) \times 1(\mathrm{hora})$$

*En donde,*

*CE= Consumo mensual estimado en kWh*
*CD= Carga declarada*

*Para cargas declaradas mayores a 12 000 Watt:*

$$\mathrm{CE} = 300\ (\mathrm{kWh}) + \mathrm{CA}(\mathrm{kWh})$$

*En donde,*

*CE= Consumo mensual estimado*
*CA= 20 (kWh) por cada 1000 Watt adicionales a 12 000 Watt de carga declarada*

*Para el cobro del depósito en garantía correspondiente a la demanda, la empresa lo realizará con base en la información de potencia instalada, la proyección de máxima demanda de potencia, suministrada por el abonado o usuario, y la energía estimada.*

*Estimados el consumo y la demanda, se aplican los valores de la tarifa que le corresponde al nuevo abonado, determinándose así el monto del depósito provisional, el cual podrá ser cubierto en efectivo, por certificados de inversión a satisfacción de la empresa o garantías de cumplimiento con cualquier banco del Sistema Bancario Nacional o el Instituto Nacional de Seguros. El depósito en garantía permanente se regirá por lo establecido en el artículo 43. […]*

*[…]*

***Artículo 40. Facturación del servicio***

*La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.*

*La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:*

*a. Nombre del abonado.*
*b. Localización geográfica y topológica.*
*c. Dirección exacta.*
*d. Número de medidor.*
*e. Tarifa aplicada y monto a cancelar desglosado de conformidad con la estructura tarifaria vigente.*
*f. Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.*
*g. Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).*
*h. Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).*
*i. Costo del kWh y estructura tarifaria*
*j. Demanda máxima (lectura, constante).*
*k. Fecha de vencimiento de la factura.*
*l. Costo por kWh del alumbrado público.*
*m. Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.*
*n. Total del monto por pagar.*
*o. Monto del depósito en garantía.*
*p. Fecha de emisión del recibo.*
*q. Fecha de puesta al cobro de la facturación.*
*r. Tipo de servicio.*
*s Número de la factura.*
*t. Histórico de consumo de los últimos seis meses.*
*u. Otros tales como:*
*1-Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.*
*2- Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.*
*3- Impuestos de ley.*
*4- Justificación o razón para estimar lecturas.*
*5- Número telefónico de atención de quejas de la empresa.*
*6- Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP. […]*

**2.** Modificar el artículo 3 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se incluyan las siguientes definiciones:

*[…]*
***Abonado productor o Productor consumidor:*** *toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que además produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica*

***Cargo por acceso:*** *monto que se debe cancelar como pago por el uso de la red de distribución por parte del abonado o abonado-productor y que corresponde a los costos en que incurre la empresa eléctrica para brindar el servicio, conforme a lo que determine la Autoridad Reguladora.*

***Contrato de interconexión para abonados productores:*** *es el instrumento suscrito entre la empresa distribuidora y el productor-consumidor donde se establecen las condiciones bajo las cuales interactuará éste último con la red de distribución eléctrica.*

***Fuentes de energía renovable:*** *fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.*

***Usuario productor o Productor consumidor:*** *persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio, y que además, con autorización del abonado, produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica […]*

**3.** Adicionar un nuevo Capítulo XVI en la norma AR-NT-SUCOM y consecuentemente correr la numeración, para que se lea de la siguiente manera:

*[…]*

***CAPÍTULO XVI***

***INTERCONEXIÓN, ACCESO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA ABONADOS-USUARIOS-PRODUCTORES***

***Artículo 125. Aplicabilidad normativa.***

*Todos los aspectos regulados en esta norma relacionados con la prestación técnica y comercial del suministro eléctrico, son de aplicabilidad para los abonados y usuarios productores. Los artículos de este capítulo prevalecerán sobre el resto del articulado para el caso de los abonados y usuarios productores.*

***Artículo 126. Libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución.***

*Las empresas distribuidoras permitirán a sus abonados o usuarios (con la autorización del abonado y su disposición a firmar el contrato respectivo) actuales o futuros, interconectar y operar sistemas de generación para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras.*

***Artículo 127. Requisito para la interconexión de generadores a la red de distribución***

*Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un "Contrato de interconexión para abonados productores".*

***Artículo 128. Capacidad de acceso***

*Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de abonados productores, según lo establecido en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla , garantizando que la operación de sus generadores para autoconsumo no interfieran con la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas regulatorias emitidas por la Autoridad Reguladora.*

***Artículo 129. Limitaciones de acceso***

*En toda solicitud de conexión de un generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, velando por que el suministro eléctrico al interesado y a los demás abonados o usuarios, se mantenga acorde con los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima.*

***Artículo 130. Adecuaciones de red***

*Las extensiones y adecuaciones de la red de distribución para la interconexión de abonados productores se regirá de conformidad con lo establecido en el artículo 123 de esta norma técnica regulatoria.*

***Artículo 131. Punto de interconexión***

*El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnicos y de límites de responsabilidad, del abonado productor con la red de distribución, lo será el punto de entrega, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 de esta norma técnica regulatoria.*

*La habilitación de todo servicio para una abonado productor, requiere la verificación establecida en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" vigente.*

***Artículo 132. Contrato de interconexión***

*Es responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar que el contrato de interconexión y operación de un generador para autoconsumo, por parte de un abonado o usuario productor, contenga las cláusulas contractuales necesarias para que:*

*a. La infraestructura de la interconexión se construya y se mantenga conforme a la norma AR-NT-SINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas" vigente.*
*b. La operación del generador para autoconsumo no interfiera en la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de otros abonado o usuarios, establecida en las normas técnicas regulatorias emitidas por la Aresep.*
*c. El abonado o usuario productor se haga responsable de los daños que cause a la empresa eléctrica y a otros abonados o usuarios. No obstante, la empresa eléctrica deberá resarcir los daños, que la operación del generador del abonado o autoproductor, cause a otros usuarios, debiendo en sede administrativa o judicial, cobrar dichos costos al abonado productor.*

***Artículo 133. Cargo por acceso e interconexión a la red de distribución***

*El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.*

***Artículo 134. Servicios con facturación de demanda***

*En los servicios que por la característica de la tensión de acceso o por el uso de la energía se facture tanto el cargo por energía como el de potencia, el mismo se realizará de conformidad con la metodología y pliegos tarifarios vigentes, y se clasificará en el bloque de consumo que corresponda, con base en el total de energía retirada de la red de distribución, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.*

***Artículo 135. Facturación del alumbrado público***

*Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.*

***Artículo 136. Sistema de medición***

*El costo del sistema de medición para el registro de la energía depositada y retirada en los servicios con generación para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla no podrá ser cargado a las tarifas del servicio de suministro de energía eléctrica en su etapa de distribución y dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica.*

*Este sistema de medición deberá cumplir con lo establecido en el capítulo IV Inscripción del Modelo de la Norma AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica".*

***Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual "Medición Neta Sencilla"***

*En el caso de existir un excedente de la producción con respecto al consumo mensual, este debe reflejarse en la facturación del respectivo mes junto con el acumulado correspondiente, a efectos de compensar el excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 133 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes. […]*

**C. EN CUANTO AL PRECIO DE LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA (VENTA DE EXCENDENTES):**

Derogar la resolución RJD-018-2015, mediante la cual Junta Directiva aprobó la *"Metodología para fijar el precio de liquidación de energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la Norma POASEN*".

**D. EN CUANTO AL CARGO DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN:**

Derogar la resolución 022-RJD-2015, mediante la cual Junta Directiva aprobó la *"Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el sistema eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN".*

**E. EN CUANTO AL CARGO POR ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN:**

Aprobar la siguiente metodología:

*[…]*

***"Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor."***

***I. OBJETIVOS Y ALCANCE***

***1.1 Objetivos***

*Los objetivos de la presente metodología son:*

***a.*** *Definir el procedimiento para establecer la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor.*

***b.*** *Cumplir con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, en lo que corresponda.*

***c.*** *Contar con procedimientos de cálculo de tarifas que sean claros y verificables.*

***d.*** *Salvaguardar los intereses de los productores-consumidores, del consumidor final y de las empresas distribuidoras, mediante el cumplimiento del principio del servicio al costo.*

***e.*** *Garantizar el criterio de equilibrio financiero del prestador del servicio público establecido en la Ley N° 7593.*

***f.*** *Establecer un trato equitativo entre los diferentes tipos de usuarios, según su naturaleza.*

***g.*** *Propiciar que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país y se contribuya con la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados del sector eléctrico, de acuerdo con lo establecido en los Decretos Ejecutivos N° 30065-MINAE y el N° 39220-MINAE.*

***h.*** *Propiciar el desarrollo de las fuentes renovables de energía, según lo establecido en la Ley N° 7593 y las políticas sectoriales vigentes incluidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030.*

### *1.2 Alcance*

*El alcance de esta metodología está delimitada como sigue:*

***a.*** *Esta metodología y la respectiva tarifa se aplican según los criterios establecidos en el Decreto Ejecutivo N°39220-MINAE y el Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República.*

***b.*** *Se aplica en todo el territorio nacional.*

***c.*** *Se aplica para todas las empresas distribuidoras de electricidad, según sus propios costos de distribución y comercialización.*

***d.*** *La tarifa que se fija de acuerdo con esta metodología se aplica para todos los abonados que tengan la condición de productor-consumidor y un contrato de interconexión vigente según los términos del Decreto N° 39220-MINAE.*

***e.*** *La tarifa se cobrará sobre todos los kWh que un productor-consumidor retire de la red de distribución luego de haberlos depositado en la red.*

***f.*** *Los kWh que el productor-consumidor retire de la red sin haberlos depositado, es decir, los que consuma provenientes de la red, pero generados por otras plantas distintas a la propia, se cobrarán por parte de la empresa distribuidora con base en los pliegos tarifarios que cada empresa tenga debidamente aprobados. Estas tarifas ya tienen incluidos los costos de acceso asociados a la distribución como parte de su estructura normal de costos, solo que a través de tarifas que integran en un solo monto los costos de generación, transmisión y distribución (tarifas integrales).*

*El cálculo de la tarifa que se derive de esta metodología se realizará en el mismo proceso tarifario mediante el cual se actualizan las tarifas del sistema de distribución de cada empresa distribuidora. No obstante, la primera aplicación se realizará según lo indicado en apartado VI del presente documento.*

## *II. METODOLOGÍA*

*El precio por acceso contempla todos los costos necesarios para que el productor-consumidor tenga acceso a la red de distribución y esté continuamente (salvo fuerza mayor) interconectado a la misma.*

*Para efectos de establecer la tarifa de acceso de un productor-consumidor a la red de distribución, se contemplarán los costos asociados a la operación, mantenimiento y administración de la actividad de distribución de cada uno de los operadores públicos o cooperativas. Dichos costos son los que se obtienen en cada fijación tarifaria del sistema de distribución de conformidad con la metodología RJD-139-2015 (metodología ordinaria de distribución) y sus modificaciones. Es importante aclarar que dentro de los costos no se incorporan las compras de energía y potencia, costos propios de generación, ni el peaje de transmisión.*

