

SESIÓN ORDINARIA

N.º 35-2015

27 de julio de 2015

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA N.º 35-2015

Acta de la sesión ordinaria número treinta y cinco, dos mil quince, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, el lunes veintisiete de julio 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, Adriana Garrido Quesada y Sonia Muñoz Tuk, así como los señores (as): Grettel López Castro, Reguladora General Adjunta; Enrique Muñoz Aguilar, Intendente de Transporte; Carol Solano Durán, Directora General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, y Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 1. Constancia de celebración de sesión ordinaria.

Se deja constancia de que, como caso de excepción a lo dispuesto en el acuerdo 03-35-2012, del acta de la sesión 35-2012 del 10 de mayo de 2012, se celebra el día de hoy la sesión ordinaria correspondiente al jueves 30 de julio de 2015.

ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura al Orden del Día de esta sesión. Señala que, a solicitud del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, plantea excluir los asuntos resolutivos de la SUTEL, para ser conocidos en una próxima sesión. Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 01-35-2015

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, con la modificación de excluir, para una próxima sesión, los asuntos resolutivos de la Superintendencia de Telecomunicaciones. El Orden del Día ajustado a la letra dice:

1. *Aprobación del Orden del Día.*
2. *Aprobación de las actas de las sesiones 33-2015 y 34-2015.*
3. *Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.*
4. *Exposición de la Intendencia de Transporte.*
5. *Asuntos resolutivos.*
 - 5.1 *Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. Expediente OT-088-2015. Oficios 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015 y 91-CDR-2015 del 08 de julio de 2015.*

- 5.2 *Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos. Expediente OT-089-2015. Oficios 700-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015 y 089-CDR-2015 del 08 de julio de 2015.*
- 5.3 *Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. Expediente OT-090-2015. Oficios 695-DGAJR-2015 del 22 de julio de 2015 y 090-CDR-2015 del 08 de julio de 2015.*
- 5.4 *Recurso de apelación y gestión de adición y aclaración interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014 del 19 de marzo de 2014. Oficio 640-DGAJR-2015 del 08 de julio de 2015.*
- 5.5 *Recurso de apelación interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014 del 10 de octubre de 2014. Oficio 645-DGAJR-2015 del 9 de julio de 2015.*
- 5.6 *Recurso de reposición, excepción de incompetencia y gestión de nulidad, contra la resolución 519-RCR-2011 del 14 de junio de 2014, interpuesto por Transportes Montecillos Alajuela S.A. Oficio 657-DGAJR-2015 del 14 de julio de 2015.*
- 5.7 *Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, en su condición de Consejero del Usuario de la ARESEP, contra la resolución 034-RIT-2015 del 7 de mayo de 2015. Oficio 667-DGAJR-2015 del 15 de julio de 2015.*
- 5.8 *Recursos de reconsideración (reposición), interpuestos por: Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), P.V. Paso Hondo S.A., y Enel Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015 del 28 de mayo de 2015. Expediente OT-296-2014. Oficio 676-DGAJR-2015 del 17 de julio de 2015.*
- 5.9 *Solicitud planteada por la empresa Transportes Unidos Alajuelenses S.A. (TUASA) en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial 04-311-163-CA. Oficio 681-DGAJR-2015 del 20 de julio de 2015.*
6. *Asuntos informativos.*

Respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley Reforma de la Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, expediente 19.103. Oficio 661-RG-2015 del 22 de julio de 2015.

ARTÍCULO 3. Aprobación de las actas de las sesiones 33-2015 y 34-2015.

a) En cuanto al acta 33-2015

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 33-2015, celebrada el 20 de julio de 2015.

La señora *Adriana Garrido Quesada* señala que se abstiene de aprobarla, dado que no estuvo presente cuando se celebró.

El señor *Dennis Meléndez Howell* la somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos de los directores Meléndez Howell, Gutiérrez López, Sauma Fiatt y Muñoz Tuk:

ACUERDO 02-35-2015

Aprobar el acta de la sesión ordinaria 33-2015, celebrada el 20 de julio 2015, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva para su revisión, con la salvedad realizada por la señora Adriana Garrido Quesada de que no estuvo presente cuando se celebró.

a) En cuanto al acta 34-2015

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador del acta de la sesión 34-2015, celebrada el 23 de julio de 2015.