*La tarifa de acceso será un pago que se realizará a la empresa distribuidora de energía eléctrica em por parte del productor-consumidor, por cada unidad de energía consumida (kWh) que éste retire de la red, asociada a la energía que previamente había depositado. Por lo tanto se pagará en los meses en que se dé dicho retiro.*

*La tarifa por acceso en colones por KWh para todo productor-consumidor se calcula de la siguiente manera:*

$$\mathrm{TA}_{\mathrm{em},t+1} = \frac{\mathrm{CD}_{\mathrm{em},t+1}}{Rt_{em,t+1} + \mathrm{VTE}_{\mathrm{em},t+1}} \qquad \textit{(Fórmula 1)}$$

*Donde:*

$\mathrm{TA}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Tarifa de acceso a la red en colones por kWh para la empresa em para el periodo t+1.*

$\mathrm{CD}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Costos de la actividad de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario del sistema de distribución de la empresa em, para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1) (ver fórmula 2).*

$\mathrm{VTE}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Ventas de energía, total anual estimado en kWh para la empresa em, para el mismo periodo de referencia de la estimación de los costos de distribución, según información disponible al momento en que se realiza el estudio tarifario del sistema de distribución (periodo t+1). No incluye ventas a alumbrado público.*

$Rt_{em,t+1}$ = *Estimación de la energía (kWh) retirada de la red por los productores-consumidores conectados a la red de distribución de la empresa em, de la energía previamente inyectada por ellos mismos, para el periodo t+1.*

*t+1* = *Periodo en el que estará vigente la tarifa de acceso.*

*em* = *Empresa distribuidora.*

*A su vez, los costos de distribución (CD) en colones para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad em, en el periodo de referencia (t+1), se obtienen de la siguiente manera:*

$$\mathrm{CD}_{\mathrm{em},t+1} = \mathrm{COMA}_{\mathrm{em},t+1} - \mathrm{CEP}_{\mathrm{em},t+1} - \mathrm{Peaje}_{\mathrm{em},t+1} + \left(\mathrm{R}_{\mathrm{em},t+1} * \mathrm{BT}_{\mathrm{em},t+1}\right)$$

*(Fórmula 2)*

*Donde:*

$\mathrm{CD}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Costos de la actividad de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em, para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$\mathrm{COMA}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$\mathrm{CEP}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Compras de energía y potencia de la actividad de distribución en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$\mathrm{Peaje}_{\mathrm{em},t+1}$ = *Costo del peaje de trasmisión por las compras de energía de la actividad de distribución en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$R_{em,t+1}$ = *Tasa de rédito del sistema de distribución calculada mediante el WACC, obtenido del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$BT_{em,t+1}$ = *Base tarifaria del sistema de distribución, formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

## *III. AJUSTES Y REVISIONES*

*La fijación de la tarifa de acceso se realizará de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario que las fijaciones de las tarifas de distribución de cada empresa distribuidora de energía eléctrica.*

*Por lo que si las empresas reguladas solicitan una fijación tarifaria ordinaria para su sistema de distribución de electricidad, la petición debe incluir también los cálculos y propuesta de ajuste la tarifa de acceso.*

## *IV. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS*

*La tarifa resultante (TA) será aplicable a los kWh retirados de la red de distribución por el productor-consumidor, provenientes de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.*

*Para los kWh consumidos provenientes de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a los kWh previamente inyectados, se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.*

*Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor-consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor, y se cobrará sobre el total*

*de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.*

## *V. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN*

*Toda la información necesaria para la aplicación de esta metodología la establecerá la Intendencia de Energía.*

## *VI. APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ*

*Una vez aprobada y publicada en La Gaceta la presente metodología, la Intendencia de Energía (IE) realizará de oficio en un plazo no mayor a los 30 días hábiles, la propuesta de fijación tarifaria de la tarifa de acceso correspondiente para todas las empresas distribuidoras. Para tales efectos se tomará la información de costos y mercado utilizada en los cálculos de las tarifas vigentes a ese momento, según la metodología y criterios tarifarios que se aplicaron en la correspondiente fijación.*

*Para la aplicación por primera vez, la fórmula 2 se sustituirá por la fórmula 3 siguiente, para las empresas en las cuales no se tenga por separado la actividad de generación de la actividad de distribución y para las cuales tengan incluidos los gastos financieros dentro de los costos y gastos de las tarifas vigentes en ese momento:*

$$CD_{em,t+1} = COMA_{em,t+1} - CEP_{em,t+1} - Peaje_{em,t+1} - CGE_{em,t+1} - GF_{em,t+1} + (R_{em,t+1} * BT_{em,t+1})$$

*(Fórmula 3)*

*Donde:*

$CGE_{em,t+1}$ = *Gastos totales de generación en colones obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

$GF_{em,t+1}$ = *Gastos financieros en colones obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).*

## *VII. DEROGATORIA*

*Deróguese la resolución RJD-021-2015 del 26 de febrero de 2015, mediante la cual la Junta Directiva aprobó la "Metodología de Fijación del Precio o Cargo por Acceso a las Redes de Distribución de Generadores a Pequeña Escala para Autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN" […]*

**II.** Instruir al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del expediente para el trámite respectivo.

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

**IV.** Instruir a la Comisión Ad Hoc conformada para este fin, para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda a analizar y dar respuesta a todas las posiciones presentadas y remita a la Junta Directiva la propuesta final de la metodología.

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.**

**ACUERDO FIRME.**

*A las dieciséis horas con veinte minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (as) Mario Mora Quirós, Karla Montero Víquez, Susana Rodríguez Zúñiga, Tony Méndez Parrales, Álvaro Barrantes Chaves y Marlon Yong Chacón.*

## ARTÍCULO 8. Recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuesto por el Consejero del Usuario contra la resolución RIE-067-2015 del 26 de junio de 2015. Expediente ET-25-2015.

*A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores (as): Adriana Salas Leitón, Adriana Martínez Palma, Cristian Rodríguez León, Laura Núñez Sibaja, Marcel Charpentier Ramírez, Eric Chaves Gómez, Henry Payne Castro y Daniel Fernández Sánchez, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, este y el siguiente artículo.*

La Junta Directiva conoce el oficio 1079-DGAJR-2015 del 4 de noviembre de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante interpuesto por el Consejero del Usuario contra la resolución RIE-067-2015 del 26 de junio de 2015.

Las señoritas ***Adriana Salas Leitón*** y ***Adriana Martínez Palma*** explican los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 1079-DGAJR-2015, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 06-58-2015**

**1.** Declarar sin lugar, el recurso de apelación interpuesto por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015.

**2.** Rechazar por improcedente, la gestión de nulidad concomitante interpuesta por el Consejero del Usuario, contra la resolución 037-RIT-2015.

**3.** Agotar la vía administrativa.

**4.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**5.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**6.** Díctese la presente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 8 de abril del 2015, mediante el oficio sin número con fecha de 24 de marzo de 2015, Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L. (Coopealfaro), presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta. (Folios 1 al 356).

**II.** Que el 13 de abril del 2015, mediante el oficio 647-IE-2015, la Intendencia de Energía (IE) le previno a Coopealfaro el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución de energía eléctrica. (Folios 533 al 534).

**III.** Que el 16 de abril de 2015, mediante el oficio sin número con fecha del 15 de abril del 2015, Coopealfaro respondió la prevención realizada mediante el oficio 647-IE-2015. (Folios 359 a 507).

**IV.** Que el 23 de abril de 2015, mediante el oficio 724-IE-2015, la IE le otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopealfaro para el servicio de distribución de electricidad. (Folios 509-A a 510-B).

**V.** Que el 5 de mayo del 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Teja y La Extra (folios 520 al 521) y el 30 de abril del 2015, se publicó en el Alcance Digital Nº 29 a La Gaceta Nº 83. (Folios 522 al 523).

**VI.** Que el 20 de mayo del 2015, mediante el oficio 882-IE-2015, la IE le solicitó a Cooopealfaro, información adicional para efectos del análisis de la justificación de la solicitud de ajuste tarifario. (Folios 677 al 682).

**VII.** Que el 22 de mayo del 2015, mediante el oficio sin número con fecha del 21 de mayo, Coopealfaro solicitó una prórroga de 3 días para la entrega de la información requerida por medio del oficio 882-IE-2015. (Folios 536).

**VIII.** Que el 27 de mayo de 2015, mediante correo electrónico, con sello de recibido en la Autoridad Reguladora del 28 de mayo de 2015, Coopealfaro, contestó la prevención realizada en el oficio 882-IE-2015. (Folios 613 al 640).

**IX.** Que el 28 de mayo del 2015, se celebró la respectiva audiencia pública, según consta en los oficios 1784-DGAU-2015, de esa misma fecha y 1913-DGAU-2015, del 5 de junio del 2015. (Folios 641 y 662 al 674, respectivamente).

**X.** Que el 29 de mayo del 2015, mediante el oficio sin número del 26 de mayo del 2015, Coopealfaro contestó la prevención realizada en el oficio 882-IE-2015. (Folios del 542 al 612).

**XI.** Que el 29 de mayo del 2015, mediante el oficio 1814-DGAU-2015, se rindió el respectivo informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 660 y 661).

**XII.** Que el 26 de junio del 2015, mediante la resolución RIE-067-2015, la IE resolvió entre otras cosas, fijar las tarifas para el servicio de distribución de electricidad que presta Coopealfaro. (Folios 733 al 774).

**XIII.** Que el 10 de julio del 2015, el Consejero del Usuario, inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante contra la resolución RIE-067-2015. (774-A al 780).

**XIV.** Que el 15 de julio de 2015, mediante el oficio 1296-IE-2015, la IE emplazó a las partes ante la Junta Directiva, respecto al recurso de apelación interpuesto por el Consejero del Usuario. (Folios 810 al 825).

**XV.** Que el 23 de julio de 2015, mediante oficio sin número del 22 de julio del 2015, Coopealfaro atendió el emplazamiento realizado por la IE, mediante el oficio 1296-IE-2015. (Folios 796 al 809).

**XVI.** Que el 5 de agosto de 2015, mediante oficio sin número del 28 de julio de 2015, varios representantes de algunas de las empresas e industrias del Cantón de Zarcero de Alajuela, le solicitaron al Regulador General les concediera una audiencia para explicar con detalle la oposición respecto al ajuste tarifario ordenado en la resolución RIE-067-2015. (Folios 884 al 886).

**XVII.** Que el 5 de agosto de 2015, mediante el oficio 1412-IE-2015, la IE rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, respecto del recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante interpuestos por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015. (Folio 888).

**XVIII.** Que el 5 de agosto de 2015, mediante el memorando 613-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante, interpuestos por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015. (Folio 887).

**XIX.** Que el 4 de noviembre del 2015, mediante el oficio 1079-DGAJR-2015, la DGAJR, rindió su criterio respecto el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante presentados por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015. (Correrá agregado a los autos).

**XX.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del oficio 1079-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

*"[…]*

***II. ANÁLISIS POR LA FORMA***

***1) NATURALEZA***

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

*Además, el Consejero del Usuario interpuso de forma concomitante, gestión de nulidad a la cual le resulta aplicable lo establecido en los artículos 158 al 179 de la LGAP.*

***2) TEMPORALIDAD***

*La resolución recurrida fue publicada en el Alcance Digital N° 51 a La Gaceta N° 127 del 2 de julio del 2015 (folios 733 al 774) y le fue notificada al Consejero del Usuario el 7 de julio de 2015 (folio 872) la impugnación fue planteada el 10 de julio de 2015 (folios 774-A al 780).*

*Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado en el artículo 346.1 de la LGAP, y que vencía el 10 de julio de 2015, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo legal establecido.*

*En lo que refiere a la gestión de nulidad interpuesta, es preciso indicar que ésta fue presentada de manera conjunta con el recurso en análisis, el 10 de julio de 2015 y considerando que la resolución recurrida le fue notificada al Consejero del Usuario, el 7 de julio de 2015, de conformidad con lo que dispone el artículo 175 de la LGAP en cuanto a que el plazo para solicitar la nulidad de un acto administrativo es de un año, debe concluirse que la gestión de nulidad se presentó en tiempo, puesto que el plazo vencería el 8 de julio de 2016.*

***3) LEGITIMACIÓN***

*Con respecto a la legitimación activa, cabe indicar que el Consejero del Usuario de la Aresep, está legitimado para impugnar -en la forma en la que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, 50 inciso a) del reglamento a la Ley 7593, decreto ejecutivo 29732-MP, en concordancia con el artículo 275 de la LGAP.*

***4) REPRESENTACIÓN***

*Consta en los registros institucionales, que el señor Jorge Sanarrucia Aragón, funge como el Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*En consecuencia el recurso de apelación y la gestión de nulidad, resultan admisibles por la forma.*

*(…)*

## *IV. ANÁLISIS DE FONDO*

### *1. Sobre el recurso de apelación*

*Por la conexidad de los tres argumentos, y la forma en que se analizan, se procederá a analizarlos de forma conjunta.*

*Alegó el recurrente, que los usuarios de CoopeAlfaro y el Consejero del Usuario, no tuvieron información apremiante para realizar un debido análisis, así como llevar a cabo las funciones que le confiere el reglamento a la Ley 7593, debido a que parte de la información, solicitada por la IE (folios 677-682) y que era de relevancia para resolver fue aportada el mismo día de la audiencia e incluso un día después según consta en los folios 542 al 612 del expediente administrativo, la información aportada por medio de los folios 613 al 640, consta en el expediente administrativo el mismo día de la audiencia pública.*

*De previo a entrar a analizar los argumentos del recurrente, conviene señalar que analizada la información que aportó Coopealfaro, el día anterior a la audiencia (folios 613 al 640), incorporada al expediente administrativo el 28 de mayo de 2015 (folio 613) con la que se aportó un día después de la audiencia (folios 542 al 612), se constató que la información es idéntica, es decir, la información suministrada el día previo a la audiencia, por medio de correo electrónico (27 de mayo de 2015) coincide plenamente con aquella que se presentó un día después de la celebración de la audiencia (29 de mayo).*

*Ahora bien, con respecto a la posibilidad del petente tarifario o cualquier otra parte interesada, en suministrar información relevante para el procedimiento tarifario antes de la celebración o incluso en la misma celebración de la audiencia pública, conviene señalar que la Sala Constitucional se ha referido en numerosas oportunidades respecto a este accionar, indicando que existe la posibilidad de que las partes interesadas suministren información de relevancia para el proceso de fijación tarifaria, incluso en la misma audiencia pública. Pues éste constituye el momento idóneo para que se materialice la participación ciudadana, en virtud de la inmediación que existe en dicha instancia, entre los prestadores del servicio, los usuarios y cualquier parte interesada en las resultas de dicho proceso.*

*Lo anterior se deduce de la interrelación de los artículos 36 de la Ley 7593 (Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos), con los artículos 50 y 51 del Decreto Ejecutivo 29732-MP, el cual constituye el Reglamento a la Ley 7593.*

*Desde ese punto de vista, señala en lo que interesa, el artículo 36:*

> ***"Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública***
>
> *Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia, 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:*

***a)*** *Las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos.*

***b)*** *Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.° 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.° 7508, de 9 de mayo de 1995.*

***c)*** *La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25.*

***d)*** *La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley.*

*Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia, por escrito o en forma oral, el día de la audiencia, momento en el cual deberá consignar el lugar exacto o el número de fax, para efectos de notificación por parte de la Aresep. En dicha audiencia, el interesado deberá exponer las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes.*

*La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia.*

*Tratándose de una actuación de oficio de la Autoridad Reguladora, se observará el mismo procedimiento.*

*Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados (…)"*

*Asimismo, los artículos 50 y 51 del Reglamento a la Ley 7593, señalan:*

***"Artículo 50.-Partes, legitimación y personería.***

*a) Será parte quien presente a la ARESEP los asuntos que por ley se deben tramitar en audiencia pública; también será parte el Consejero del Usuario, del ARESEP.*

*b) Además de las partes indicadas en el inciso anterior, quien desee ser parte en una audiencia pública, debe presentar ante la ARESEP, por escrito, planteando su pretensión en el tema objeto de la audiencia, demostrar el derecho o interés legítimo que invoque, acompañar la documentación que sustente la petición y ofrecer sus pruebas e indicará también sus calidades, y lugar para oír notificaciones.*

*c) Los representantes de los consumidores, clientes, abonados o usuarios de los servicios, deberán acreditar la personería.*

***Artículo 51.-Pretensión:***

*a) Los interesados podrán oponerse o apoyar las peticiones objeto de la audiencia, mediante la presentación de escrito motivado, acompañado de la prueba en que fundamenten sus posiciones; se formularán por escrito y se podrán sustanciar oralmente.*

*b) Todas las presentaciones de las partes de la audiencia, conjuntamente con la prueba ofrecida, deberán estar presentadas en el respectivo expediente dentro del plazo de treinta días naturales establecidos para la presentación de posiciones.*

*c) En la audiencia, sólo podrán hacer uso de la palabra quienes hubieren formulado debidamente sus posiciones".*

*Viene de lo anterior, que tanto en la Ley 7593 como en su Reglamento, se establece como momento o instancia idónea para materializar el derecho de participación ciudadana, la audiencia pública. De manera que, en un caso como el que nos ocupa, en el que se suministró la información a la que hace referencia el Consejero del Usuario, incluso antes de la celebración de la audiencia, queda constatado de forma clara, que no existe violación al derecho de participación ciudadana.*

*En consonancia con lo anterior, señaló la Sala Constitucional:*

*"El hecho de que cualquiera de las partes presente documentos en la audiencia, como se discute en este caso con relación a los empresarios, no vulnera el debido proceso ni el derecho de participación ciudadana, pues esa es, precisamente, la oportunidad procesal para conocer todas las pretensiones, objeciones y pruebas aportadas; una vez celebrada, nada obsta para que los interesados en objetar los documentos aportados en la audiencia así lo hagan. Lo contrario, es decir, el impedir a los empresarios que aportaran documentos durante la audiencia, violaría su derecho al debido proceso, pues, entre otros motivos, la audiencia es la ocasión para referirse a las objeciones de los ciudadanos." (Sala Constitucional, Voto Nº 17238-2011 de las 9:00 del 16 de diciembre de 2011).*

*Del anterior extracto, se colige, que la Sala Constitucional, cuya jurisprudencia es vinculante erga-omnes, es decir, de acatamiento obligatorio para todos los sujetos de derecho del país ya sean*

*personas físicas o jurídicas, (según lo dispone el artículo 13 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional), señaló que no constituye ninguna violación al bloque de constitucionalidad, y en específico al derecho de participación ciudadana consagrado en el numeral 9 de nuestra Constitución Política, el hecho de que los prestadores de servicios públicos suministren información el día de la audiencia, pues éste resulta el momento idóneo para hacerlo.*

*Viene de lo precedente, que contrario a lo sostenido por el Consejero del Usuario, el hecho de que Coopealfaro haya remitido información al expediente el día anterior a la audiencia y que esta se haya incorporado al expediente, el propio día de la audiencia, incluso horas antes de su celebración, no implica una violación al derecho de participación ciudadana. Asimismo, el hecho de que el día después decidiera suministrar esa misma información de manera física, ya que la suministrada el día 27 de mayo del corriente, se hizo a través de un correo electrónico, tampoco implica una violación al derecho de participación ciudadana, sino que esto constituye un derecho de la parte interesada a respaldar de manera física, aquella información que ya fue remitida a través de un correo electrónico.*

*Ahora bien, con respecto al hecho de que a criterio del Consejero del Usuario, la información aportada por Coopealfaro previo y posterior a la audiencia pública fue determinante para la fijación de las tarifas, y que desde el punto de vista económico y financiero, la información aportada por la petente, posterior a la audiencia pública es de suma relevancia para mejor resolver por parte de la Intendencia, dichas aseveraciones en nada se contraponen con lo desarrollado supra.*

*Es decir, queda claro que aun cuando la información aportada fuera determinante y de gran trascendencia, económica y financiera, lo cierto es que dicha información fue aportada antes de la celebración de la audiencia pública, motivo por el cual, de conformidad con la jurisprudencia de la Sala Constitucional, no se evidencia que existiera una violación al derecho de participación ciudadana en los términos enunciados por el recurrente.*

*Por consiguiente, siendo que la información aportada por Coopealfaro, fue remitida al expediente administrativo de previo a la celebración de la audiencia se concluye que no lleva razón el recurrente en su argumentación.*

***2. Sobre la gestión de nulidad***

*Del análisis de las pretensiones del recurrente se desprende que éste pretende se declare la nulidad de la resolución 037-RIT-2015 (véase folio 780), ahora bien, revisado el expediente administrativo se deduce que dicha resolución no fue dictada dentro del expediente bajo examen, sino que dicha resolución fue dictada dentro del expediente ET-006-2015, por medio del cual se tramitó una solicitud de reajuste tarifario para la ruta Nº 669, asimismo, el recurrente tampoco hace análisis alguno que de forma clara permita analizar si esa es la resolución que desea se anule, o por el contrario, es una resolución distinta.*

*En este sentido, una solicitud de nulidad debe de ser clara y de su contenido debe desprenderse de forma diáfana, cuál es el acto administrativo que se pretende anular, así como también se deben de analizar cuáles son los motivos que respaldan dicha solicitud. Es decir, en un caso como el que nos ocupa en el que no se tiene claridad de cuál es la resolución que se pretende anular, así como tampoco se cuenta con un análisis que le permita a este órgano asesor, deducir de forma clara cuál*