El señor *Dennis Meléndez Howell* indica que se abstiene de votar dicha acta, ya que no participó en esa oportunidad. La somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos de los señores (as) López Castro, quien presidió dicha sesión, Sauma Fiatt, Garrido Quesada, Gutiérrez López y Muñoz Tuk:

ACUERDO 03-35-2015

Aprobar el acta de la sesión ordinaria 34-2015, celebrada el 23 de julio 2015, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad entre los señores miembros de la Junta Directiva para su revisión, con la salvedad realizada por el señor Dennis Meléndez Howell.

ARTÍCULO 4. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.

Los señores miembros de la Junta Directiva intercambian opiniones en torno a la naturaleza de la reunión de algunos directores con la Defensoría de los Habitantes, programada para el próximo miércoles 5 de agosto de 2015, a partir de las nueve horas.

ARTÍCULO 5. Exposición de la Intendencia de Transporte.

La Junta Directiva conoce una exposición sobre aspectos generales de la Intendencia de Transporte.

El señor *Enrique Muñoz Aguilar* explica los alcances y funciones de la Intendencia de Transporte. Asimismo, comenta sobre el organigrama de esa Intendencia y destaca las áreas de: i) servicio de transporte: autobús, taxi, tren, cabotaje, transporte de estudiantes; ii) servicios de infraestructura; iii) calidad de los servicios; iv) servicios de información; v) seguimiento de sectores regulados; vi) asesoría jurídica y vii) metodologías.

En otro orden de ideas, se refiere a los retos de la Intendencia en el sector de autobuses: ordenamiento del sector; renovación y adjudicación de concesiones; transparencia sobre la cantidad de pasajeros y aspectos relacionados con la mejora de la regulación: a) simplificación de trámites; b) conexión en línea con otras

bases de datos; c) automatización del proceso ordinario de cálculo de tarifas; d) revisión de los requisitos de admisibilidad; e) apoyo a la revisión de la metodología ordinaria y f) estudio sobre costo de mantenimiento de autobuses.

Por otra parte, explica lo relativo a los retos en el servicio de taxis: ordenamiento del sector; actualización de tarifas; mejora de regulación y dimensionamiento del servicio. Finalmente, comenta aspectos generales y retos relativos al tema del servicio de tren, así como de los servicios de infraestructura.

Ante una consulta de la señora **Garrido Quesada** en relación con los estudios ordinarios de todas las rutas, por realizar en el 2015, el señor **Muñoz Aguilar** indica que la recopilación y el tratamiento de información con soportes tecnológicos de avanzada, van muy adelantados.

ARTÍCULO 6. Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. Expediente OT-088-2015.

A partir de las quince horas con cuarenta minutos ingresan al salón de sesiones, los señores (as): Marlon Yong Chacón, Marco Otoya Chavarría, Samantha Wegmann Quesada, Mike Osejo Villegas, funcionarios(a) del Centro de Desarrollo de la Regulación, así como el señor Oscar Roig Bustamante, funcionario de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria; a exponer el tema objeto de este y siguientes dos artículos.

La Junta Directiva conoce los oficios 91-CDR-2015 del 22 de julio de 2015 y 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, mediante los cuales, el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refieren a la Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. Expediente OT-088-2015.

El señor **Oscar Roig Bustamante** y la señora **Carol Solano Durán** explican los antecedentes, alcance, competencias de la Junta Directiva para aprobar este tipo de metodologías, así como recomendaciones del caso.

El señor **Marco Otoya Chavarría** explica el informe de oposiciones recibidas en el proceso de audiencia pública y respuestas a las mismas.