*es la resolución que se busca anular, pues se solicita la anulación de una resolución que no pertenece a este expediente, y que incluso fue dictada por una Intendencia distinta a la de Energía, no podría válidamente, aún en virtud del principio de informalismo, este órgano asesor venir a sustituir la voluntad de la parte y tratar de adivinar cuál es el acto que en realidad se pretendía anular, lo cual resulta más evidente, cuando se toma en consideración que en el ordenamiento jurídico nacional, en el derecho administrativo, se debe procurar la preservación de los actos.*

*Como muestra de lo anterior, el numeral 168 de la Ley General de la Administración Pública, establece que en caso de duda sobre la existencia o calificación o importancia del vicio deberá estarse a la consecuencia más favorable a la conservación del acto. Queda claro, entonces, que en caso de que exista duda alguna sobre la validez de un acto, debe procurarse la conservación de éste, y a mayor abundamiento en un caso como el que nos ocupa, en el que se pide la anulación de una resolución que fue dictada en un expediente distinto al que es objeto de análisis, lo conducente es recomendar el rechazo de dicha gestión, pues resulta imposible para este órgano asesor, sustituir la voluntad anulatoria de la parte recurrente, en los términos antes expuestos.*

*En virtud de lo anterior, y al no proceder el conocimiento de una gestión de nulidad contra una resolución dictada en otro expediente, dicha solicitud debe rechazarse.*

### *V. CONCLUSIONES*

*Sobre la base de lo expuesto anteriormente, se concluye que:*

***1.*** *El recurso de apelación y la gestión de nulidad, resultan admisibles por la forma, por haber sido interpuestas en tiempo y forma.*

***2.*** *La información que aportó Coopealfaro, el día anterior a la audiencia (folios 613 al 640), incorporada al expediente administrativo el 28 de mayo de 2015 (folio 613) con la que se aportó un día después de la audiencia (folios 542 al 612), resulta idéntica.*

***3.*** *El hecho de que Coopealfaro haya remitido mediante correo electrónico información al expediente el día previo a la audiencia, que ésta haya sido incorporada al expediente el día de la audiencia, y posteriormente de forma física el día después, no implica una violación al derecho de participación ciudadana, según lo resuelto por la Sala Constitucional, en su sentencia Nº 17238-2011 de las 9:00 del 16 de diciembre de 2011.*

***4.*** *El recurrente pide la anulación de una resolución (037-RIT-2015) que fue dictada en un expediente tramitado por una Intendencia distinta (ET-006-2015), a la que dictó la resolución objeto de análisis, lo que hace imposible para este órgano asesor, entrar a conocer la nulidad de la resolución indicada*

*[…].”*

**II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Declarar sin lugar, el recurso de apelación interpuesto por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015; **2-** Rechazar por improcedente, la gestión de nulidad concomitante interpuesta por el Consejero del Usuario, contra la resolución 037-RIT-2015; **3-** Agotar

la vía administrativa; **4-** Notificar a las partes, la presente resolución; **5-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía para lo que corresponda, tal y como se dispone.

**III.** Que en la sesión 58-2015 del 19 de noviembre de 2015, cuya acta fue ratificada el 26 de noviembre de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 1079-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

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

**RESUELVE:**

**I.** Declarar sin lugar, el recurso de apelación interpuesto por el Consejero del Usuario, contra la resolución RIE-067-2015.

**II.** Rechazar por improcedente, la gestión de nulidad concomitante interpuesta por el Consejero del Usuario, contra la resolución 037-RIT-2015.

**III.** Agotar la vía administrativa.

**IV.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**V.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

**NOTIFÍQUESE.**

*A las dieciséis horas con cuarenta minutos se retiran del salón de sesiones, las señoritas Adriana Salas Leitón y Adriana Martínez Palma, así como el señor Henry Payne Castro.*

**ARTÍCULO 9. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015. Expediente AU-304-2012.**

*A partir de este momento se retira del salón de sesiones, el señor Dennis Meléndez Howell, ya que se abstiene de conocer el presente recurso, por cuanto resolvió en primera instancia.*

*En ausencia del Regulador General Dennis Meléndez Howell, comparece en este acto la señora Grettel López Castro, en su condición de Reguladora General Adjunta, según el acuerdo que consta en el artículo segundo del acta de la sesión ordinaria número ciento sesenta y uno, celebrada por el Consejo de Gobierno el 20 de agosto del dos mil trece, publicado en La Gaceta 211 del 1 de noviembre del 2013, nombramiento que quedó ratificado por la Asamblea Legislativa en la sesión ordinaria número 69, celebrada el 19 de setiembre de 2013, de conformidad con lo estipulado en el artículo 47 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, nombramiento que a la fecha se encuentra vigente.*

*De conformidad con el artículo 57 inciso a) sub inciso 6) e inciso b) sub inciso 3) de la misma ley, la señora Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta, sustituye al señor Dennis Meléndez Howell, Regulador General, durante sus ausencias temporales, por lo que en este artículo, asume la presidencia de la Junta Directiva.*

*Asimismo, se retira de la sesión, el señor Edgar Gutiérrez López, dado que se abstiene de conocer este artículo, de conformidad con lo establecido en el artículo 56 de la Ley 7593, dada su relación de parentesco con el señor Edgar Gutiérrez Valitutti, en su condición de Gerente de Administración y Finanzas de RECOPE*

La Junta Directiva conoce el oficio 1070-DGAJR-2015 del 2 de noviembre de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria rinde criterio en torno al recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015.

El señor ***Cristian Rodríguez León*** y la señora ***Laura Núñez Sibaja*** explican los antecedentes, análisis por la forma y el fondo, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

Analizado el tema con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con el oficio 1070-DGAJR-2015, la señora ***Grettel López Castro*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los tres votos presentes:

**ACUERDO 07-58-2015**

**1.** Declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015.

**2.** Dar por agotada la vía administrativa.

**3.** Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.

**4.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**5.** Díctese la siguiente resolución:

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 26 de setiembre de 2012, Gas Nacional Zeta S.A. (Gas Zeta), presentó una queja contra la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A. (Recope), basada en supuestas anomalías en la facturación y prestación del servicio de comercializadora de Gas LP, en perjuicio de Gas Zeta, como cliente y usuaria. (Folios 1 al 215)

**II.** Que el 8 de octubre de 2012, mediante auto de las 13:50 horas, la entonces Dirección General de Participación del Usuario (DGPU), convocó a las partes a una audiencia de conciliación. Esa audiencia se realizó el 7 de noviembre de 2012, con la presencia de ambas partes. Sin embargo, no hubo acuerdo de conciliación. (Folios 216 al 241)

**III.** Que el 12 de marzo de 2013, Gas Zeta, presentó escrito de ampliación de la queja para incorporar documentos y otras facturas como prueba. Estas últimas correspondientes al periodo agosto a

diciembre de 2012, mediante las cuales reclama que se le debe reconocer un monto de ¢ 40. 036. 801,63, adicionales al monto inicial. (Folios 259 a 391)

**IV.** Que el 15 de octubre de 2013, Gas Zeta, incorporó documento mediante el cual refiere que según la prueba aportada, Recope le ha sobrefacturado la suma de ¢524.782.914,18 entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de julio de 2012. (Folios 437 a 446)

**V.** Que el 14 de enero de 2015, mediante oficio 093-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario, recomendó el archivo de la queja y su expediente. (Folios 478 al 483)

***VI.*** Que el 20 de enero de 2015, mediante la resolución RRG-022-2015, el Regulador General, entre otras cosas dispuso: *" I. Rechazar de plano la queja interpuesta por Gas Nacional Zeta S.A., dado que el precio facturado por Recope en las facturas desde el año 2008 hasta diciembre de 2012, es correcto. II. Ordenar el archivo del expediente AU-304-2012 en el momento procesal oportuno."* (Folios 471 al 477)

**VII.** Que el 26 de enero de 2015, Gas Nacional Zeta S.A. interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de nulidad, contra la resolución RRG-022-2015. (Folios 484 al 492)

**VIII.** Que el 25 de mayo de 2015, mediante la resolución RRG-258-2015, el Regulador General resolvió entre otras cosas: *"I. Declarar sin lugar, el recurso de revocatoria interpuesto por Gas Nacional Zeta S.A. contra la resolución RRG-022-2015. II. Elevar a la Junta Directiva el recurso de apelación presentado en subsidio y prevenirle a las partes que cuentan con tres días hábiles, contados a partir de la notificación de ésta resolución, para hacer valer sus derechos ante dicho órgano de alzada"*. (Folios 502 al 513)

**IX.** Que el 1 de junio de 2015, Gas Nacional Zeta S.A. expresó agravios ante la Junta Directiva. (Folios 514 al 520)

**X.** Que el 3 de junio de 2015, mediante el oficio 495-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria remitió a la Junta Directiva, el informe que ordena el artículo 349 de la Ley General de la Administración Pública, respecto del recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-022-2015. (Folios 522 al 524)

**XI.** Que el 3 de junio de 2015, mediante el oficio 388-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el recurso de apelación interpuesto para su análisis. (Folio 521)

**XII.** Que el 2 de noviembre de 2015, mediante el oficio 1070-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió criterio legal sobre el recurso de apelación interpuesto contra la resolución RRG-022-2015. (Correrá agregado a los autos)

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que el recurso fue analizado por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitiéndose el respectivo criterio jurídico, que sirve de sustento para la presente resolución, del cual conviene extraer lo siguiente:

*" (...)*

***II. ANÁLISIS POR LA FORMA:***

***1. Naturaleza:***

*El recurso interpuesto, es el ordinario de apelación, al que le es aplicable lo dispuesto en los artículos 342 al 352 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227).*

*Por su parte, la gestión de nulidad interpuesta está regulada en los artículos 158 al 175 de la Ley 6227.*

***2. Temporalidad**:*

*De conformidad con lo establecido en el artículo 346 de la Ley 6227, por la naturaleza de la resolución recurrida, ésta cuenta con un plazo de 3 días hábiles contados a partir de la notificación de dicha resolución, para la interposición de recursos. En el caso concreto, la resolución RRG-022-2015, le fue notificada a Gas Nacional Zeta S.A., el 21 de enero de 2015 (folios 475 y 476), por lo que el plazo para recurrir vencía el 26 de enero de 2015. Siendo que el recurso de apelación se interpuso el 26 de enero de 2015 (folios 484 al 491), éste debe tenerse como presentado en tiempo.*

*En lo atinente a la gestión de nulidad, según lo que establece el artículo 175 de la Ley 6227, el plazo para su presentación es de un año. La resolución RRG-022-2015, fue notificada a la gestionante el 21 de enero de 2015, (folio 475 y 476), por lo que el plazo para gestionar vencía el 21 de enero de 2016. Siendo que la gestión de nulidad se interpuso el 26 de enero de 2015, (folios 484 al 491), dicha gestión se tiene por interpuesta en el tiempo establecido.*

***3. Legitimación:***

*La recurrente, está legitimada para actuar, de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la Ley 7593, en concordancia con lo establecido en los artículos 275, 282 y 342 de la Ley 6227, pues por medio de la resolución RRG-022-2015, se le archivó su petición.*