Ante consultas de la señora Garrido Quesada, el señor **MarlonYong Chacón** procede a explicar lo previsto para realizar una efectiva vigilancia de la eficiencia de los prestatarios de los servicios; también indica que la metodología de fijación de la tarifa de peaje por servicios de transporte de energía eléctrica está pronta a ser presentada ante esta Junta Directiva.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con los oficios 91-CDR-2015 y 701-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*” (folios 04 a 64).
- II. Que mediante oficio 192-SJD-2015, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 09-13-2015 del acta de la sesión ordinaria, celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”, en periódicos de circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional (La Nación y La Extra) (folios 69 y 70).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta No 75 (Folio 71).
- V. Que el 18 de mayo del 2015, mediante el oficio 1649-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresep remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 363 al 365).
- VI. Que mediante el oficio 91-CDR-2015, del 08 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”.
- VII. Que el 22 de Julio de 2015, mediante el oficio 103-CDR-2015 la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.
- VIII. Que mediante oficio 521-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis, la propuesta contenida en el oficio 91-CDR-2015 indicada en el resultando anterior.
- IX. Que mediante el oficio 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”.
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 103-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 467 al 548 del expediente administrativo.
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”, 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública, realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 103-CDR-20156, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso, 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 103-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante el oficio 91-CDR-2015, así como del oficio 701-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

**LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE
LOS SERVICIOS PÚBLICOS****RESUELVE****ACUERDO 04-35-2015**

- I. Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”, conforme al oficio 91-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 701-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

**“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS DE
ELECTRIFICACIÓN RURAL”**

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio

Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología se calcula el ajuste porcentual a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final para cada uno de los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía (IE) entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.

3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios, en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de distribución de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de distribución eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) periodo de aplicación, f) monto total de ajuste tarifario, y g) ajuste porcentual.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep, está basada en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013, el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología tarifaria

ordinaria para el servicio de distribución de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica para operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

1. Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
2. Servicio al costo: Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.
3. Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.
4. Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición del ajuste porcentual a establecer en las fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de distribución de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:
 - a. La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo del monto de ajuste porcentual tarifario a aplicar: i-) cálculo de ingresos totales, ii-) cálculo de costos totales, iii-) cálculo del rédito para el desarrollo, iv-) período de aplicación, y v-) cálculo del monto y porcentaje de ajuste tarifario.
 - b. El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo, ajuste tarifario y cálculo del ajuste tarifario.
 - c. El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del porcentaje de ajuste requerido por el servicio de distribución de energía eléctrica.
2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de distribución eléctrica, tanto para cada operador particular del servicio como entre los diferentes operadores. Con ese propósito,

- a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de distribución eléctrica, en cada operador.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición del porcentaje de ajuste tarifario, entre los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Esto permite aplicar el mismo procedimiento metodológico para el mismo servicio, independientemente de la naturaleza del operador – público o cooperativas de electrificación rural-.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
- a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado para el sector específico de energía eléctrica y ahora publica un valor para el sector denominado “Utility General”.
 - c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como, autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)”

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el

interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio. Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia*

*económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado no es del original). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.*

De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593, que dispone:

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:

(...)

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.

(...).”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento. De dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 5, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

- La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo” .

“Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

- a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.
- b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.

(...)”

“Artículo 5. “Funciones.

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas (...). Los servicios públicos antes mencionados son:

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

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros

legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores.”

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.
- f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

1. *En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.*
2. *El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.”*

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

Cuando así lo requiera, la Junta Directiva contará con asesores especializados y con el apoyo de las demás dependencias de la Institución, de conformidad con las funciones que les asigna este reglamento.

Tiene las siguientes funciones:

(...)

16. *Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.*

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) *Junta Directiva.*
- b) *Un regulador general y un regulador general adjunto.*
- c) *Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).*
- d) *La Auditoría Interna.*

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.

(...)”

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados incluyendo el de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el garantice la

participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

Una vez que se ha determinado el marco jurídico que respalda el ejercicio de la función regulatoria por parte de la Aresep y de su facultad para emitir metodologías que le permitan la fijación de tarifas, es preciso observar el servicio público cuya metodología nos ocupa.

3. Regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, se observa que éste se caracteriza por una amplia participación del Estado en los ámbitos de políticas, planificación, regulación y operación. La definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) la Ley N° 7593.