***4. Representación:***

*El recurso fue interpuesto por el señor Noel Edmundo Bustillos Delgado, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma de Gas Nacional Zeta S.A, conforme certificación notarial visible a folio 491.*

*Del anterior análisis, se logra colegir que el recurso de apelación y la gestión de nulidad, resultan admisibles, por haber sido interpuestos en tiempo y forma.*

***III. ARGUMENTOS DEL RECURSO DE APELACIÓN Y GESTIÓN DE NULIDAD:***

*Del recurso de apelación (folios 484 al 490) podemos extraer, que el recurrente indica que la resolución RRG-022-2015, le causa perjuicio a su representada por los siguientes argumentos:*

1. *Se quebrantó el derecho a la justicia y verdad real. Ello al no sustanciarse el procedimiento administrativo ordinario para determinar la verdad real de los hechos. En este asunto, no se convocó a audiencia oral y privada, no se recibió la declaración de los testigos y peritos, ni hubo pronunciamiento sobre la prueba documental. Aunado a ello, se hizo una interpretación que desfavorece la atención de la petición. Ello violentan los principios de "in dubio pro actione" y "pro homine". Además, se omitieron formalidades esenciales del procedimiento lo que vicia lo decidido. Las actuaciones y omisiones de la Aresep vician de nulidad la resolución impugnada.*

2. *Aresep indicó que "Recope si puede cobrar precios superiores a los oficiales" debido a que incluye los cánones. No obstante, indica el recurrente que el precio publicado ya incorpora los cánones, esto porque el modelo tarifario (RRG-9233-2008) establece que el factor k comprende entre otras cosas las "cargas ajenas por normativa jurídica (cánones, aportes a entes y tasa impositivas)". Indica que, desde el punto de vista contable, los cánones forman parte de la tarifa de Recope por que el gasto de canon es de naturaleza operativa. El factor de costos (k) considera el efecto de los cánones en el resultado de la aplicación del modelo y además que Recope incluye los cánones dentro de su estructura de costos, en la cuenta "Gasto por cargas ajenas", así incluye el "Canon Aresep" en las peticiones tarifarias ordinarias para ajustar su margen. Por esto, el canon ya está incluido.*

3. *Indica la recurrente, que la propia Aresep le da la razón cada vez que se calcula el margen de envasado y los precios del gas L.P. La Aresep fija un margen de envasado, en términos absolutos. Si lo que dice en el acto impugnado fuera cierto, el margen de envasado sería igual a la diferencia entre el "precio a facturar por el envasador" y el precio abusivo que Recope ha cobrado por encima del "precio plantel". El resultado, es un margen inferior al aprobado. La interpretación que hace en el acto impugnado (análisis de la factura 90314520), no es consistente con la realidad, pues si se acepta que Recope tiene derecho a cobrar los cánones por encima de su "precio plantel con impuesto", el margen de envasado disminuye.*

4. *No lleva razón la resolución impugnada, cuando establece que el canon lo deben pagar las envasadoras y los distribuidores; puesto que lo deben pagar los usuarios finales, así está previsto en los modelos tarifarios. El artículo 62 del decreto 29732-MP, indica que el canon lo paga el usuario final, así lo estableció también la Contraloría General de la República en su oficio DFOE-ED-063, del 12 de febrero del 2010. Por su parte, cuando la Aresep ajusta márgenes, incluye los cánones en la tarifa de Recope, pero también en la tarifa del envasador (por ejemplo: Considerando 16 de la resolución 500-RCR-2011).*

5. *Si Recope cobra un precio superior a la tarifa autorizada, le causa pérdida al envasador, porque aumenta el precio de compra sin poder trasladar ese sobreprecio al cliente, lo que disminuye su margen oficial y lo pone en una situación de desequilibrio financiero.*

6. *El análisis de fondo contenido en la resolución recurrida, debió hacerse dentro de un procedimiento ordinario. La Aresep contribuye a la perpetración del daño y tiene responsabilidad objetiva. Aresep al negarse a tramitar este procedimiento, incurre en un funcionamiento anormal e ilegal; de mantenerse el acto impugnado, la Aresep será responsable ante Gas Zeta por las pérdidas que está sufriendo.*

*Como petitoria, la recurrente solicitó revocar el acto impugnado y darle curso a la queja presentada. Además, en su escrito de expresión de agravios ante la Junta Directiva, la recurrente reafirmó los argumentos indicados en su escrito inicial.*

***IV. SOBRE EL FONDO DEL RECURSO DE APELACIÓN Y LA GESTIÓN DE NULIDAD:***

*A continuación, se presenta el análisis de los argumentos planteados por la recurrente:*

1. ***Sobre los argumentos de los puntos 1, 4 y 6 en los cuales la recurrente indicó, que se lesionó su derecho a la justicia y a la verdad real, por cuanto en la resolución de su queja no se desarrolló un procedimiento administrativo ordinario para determinar la verdad real de los hechos, no se convocó a audiencia oral y privada, no se recibió la declaración de sus testigos y peritos. Además no hubo pronunciamiento de la prueba documental. Por ello, la Aresep, ha colaborado a la perpetración del daño, y por ello tiene responsabilidad objetiva. Además, que el canon debe cobrarse al usuario.***

*Dichos argumentos se deben rechazar, por cuanto el artículo 27 de la Ley 7593, establece que la Autoridad Reguladora, tramitará, investigará y resolverá, de acuerdo con los procedimientos administrativos establecidos en la Ley General de la Administración Pública, cualquier queja relativa a la prestación de los servicios públicos, regulados por la Ley 7593.*

*Sin embargo, para iniciar un procedimiento administrativo ordinario con la finalidad de resolver este tipo de asuntos, se debe realizar un análisis previo, en el cual se establezca, de los hechos y las pruebas que inicialmente se presentan ante la Aresep, que existe mérito para establecer que el prestador del servicio ha incurrido en una anomalía, la cual le ocasionó un daño al usuario.*

*En este caso, según el análisis que se realizará sobre los argumentos 2 al 5, resultaría improcedente que la Administración iniciara un procedimiento de esta naturaleza, con todas las consecuencias que este conlleva, en costos de tiempo de funcionarios, atención de recursos y otras gestiones propias que podrían presentarse en este tipo de procedimiento, si del análisis previo y objetivo del caso, no se tiene indicio que Recope, haya incurrido en alguna anomalía.*

*Debe acotarse, que Recope de conformidad con la cláusula segunda del Convenio de Servicio de cobro de canon, entre la Refinadora Costarricense de Petróleo y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, suscrito el 12 de diciembre de 2001, está facultado a incluir dentro de la facturación por venta de combustibles, los cánones a favor de la Autoridad Reguladora, posterior a que estos hayan sido aprobados por la Contraloría General de la República una vez que Aresep, haya realizado la solicitud formal ante Recope. Dicho convenio consta en el expediente a folios 225 al 227.*

*Si bien es cierto, que el principio pro homine establece que las normas deben interpretarse de manera amplia en cuanto favorezca a la persona. De igual forma, la Administración, al estar sujeta al principio de legalidad –artículo 11 de la Ley 6227-debe actuar, conforme al principio de economía procesal, establecido en el artículo 269 de ese mismo cuerpo normativo, el cual es un límite del actuar de la administración, en el sentido que no debe tramitarse un procedimiento por el simple hecho que se interponga, una denuncia o reclamo.*

*Por su parte en cuanto al argumento, en el cual indicó la recurrente que no lleva razón la resolución impugnada, que el canon lo debe pagar el prestador.*

*Al respecto, cabe indicarle al recurrente que la Ley 7593 con respecto a los cánones dispone que:*

> *"Artículo 2. —Prohibición:*
>
> *[…]*
>
> *2. La Autoridad Reguladora no podrá recibir de los prestadores de los servicios públicos, ningún tipo de ayuda ni contribución en efectivo o en especie, aparte de los cánones que esta Ley establece.*
>
> *Artículo 82.-Cálculos del canon*
> *Por cada actividad regulada, la Autoridad Reguladora cobrará un canon consistente en un cargo anual, que se determinará así […]*
>
> *La Autoridad Reguladora determinará los medios y procedimientos adecuados para recaudar los cánones a que se refiere esta Ley […]*
>
> *Artículo 83.- Descuento de cánones*
> *Las empresas reguladas que colaboren con la Autoridad Reguladora en la recaudación de cánones de terceros, podrán descontar, del canon que les corresponde cancelar en virtud de lo dispuesto en el artículo anterior, los gastos por este servicio. La empresa recaudadora deberá presentar a la Autoridad Reguladora el estudio respectivo".*

*Por otra parte, el Reglamento a la Ley Nº 7593 (Decreto ejecutivo 29732) establece:*

> *"Artículo 62.- Metodología para el cálculo del canon y autorización de cobro.*
>
> *[…] La Autoridad Reguladora podrá realizar convenios con personas físicas y jurídicas para que en su nombre recauden el canon.*
>
> *Artículo 64.- Recaudación del canon.*
>
> *La Autoridad Reguladora definirá los procedimientos y medios que utilizará para recaudar los cánones de cada servicio regulado. Para esto podrá realizar convenios o contratos con terceros".*

*Dicho tema también se regula en el Reglamento para el cálculo, distribución, cobro y liquidación de cánones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, publicado en La Gaceta 245 del 19 de diciembre de 2013, en el cual se dispone:*

> *"Artículo 2º-Definiciones, términos y abreviaturas. Para los efectos del presente reglamento los términos que a continuación se consignan tienen el siguiente significado:*
> *[…]*
>
> *e) Canon de regulación: Cargo de regulación anual por actividad regulada que deberá cancelar el prestador del servicio público, definido por la ARESEP y aprobado por la Contraloría General de la República. Cuando la regulación por*

*actividad involucre varias empresas, la distribución del canon seguirá criterios de proporcionalidad y equidad.*

*[…]*

*p) Prestador: Sujeto de derecho público o de derecho privado, autorizado para prestar los servicios públicos regulados en la Ley.*

*[…]*

*Artículo 12.-Cálculo por empresa. Una vez aprobado el canon por actividad regulada por parte de la CGR, la ARESEP distribuirá el monto que debe recaudar entre las empresas que prestan el servicio regulado.*

*Artículo 13.-Metodología para la distribución del canon por actividad entre las empresas reguladas. Para cada una de las actividades reguladas por la ARESEP de conformidad con el artículo 5 de la Ley, los cánones aprobados por la CGR para un período determinado, serán distribuidos entre los prestadores de servicios de cada una de esas actividades, de acuerdo con el principio de servicio al costo, a los criterios de proporcionalidad y equidad, y conforme a la metodología denominada: "Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas regulados", publicada en La Gaceta Nº 168 del 30 de agosto de 2010.*

*Artículo 15.-Funciones de la Dirección de Finanzas. Además de las funciones establecidas en el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, la Dirección de Finanzas tendrá las siguientes funciones específicas:*

*[…]*

*g) Llevar registros y controles adecuados de la información para el trámite del cobro de los cánones a empresas prestatarias de servicios públicos o cualquier otro servicio que brinde la ARESEP y requiera de una gestión cobratoria.*

*Artículo 17.-Forma de pago. La Administración atendiendo los principios de economía, eficacia y eficiencia, cobrará el monto total de los cánones según lo establecido en la "Metodología para distribuir el canon por actividad entre empresas regulados", en forma mensual, trimestral o anual según lo defina el Regulador General; mediante la modalidad del agente recaudador, o en las oficinas de la ARESEP, o por depósito o transferencia bancaria. El prestador deberá pagar el monto del canon con anticipación a su vencimiento".*

*En ese sentido, el Reglamento aprobación de los proyectos de cánones de regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) por parte de la Contraloría General de la República ( R-2-2012-DC-DFOE), publicado en La Gaceta 105 del 31 de mayo de 2012, dispone:*

*"Artículo 1º—Conceptos. Para los efectos del presente reglamento, deben observarse los siguientes conceptos:*

*[…]*

*Canon de regulación: Es un ingreso que percibe el órgano o ente regulador para financiar el servicio de regulación para cada actividad, por cuenta de los sujetos públicos o privados que de acuerdo con el ordenamiento jurídico están afectos a regulación.*

*[…]*

*Artículo 2º—Ámbito de aplicación. El presente reglamento será aplicable a la ARESEP y a la SUTEL, cuyos proyectos de cánones de regulación deben presentarse para la aprobación de la Contraloría General de la República, de acuerdo con el artículo 82 de la Ley Nº 7593. Asimismo, será aplicable a las empresas reguladas en cuanto al procedimiento de audiencia del proyecto de cánones de la ARESEP y SUTEL.*

*Artículo 9º—Convocatoria a audiencia y trámite de las observaciones que se presenten. De conformidad con el artículo 82 de la Ley Nº 7593 en el trámite de aprobación de los proyectos de cánones de regulación, la Contraloría General de la República dará audiencia por un plazo de diez días hábiles a las empresas reguladas de los servicios para que expongan sus observaciones por escrito sobre los cánones de regulación propuestos, facultativamente la Contraloría General podrá dar audiencia oral para recibir las observaciones. El aviso de la audiencia se realizará mediante una única publicación en el Diario Oficial La Gaceta, así como en la dirección electrónica de la Contraloría General de la República. Para la formulación de sus observaciones, las empresas reguladas podrán consultar el proyecto de cánones disponible en el Departamento de Publicaciones de la Contraloría General, así como en la dirección electrónica de este órgano contralor cuando resulte posible. (…)"*

*Siguiendo la misma línea, la Procuraduría General de la República indicó, en su Dictamen C-281-2008 del 14 de agosto de 2008, que la Ley N° 7593 dispuso como una forma de financiamiento, un canon por actividad regulada a ser pagado por aquellas personas cuya actividad es regulada por la ARESEP, dicho dictamen definió el canon de la siguiente manera:*

*"[…] El canon es una obligación pecuniaria establecida por la ley, con el objeto de proporcionar recursos a partir de la utilización o aprovechamiento de un bien público -el cual puede ser material o inmaterial-. Esta contraprestación se constituye en una obligación dineraria en la que un determinado sujeto se ve constreñido a honrarla por encontrarse en una posición determinada (concesionado, usuario, regulado, etc.) consecuencia de una actuación administrativa: el otorgamiento de la concesión de dominio público o de servicio público, la prestación de un servicio, la sujeción a la función de regulación. El canon no es expresión de la potestad tributaria del Estado y, por ende, no está sometido al régimen jurídico correspondiente. […]"*

*Y concluye este mismo órgano, lo siguiente:*

*"[…] El canon de regulación es una obligación que pesa sobre las personas físicas o jurídicas sujetas a regulación por la ARESEP. Por mandato legal, dicha obligación no es*

> *tributaria, tampoco es consecuencia de una relación contractual o de empleo público, por lo que no consideramos aplicables los plazos previstos para estos tipos de relaciones administrativas. […]"*

*En conclusión se desprende de lo dicho en este apartado, que la regulación de los servicios públicos es una función del Estado encomendada a la ARESEP por la Ley 7593, cuya principal fuente de financiamiento es el canon de regulación, el cual implica el surgimiento de una obligación pecuniaria, para quien ha recibido una concesión o permiso por parte del Estado, es decir, que el obligado a pagar ese canon de regulación es el prestador del servicio público de conformidad con el ordenamiento jurídico vigente.*

*En virtud de lo anterior, no lleva razón la recurrente en su argumento.*

## *V. SOBRE LA GESTIÓN DE NULIDAD INTERPUESTA CONTRA LA RESOLUCIÓN RRG-022-2015.*

*En cuanto a la nulidad, invocada se tiene que de conformidad con lo dispuesto por la Ley 6227, para que un acto administrativo sea válido, debe cumplir con una serie de elementos esenciales y formales, entiéndanse como tales: motivo legítimo, contenido, fin, sujeto, procedimiento y forma.*

*Al respecto, se observa que la resolución RRR-022-2015 cumple con los requisitos indicados, por lo siguiente:*

a) *La resolución fue dictada por el órgano competente, es decir por el Regulador General. (Artículos 129 y 180, sujeto)*

b) *Fue emitida por escrito como corresponde. (Artículos 134 y 136, forma)*

c) *De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley. (Artículo 214 y siguientes de la Ley 6227, análisis previos de las pruebas)*

d) *Contiene un motivo legítimo y existente, el cual consistió en el análisis previo de la petición y su ampliación y las pruebas aportadas por Gas Nacional Zeta S.A. (Artículo 133, motivo)*

e) *Se estableció en su parte considerativa, las razones que sustentaron la decisión del órgano competente. (Artículos 131, fin y 132, contenido)*

*Por ello, se concluye que la resolución recurrida, es un acto administrativo válido. En atención de lo indicado, no lleva razón Gas Nacional Zeta S.A., en cuanto a que exista una nulidad absoluta en la resolución RRG-022-2015.*

### *2. Sobre lo argumentado en los puntos 2, 3 y 5.*

*Indicó el recurrente que Recope le está facturando el GLP a precios superiores al establecido por Aresep, debido a que le incluye los cánones. Indica que, desde el punto de vista contable, los cánones forman parte de la tarifa de Recope por que el gasto de canon es de naturaleza operativa. La*

*interpretación que se hizo en el acto impugnado (análisis de factura 90314520), no es consistente con la realidad, pues si se acepta que Recope tiene derecho a cobrar los cánones por encima de su "precio plantel con impuesto", el margen de envasado disminuye. No lleva razón el acto impugnado, cuando establece que el canon lo deben pagar las envasadoras y los distribuidores; lo deben pagar los usuarios finales.*

*Al respecto, cabe indicar que en el Considerando I de la resolución recurrida RRG-022-2015 -que resolvió la queja interpuesta por Gas Nacional Zeta S.A- (visible a folios 472 y 473), se señaló en lo que interesa lo siguiente:*

*[…]*

*Que el canon es definido como la prestación pecuniaria periódica que graba una concesión gubernativa o un disfrute en el dominio público y considera en su metodología los costos totales de inversiones y gastos del ente regulador.*

*Que según los artículos 62 y 64 del Reglamento a la ley 7593 la Aresep está autorizada a suscribir convenios para que en su nombre recauden el canon, por lo que podrá realizar convenios con terceros, así las cosas hay un convenio suscrito y vigente entre Aresep y Recope para que este último cobre los cánones de la actividad de comercialización del combustible, vigente desde el año 2001.*

*Que en cuanto al argumento del canon en el precio plantel con impuesto de Recope, debe indicarse que éste incluye los costos asociados a la actividad de la empresa, estos son costos de importación, refinación (si la hay), costos de ventas, gastos de operación y mantenimiento; un mayor detalle de estos costos son: costo de transporte marítimo, seguros, pérdidas en tránsito, costos portuarios, costos financieros, costo de terminal de recepción del combustible, costo de trasiego por poliducto y cisternas, costos en planteles de distribución (almacenamiento y despacho), inversiones (montos de depreciación), inventario de seguridad en producto terminado, cargas ajenas establecidas por normativa jurídica (cánones, aportes a entes y tasas impositivas) y cuando proceda, otros costos tarifarios que contemplen costos de distribución del producto terminado.*

*Que considerando lo anterior, el margen de operación de Recope incluido el precio plantel se define como el reconocimiento a dicha institución por concepto de costos internos proyectados necesarios para poner el producto en los planteles de distribución.*

*Qu (sic) en ese sentido el precio plantel, que se cobra a Recope incorpora un canon que se le cobra estrictamente a Recope, ya que es la primera parte del eslabón de la cadena en la comercialización del combustible. En los eslabones posteriores tales como: transporte, distribución, flete especial y envasado, a cada uno de estos procesos se le reconoce el margen correspondiente que incorpora únicamente los costos asociados a la prestación del servicio de esta etapa.*

*Que para efectos de las etapas de envasado y distribución de gas licuado de petróleo, el margen incorpora los cánones de regulación: Canon Aresep Dis GLP y Canon programa de calidad, que recauda Recope, mediante el convenio administrativo ya citado, por lo que revisadas las facturas en este apartado, los cobros son correctos.*

*[…]*

*Con respecto a estos argumentos, indicó la Aresep en el Considerando I de la resolución RRG-258-2015 -que resolvió el recurso de revocatoria-, a folio 508, lo siguiente:*

*[…]*

*Al considerar los rubros de la factura N° 90314520 utilizada como referencia en la resolución RRG-022-2015, los cuales fueron analizados en los puntos anteriores, se desprende que el precio plantel del gas L.P. sin impuesto es de 159,875 (colones por litro), que el monto del impuesto corresponde a 41,75 (colones por litro). Igualmente se determinó que este precio plantel incluye estrictamente el canon de Recope y no el canon ordinario y de calidad a los Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo tal como lo indica el recurrente en su argumento.*

*Es por tal razón, que de acuerdo a lo indicado en los artículos 62 y 64 del Reglamento a la Ley 7593 que al existir un convenio de cobro de cánones entre Aresep y Recope para recaudar el canon ordinario y de calidad de los Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo, considera este órgano asesor que a partir de la información contenida en la resolución RRG-022-2015 y del análisis realizado, no se tienen, hasta este momento, indicios que permitan iniciar un procedimiento por una posible duplicidad en el monto del canon de Gas L.P., dado que el precio plantel contiene de forma estricta los cánones referentes a la actividad realizada por Recope. Así las cosas, no lleva razón el recurrente en los argumentos 2 al 17 y 19.*

*[…]*

*Así las cosas, tomando como referencia la factura N° 90314520 utilizada de ejemplo en el argumento de la recurrente y que consta en el folio 2, hecho 6 y folio 23, se identificó que la misma incluye cuatro montos a cobrar cuyas descripciones son:*

| Producto | Descripción | Precio Unitario *(Colones por Litro)* | Cantidad de Gas en Litros | Monto total *Colones* |
|---|---|---|---|---|
| Gas L.P. | Precio plantel | 159,875* | 32.806,36 | 5.244.916,33 |
| | Canon Aresep Dis GLP | 0,5462** | | 17.919,72 |
| | Canon Programa de Calidad | 0,2644** | | 8.673,64 |
| | Impuesto | 41,75* | | 1.369.665,40 |
| | **Total** | **202,4356** | | **6.641.175,09** |

***Fuente**: Factura Recope N° 90314520 (folio 23) y elaboración propia.*

*(*) Resolución 887-RCR-2012 del 3 de julio de 2012, publicada en el Alcance Digital N°90 de la Gaceta N°131 del 6 de julio de 2012.*

*(**) Públicados en el diario oficial La Gaceta N° 188 del 30 de setiembre de 2011.*

*Del análisis realizado a dicha factura en la resolución RRG-258-2015 -que resolvió el recurso de revocatoria-, esta Dirección General, coincide en el sentido, que el precio plantel del gas GLP sin impuesto detallado y cobrado en la factura de Recope, corresponde a 159,875 colones por litro y el monto del impuesto corresponde a 41,75 colones por litro, para un total de precio plantel con impuesto de 201,625 colones por litro, aprobado en la resolución 887-RCR-2012.*

*El precio plantel incluye, entre otros rubros, el monto de canon que se cobra a Recope y no considera canon ordinario ni de calidad a los Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo, como lo alega el recurrente.*

*Los otros montos cobrados por Recope, en la factura en análisis, corresponden al canon de regulación a los Distribuidores de Gas Licuado Petróleo, que a su vez se divide en el Canon Aresep Distribuidores GLP por 0,5462 colET-136 colones por litro y Canon Programa Calidad por 0,2644 colones por litro. Ambos cánones, autorizados por la Contraloría General de la República y cuyos montos fueron publicados en el Diario Oficial La Gaceta N° 188 del 30 de setiembre de 2011. Para su recaudación, existe un convenio suscrito entre Aresep y Recope, para que este último, pueda recaudar los cánones autorizados. (Folios 225 al 227)*

*Con respecto al ejemplo suministrado por la recurrente, en donde indica que el margen de envasado disminuye de 57,025 a 56,214 colones por litro, monto que se determinó, al restar del total facturado y cobrado por Recope la suma de 202,436 colones por litro (monto que incluye precio plantel, Canon Aresep Distribuidores GLP, Canon Programa Calidad e impuesto) el precio aprobado a facturar por envasador de 258,650 colones por litro.*

*Se le debe indicar, que dicho análisis no es correcto, esto debido a que el margen oficial de envasador por litro, incluye "…los costos de brindar el servicio más la rentabilidad de sus activos dedicados a la prestación del servicio,…", según la resolución RRG-1907-2001 correspondiente a la metodología que se utiliza en la determinación del margen y el precio por litro para el envasado de gas licuado de petróleo en la industria. De ahí que, dentro de dichos costos reconocidos, están los rubros Canon Aresep Distribuidores GLP y Canon Programa Calidad.*

*El margen oficial del envasador indicado por el recurrente de 57,025 colones por litro, fue el establecido en la resolución 500-RCR-2011, publicada en La Gaceta N° 112, del 10 de junio de 2011, e incluye entre otros, los costos de brindar el servicio, entre los que están los rubros del Canon Aresep, Distribuidores de GLP y Canon Programa de Calidad.*

*Así las cosas, una vez que el envasador venda el producto, logra recaudar ambos rubros, ya que en el margen oficial del envasador están incluidos. Recope, en virtud del convenio suscrito con la Aresep, recauda los cánones que deben pagar los prestadores del servicio de envasado y distribución de Gas LP, a favor de Aresep.*

*Con base en lo anterior, para el caso de la factura N° 90314520, lo correcto para determinar el precio a facturar por envasador, es sumar el precio plantel de Recope con impuesto (201,625 colones por litro), más el margen oficial de envasador de (57,025 colones por litro), lo que da como resultado que el precio a facturar por envasador de 258,650 colones por litro. El cual incluye los rubros canon Aresep Distribuidores GLP y Canon Programa Calidad.*

*Es por todo lo anterior, que no lleva razón la recurrente en cuanto a lo argumentado en los puntos del 2, 3 y 5.*

## *VI. CONCLUSIONES*

*Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye:*

***1.*** *Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación interpuesto por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015, resulta admisible por la forma.*

***2.*** *Desde el punto de vista formal, la gestión de nulidad, interpuesta por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015, resulta admisible por la forma.*

***3.*** *No se tienen, hasta este momento, indicios que permitan iniciar un procedimiento por una posible una duplicidad en el monto del canon de Gas L.P., razón por la cual no hay mérito para ordenar el inicio de un procedimiento administrativo ordinario.*

***4.*** *La regulación de los servicios públicos es una función del Estado encomendada a la ARESEP por la Ley 7593, cuya principal fuente de financiamiento es el canon de regulación, el cual implica el surgimiento de una obligación pecuniaria, para quien ha recibido una concesión o permiso por parte del Estado, es decir, que el obligado a pagar ese canon de regulación es el prestador del servicio público de conformidad con el ordenamiento jurídico vigente.*

***5.*** *La resolución RRG-022-2015, es un acto administrativo válido, pues contiene todos los elementos, formales y sustanciales: motivo legítimo, contenido y fin, procedimiento, forma y sujeto.*

***6.*** *Desde el año 2001, existe un Convenio entre la Aresep y Recope, para que esta recaude el canon de regulación a los Distribuidores de Gas Licuado Petróleo, que a su vez se divide en el Canon Aresep Distribuidores GLP y Canon Programa Calidad. Ambos cánones, autorizados por la Contraloría General de la República.*

***7.*** *El precio plantel incluye, entre otros rubros, el monto de canon que se cobra a Recope y no considera el canon ordinario ni de calidad a los Distribuidores de Gas Licuado de Petróleo, como lo alegó el recurrente.*

***8.*** *El margen oficial del envasador indicado por el recurrente de 57,025 colones por litro, fue el establecido en la resolución 500-RCR-2011, publicada en La Gaceta N° 112, del 10 de junio de 2011, e incluye entre otros, los costos de brindar el servicio, entre los que están los rubros del Canon Aresep, Distribuidores de GLP y Canon Programa de Calidad.*

***9.*** *Para determinar el precio a facturar por envasador, se debe sumar el precio plantel de Recope con impuesto, más el margen oficial del envasador. Por ello, no es cierto que se le está cobrando una tarifa superior a la Autorizada por Aresep.*

*(…)*

**II.** Que de conformidad con los resultandos y el considerandos que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Gas Nacional Zeta, contra la resolución RRG-022-2015, dar por agotada la vía administrativa, notificar a las partes y trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario, tal y como se dispone.

**III**. Que en sesión ordinaria 58-2015 del 19 de noviembre de 2015 y ratificada el 26 de noviembre de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 1070-DGAJR-2015 de cita, acordó entre otras cosas, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

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

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

**RESUELVE:**

**1.** Declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestos por Gas Nacional Zeta S.A., contra la resolución RRG-022-2015.

**2.** Dar por agotada la vía administrativa.

**3.** Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.

**4.** Notificar a las partes, la presente resolución.

**NOTIFÍQUESE.**

*A las diecisiete horas se retiran del salón de sesiones, el señor Cristian Rodríguez León y la señora Laura Núñez Sibaja.*

**ARTÍCULO 10. Sistema de la Contabilidad Regulatoria de la Intendencia de Energía.**

*A partir este momento se reincorporan a la sesión, el señor Dennis Meléndez Howell; en consecuencia, continúa presidiendo la sesión. Asimismo, se reincorpora el señor Edgar Gutiérrez López. Por otra parte, ingresan los señores (as) Mario Mora Quirós, Karla Montero Víquez, Tony Méndez Parrales, Jorge Espinoza Gutiérrez y Susana Rodríguez Zúñiga, funcionarios (as) de la Intendencia de Energía, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo*

La Junta Directiva procede a conocer una presentación de la Intendencia de Energía en torno al sistema de contabilidad regulatoria.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** manifiesta que el tema de contabilidad regulatoria se enfoca en una modernización institucional: hacia una regulación moderna. Reseña sobre la creación de la ARESEP, los desafíos o retos diferentes al día de hoy. Actualmente, se tiene una alta cobertura de servicios públicos a nivel nacional e incluso se tiene disponibilidad de recursos que permiten exportar energía; los desafíos actuales se enmarcan en lograr que la prestación de los servicios públicos se den eficiente y productivamente, y se está planteando en la Intendencia, el que no se puede seguir con una visión del pasado, sino que ahora se necesita madurar, mejorar, modernizar la regulación de los servicios públicos.

Dentro de ese contexto, parte de los esfuerzos de la Intendencia de Energía (IE), se ven identificados a nivel de ARESEP e inciden en el sector de energía:

- ✓ *Fortalecimiento de los **equipos técnicos***
- ✓ *Formulación y mejora de **metodologías** tarifarias*
- ✓ *Formulación y mejora de la **normativa/reglamentos** técnicos*
- ✓ *Desarrollo del proceso de **fiscalización** (calidad/seguimiento tarifario)*
- ✓ *Mayor **rigurosidad** en las revisiones tarifarias*
- ✓ ***Inspecciones** de campo*
- ✓ ***Democratización** y **acceso** a información pública*
- ✓ *Mayor **participación efectiva** de los usuarios*

Asimismo, se está desarrollando fuertemente el proceso de fiscalización, que es uno de los temas que ARESEP estaba en deuda en el pasado, que se le veía como un regulador fijador de tarifas; hoy por hoy, parte de hacerle frente a esos nuevos desafíos que tiene la Regulación, requieren un proceso de fiscalización fuerte y, no solo en el tema de calidad, sino también en un tema de seguimiento tarifario, de fiscalización contable, financiera, operativa de las empresas.

Adicionalmente, se ha venido trabajando con mayor rigurosidad en las revisiones tarifarias a nivel de Intendencia, lo que se ha complementado con inspecciones de campo y a partir de ahí se ha definido como un pilar de la Intendencia, el tema de cómo generar información de importancia regulatoria que permita no solo tener un conocimiento claro de los servicios públicos que se regulan, sino de ofrecer a la ciudadanía información clave y pública para efectos de garantizar una participación efectiva dentro de nuestros procesos regulatorios.

La contabilidad regulatoria es uno de los grandes proyectos que atienden estos desafíos y que es producto de las acciones mencionadas; el norte que se tiene en la Intendencia es el desarrollo del sistema de información Regulatoria, que tiene que ver con la automatización de la información; sin embargo, a nivel de Intendencia, los otros proyectos permiten avanzar en el tema de la simplificación y estandarización de información.

Explica que se ha venido avanzando de forma muy importante con la captura de la información de mercados que regula ARESEP; desarrollo de bases de datos; inversiones en los sectores e información financiero contable de calidad. Posteriormente, el proyecto de contabilidad regulatoria integra alguno de estos esfuerzos que se van a automatizar y que permita desarrollar instrumentos de regulación más modernos y sofisticados, especializados para enfrentar los desafíos que se tienen por delante. Es un concepto de simplificación, estandarización y automatización de información.

Seguidamente el señor Jorge Espinoza Gutiérrez, Coordinador del Proceso de Información y Mercados a nivel de Intendencia, se refiere a los logros alcanzados en cuanto a la información de mercados, entre lo cual se refiere a:

*Avances:*

- ✓ *Estandarización de la entrega de **información estadística** (RIE-100-2014 y RIE-44-2014).*
- ✓ *Creación **bases de datos** con la información de los regulados (electricidad e hidrocarburos).*
- ✓ *Uso de **accesos remotos** para el trasiego de datos (FTP).*

- ✓ *Incorporación de procesos de **retroalimentación**/verificación.*
- ✓ *Automatización de **reportes** de uso frecuente.*

*Beneficios:*

- ✓ *Se **disminuyen** los tiempos de entrega de información por parte de regulados.*
- ✓ *Se elaboran reportes más **confiables y oportunos** para la toma de decisiones.*
- ✓ *Se proporciona **información ágil, dinámica y oportuna** para el usuario*.

Agrega el señor ***Juan Manuel Quesada*** que todo el esfuerzo de crear bases de datos pasa no solo para poner a disposición del público la información, sino que va más allá: que sea de fácil acceso y útil. Apunta que ha sido un proceso muy enriquecedor, donde se definió la información necesaria, se tuvo acercamiento con los regulados para aclarar algunos puntos, se formalizó, y se ha acompañado a las empresas sobre como entregar la información. Este ejercicio incluso ha permitido retroalimentar a los mismos regulados ya que se ha identificado algunos problemas en la información que ellas mismas manejaban.

A continuación el señor ***Tony Méndez Parrales*** explica lo relativo a la información de inversiones y acota que se ha seguido la misma metodología de trabajo conforme a lo expuesto por el señor Espinoza Gutiérrez. Indica que se hizo una redefinición de requerimientos de información en cuanto a la parte tarifaria; fiscalización y Control y seguimiento. En ese sentido se considera: i) Información de proyectos por capitalizar en cada estudio tarifario; ii) Inversiones: información de proyectos en fase de ejecución, y iii) Planes de inversión: Información de proyectos en fase de planificación (Anual)

La señora ***Susana Rodríguez Zúñiga*** se refiere al Sistema Financiero-Contable y señala que en el proceso de tarifas electricidad, se realizó un gran esfuerzo por lograr el objetivo de estandarizar el formato para presentación de peticiones tarifarias en las empresas eléctricas, sobre generación, transmisión, distribución y alumbrado público. Además, se determinaron seis rubros en donde pueden obtener cierto nivel de detalle para el cálculo de la tarifa: Activo Fijo, Remuneraciones, Capital de Trabajo, Costo de Capital, Costos y Gastos y Otros Ingresos

Todo ello para lograr un formato estándar que reuniera todos los elementos que se requieren para cálculo de tarifas; de igual forma, se define los formatos del proceso de mercados y de inversiones, para indicarle a las empresas lo que se requiere en adelante cuando gestionen las peticiones tarifarias.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** agrega que cada vez que la Autoridad Reguladora emitía una resolución tarifaria, aumentaban los requisitos. Por ejemplo, para conocer los requisitos que se le solicitaban a determinada empresa distribuidora de electricidad, se debía buscar hacia atrás, una serie de resoluciones. El esfuerzo ha simplificar y estandarizar la información que deben entregar las empresas distribuidoras, eso nos permitirá reglas claras, estándar y ofrecerá seguridad jurídica

Por otra parte, se refiere a los procesos de evaluación de la calidad del GLP, hidrocarburos y de electricidad y la información que cada uno de ellos genera. Precisamente, el proyecto de información regulatoria articula todas estas acciones, se simplifica, estandariza y se automatiza toda la información para generar distintos indicadores.

La señora ***Karla Montero Víquez*** explica que la contabilidad regulatoria constituye un sistema de captura y manejo de datos, que unifica la metodología y los formatos a utilizar por el proveedor de los servicios a la hora de presentar la información requerida por el regulador. Es un instrumento que permite transparentar información de las empresas reguladas

Comenta lo relativo al equipo consultor, el cual tiene que ver con la firma Quatum que es una empresa internacional de servicios de consultoría en el área de la Regulación de Servicios Públicos con oficinas en Estados Unidos, Perú, Argentina y Brasil. Desde 1986, trabaja en el área de la regulación de empresas vinculadas al sector eléctrico, gas natural, agua y saneamiento, como así también con los organismos que se ocupan de su regulación y control.

Por otra parte, se refiere a las etapas finalizadas de diagnóstico y elaboración de la metodología. Asimismo, explica lo relativo a la etapa de proceso de implementación que involucra sesiones de trabajo con las empresas, conformación de equipos y vinculación de planes de cuenta (empresa-regulatorio), así como las experiencias con las empresas e Intendencia en las diferentes sesiones de trabajo. Destaca que todo este proceso de implementación in situ tiene un plan de acompañamiento por parte del equipo de IE, cada vez que se visitan las empresas.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** señala que un aspecto interesante sobre este proyecto es que se obtuvo un ahorro en el desarrollo de este proyecto. En primera instancia, se procuró que la academia nos apoyara en este esfuerzo (UCR, UNA y TEC), sin embargo no tenían experiencia en el tema y cobraban demasiado. Finalmente se terminó contratando a una empresa que tiene una enorme experiencia en el tema y que ha sido valioso su acompañamiento.

Ante una consulta del director ***Edgar Gutiérrez López*** sobre cuál instrumento jurídico debe considerarse para implementar la contabilidad regulatoria, así como del tema de confidencialidad de información de empresas; el señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** responde que en cuanto al sector público es información pública, pero en temas como la generación privada sí va existir restricción. A nivel de Intendencia, para efectos de llevar a cabo la regulación y la fiscalización, desde el punto de vista contable, las empresas tendrán que enviar la información con cierto formato, lo cual se formalizaría a través de una resolución.

Finalmente, señala que todo este esfuerzo va acorde con el Plan Nacional de Energía. En dicho Plan se estableció como plazo máximo para implementar la contabilidad regulatoria, diciembre 2018. Sin embargo, la Intendencia ha definido como plazo diciembre 2016 para tenerla implementada. Resalta la apertura e interés que han mostrado las empresas.

El señor ***Pablo Sauma Fiatt*** comenta que le parece importante todo el avance de contabilidad regulatoria. Le sigue preocupando el momento cuando las empresas tengan que brindar los datos. A pesar de que se entregue la información, le preocupa que la misma sea la correcta. En ese sentido, la inquietud es cómo estar seguros de que la información que remitan es la que va a permitir ejercer bien la función a la ARESEP. Se trata de la empresas públicas, la entregan pero no como se les solicita. El problema de los estados financieros auditados es que no brindan el detalle requerido de la información.

El señor ***Juan Manuel Quesada Espinoza*** señala que parte del proyecto es establecer manuales de cuentas, que nos permitirá un gran detalle de la información, que claro está, se complementará con esfuerzos de fiscalización y auditoría, por medio de los cuales se verificaría si la información es en efecto,

la correcta. Con este proyecto se estandariza la información y es la base para el desarrollo de la labor de fiscalización.

Conocida la presentación de la Intendencia de Energía, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 08-58-2015**

Dar por conocida la exposición brindada por la Intendencia de Energía, en torno al tema de la contabilidad regulatoria de la Intendencia de Energía.

*A las diecisiete horas con cuarenta minutos se retiran del salón de sesiones, los señores* (as) *Mario Mora Quirós, Karla Montero Víquez, Tony Méndez Parrales, Jorge Espinoza Gutiérrez y Susana Rodríguez Zúñiga*

**ARTÍCULO 11. Exposición sobre propuesta de la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASAR), para incrementar el aporte patronal.**

*A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, la señora María Fernanda Sánchez Coto, Administradora de la Asociación Solidarista de Empleados de la ARESEP y la SUTEL y el señor Franklin Jaubert Elizondo, Vicepresidente de dicha Asociación, a participar en la presentación del tema objeto de este artículo.*

El señor ***Franklin Jaubert Elizondo*** brinda una exposición sobre la propuesta de la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASAR), para incrementar el aporte patronal en 0,33%. Se refiere a la cantidad de funcionarios de la ASAR; al fundamento legal y técnico de la solicitud de incremento del aporte patronal; a la encuesta entre los funcionarios; la proyección del incremento y casos de otras asociaciones del sector público que contemplan un aporte del 5.33%.

Conocido el tema, conforme a los expuesto por la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el señor ***Dennis Meléndez Howell*** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad de los cuatro votos presentes:

**ACUERDO 09-58-2015**

Dar por conocida la exposición brindada por la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASAR), sobre la propuesta para incrementar el aporte patronal.

*A las diecisiete horas con cincuenta minutos se retiran del salón de sesiones, el señor Franklin Jaubert Elizondo y la señora María Fernanda Sánchez Coto*.

**ARTÍCULO 12. Correspondencia recibida**

La Junta Directiva conoce el siguiente asunto de correspondencia recibida:

- Pronunciamiento por parte de la Cámara de Industrias de Costa Rica en relación con el recurso de revocatoria con apelación en subsidio interpuesto por la Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A., contra la resolución RIE-091-2015 del 21 de agosto de 2015. Oficio PR-079-2015 del 5 de noviembre de 2015. (Gestión: Se traslada a la Intendencia de Energía para su atención, mediante oficio 887-SJD-2015 del 13 de noviembre de 2015).

- Solicitud de la Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRACE) para que acelere la aprobación de la modificación, sobre la metodología para el ajuste extraordinario del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC). Oficio DE-016-2015 del 9 de noviembre de 2015. (Gestión: Se traslada a la Intendencia de Energía para su atención, mediante oficio 885-SJD-2015 del 13 de noviembre de 2015).

**ARTÍCULO 13. Asuntos informativos.**

La Junta Directiva da por recibidos los asuntos indicados en la agenda, como temas de carácter informativo, los cuales se detallan a continuación:

1. Respuesta al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT) en relación con el oficio MICITT-OF-DVMT-397-2015, sobre la implementación del Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones 2015-2021. "Costa Rica: una Sociedad Conectada". Oficio 918-RG-2015 del 10 de noviembre de 2015.

2. Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley para asegurar la paridad en la integración de los órganos colegiados de las instituciones públicas, expediente 19.670. Oficio 927-RG-2015 del 12 de noviembre de 2015.

3. Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley interpretación auténtica del inciso g) del artículo 1 de la Ley de impuesto general sobre las ventas, Ley N° 6826 del 8 de noviembre de 1982, sobre el acceso a internet; expediente 19.715. Oficio 929-RG-2015.

**A las diecisiete horas con cincuenta y cinco minutos finaliza la sesión.**

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

**GRETTEL LÓPEZ CASTRO**
***Reguladora General Adjunta***

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