La prestación de dicho servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas en sus diversas etapas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

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

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

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

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

El sistema de suministro eléctrico, comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión (transporte), la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

La etapa de generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica, mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Son diversas las fuentes que se pueden emplear para generar energía eléctrica, entre las que encontramos:

- A partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente la combustión de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón se produce energía termoeléctrica.
- Mediante la radiación solar, se genera energía solar fotovoltaica.
- A través de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o vibraciones que el viento, se produce la energía eólica.
- Mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra, se genera energía geotérmica.
- Con el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, se produce energía hidroeléctrica.
- A partir de energía nuclear, se produce energía eléctrica.

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

4. Participantes y sustento legal que los habilita como prestadores del servicio

Analizando cada una de las etapas, es posible observar que son diversos los agentes participantes en el servicio de suministro de energía eléctrica. La participación de cada uno de ellos, en alguna de las etapas dichas (o incluso en todas), se encuentra debidamente sustentada en una ley específica o en su efecto la concesión que les habilita para prestar el servicio público, regulado por la Aresep y sujeto a las tarifas establecidas por ésta.

En la etapa de distribución participan: el ICE, la CNFL, JASEC, ESPH y las cooperativas de electrificación rural, con sustento en las mismas normas antes citadas.

De forma específica, las normas que sustentan lo anterior son:

- Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Ley N° 449:
*“Artículo 1.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.
La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.”*

- Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660:

“Artículo 2.- Objetivos de la Ley

Son objetivos de esta Ley:

- a) *Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.*
(...)”

- Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, Ley N° 8345:

“Artículo 1.- La presente Ley establece el marco jurídico regulador de las siguientes actividades:

- a) *La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.*
- b) *La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996.”*

- Ley Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Ley N° 5889:

“Artículo 1.- Constitución, fines.

Créase la "Empresa de Servicios Públicos de Heredia", con sede en la ciudad de Heredia, con plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, evacuación de aguas pluviales, lo mismo que generación y distribución de energía eléctrica y alumbrado público en el cantón central de Heredia, y en los cantones circunvecinos de ésta, si así lo solicitan las municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

El patrimonio de esta empresa pertenecer a las municipalidades que se adhieran a la misma, en proporción a lo aportado por cada una de ellas.”

- Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC, Ley N° 7799:

“Artículo 2.- JASEC es una persona jurídica de derecho público, de carácter no estatal, con plena capacidad jurídica, patrimonio propio y autonomía financiera, administrativa y técnica en el cumplimiento de sus deberes y queda facultada para prestar los servicios que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, excepto los servicios de transmisión de datos y los señalados en el inciso b) de dicha ley, deberá contar con la concesión respectiva cuando sea necesario.

(...)”

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el procedimiento de cálculo de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se han empleado hasta el presente para las fijaciones tarifarias ordinarias, correspondientes al servicio de distribución de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de distribución de energía eléctrica.

- Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener una estimación del ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. MODELO GENERAL

El modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el sistema de distribución y comercialización eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) periodo de aplicación, y e) monto y ajuste tarifario. La distribución del ajuste porcentual por tipo de tarifa y bloques se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía. El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula – bajo condiciones de calidad establecidas – y además de garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R* = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT* = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (*AFNORP*) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base considerado en la presente metodología, representado por la variable *t*. Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el monto de ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por *t+1*.

En la presente metodología se entiende por período “*t*”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período *t+1*.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del periodo base “*t*”, se determinaran de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de

acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el periodo “ $t+1$ ” es definido como el periodo de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El periodo $t+1$ deberá ser definido por la Intendencia de Energía según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el periodo t para el cálculo, de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t) \quad (\text{Fórmula 2})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
- IT_t = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- $COMA_t$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el periodo t (ver apartado 3 sección VII).
- Ro_t = Tasa de rédito para el desarrollo observada para el periodo t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
- BT_t = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el periodo t (ver apartado 5 sección VII).

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el periodo de análisis considerado en la solicitud tarifaria – periodo t – se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en el apartado 2 y 3 de la sección VII para efectos de estimaciones.

a) Determinación del monto de ajuste para el período en que entrará en vigencia $t+1$:

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t+1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con tarifas vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver apartado 2 y 3 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv;t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

- IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio ($AFNORP$) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv,t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 9).
- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio ($AFNORP$) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes

La tasa de rédito para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido en el apartado 4 de la sección VII se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo del ajuste en ingresos

La estimación de los ingresos totales que se requieren para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ se calcula mediante el modelo general de la fórmula 1:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.

- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
- R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (ver apartado 4 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

Así, el monto de ajuste requerido en los ingresos totales para obtener la tasa R_{t+1} a partir de las tarifas vigentes, es:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT \quad (\text{Fórmula 4.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
- IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (ver fórmula 4).
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 9).

El monto del ajuste también se puede expresar como la diferencia entre el excedente de operación obtenido con la tasa de rédito calculada con el WACC ($R_{t+1} * BT_{t+1}$) (apartado 4 de la sección VII) y los excedentes de operación proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1} * BT_{t+1}$). El ajuste es establecido de la siguiente forma:

$$\Delta IT = (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4.2})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
- R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$ (ver fórmula 3.1).
- tv = Tarifas vigentes.
- $IT - COMA$ = El excedente de operación, es igual a $(R * BT)$

Desde el punto de vista de composición de los ingresos (ver modelo en la fórmula 9) al ser los ingresos por ventas de energía a usuarios finales los únicos que en esta metodología dependen explícitamente de las tarifas, se cumple que:

$$IT_{t+1} = Iv_{t+1} + Iap + Io \quad (\text{Fórmula 4.3})$$

Y en consecuencia:

$$Iv_{t+1} = IT_{t+1} - (Iap + Io) \text{ (Fórmula 4.4)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (ver fórmula 4).
 Iv_{t+1} = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
 Iap = Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público estimados para $t+1$ (ver fórmula 14).
 Io = Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de distribución eléctrica (ver fórmula 17).

De las fórmulas 4.1, 4.2, 4.3 y 9, se deduce que en esta metodología el incremento en ingresos totales debe provenir únicamente del respectivo aumento en los ingresos por ventas a usuarios finales:

$$\Delta IT = Iv_{t+1} - Iv \text{ (Fórmula 4.5)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$.
 Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).
 Iv_{t+1} = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4.4).

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenidos en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \text{ (Fórmula 5)}$$

Donde:

- $\%IT$ = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
 Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

Liquidación del periodo anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de distribución de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del periodo anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (*COMA*) y los ingresos totales (*IT*). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por las empresas distribuidoras, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, las empresas distribuidoras podrán solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa distribuidora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- GTA_z = Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el periodo z .
- $GR_{COMA,z}$ = Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el periodo z .
- $GE_{COMA,z}$ = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el periodo z .
- $COMA$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa distribuidora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el periodo z .
- ITR_z = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .
- ITE_z = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .

El diferencial entre los ingresos del periodo y los gastos del periodo, van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el periodo siguiente, tal como se detalla:

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \quad (\text{Fórmula 8})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- LI_z = Liquidación del periodo z .
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados del periodo z .
- GTA_z = Gastos Totales Ajustados del periodo z .

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS TOTALES.

Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y otros ingresos asociados al servicio de distribución y comercialización, como lo son los ingresos por ventas de energía al servicio de alumbrado público, alquiler de transformadores y postes, recargo por mora, devolución por canon de regulación, entre otros.

2.1 Ingresos totales estimados con tarifas vigentes para el periodo $t+1$

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas al servicio de distribución y comercialización de electricidad a clientes conectados a baja tensión y media tensión. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = Iv + Iap + Io \quad (\text{Fórmula 9})$$

Donde:

- IT = Ingresos totales.

- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10)
- Iap = Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público para el período $t+1$ (ver fórmula 14).
- Io = Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período $t+1$ y relacionados con la actividad de distribución eléctrica (ver fórmula 17).

2.1.1 Ingresos por ventas a usuarios

Los ingresos por ventas a usuarios se obtienen al multiplicar el precio promedio de la electricidad para cada tipo de tarifa por la cantidad total de energía vendida por el tipo de tarifa.

$$Iv = \sum_{s=1}^m \left(\sum_{i=1}^n \bar{P}_{t,s} * ET_{kWh,t+1,s,i} \right) \quad (\text{Fórmula 10})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.
- $\bar{P}_{t,s}$ = Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s , se obtiene de la apartado 2.1.2. (ver fórmula 11)
- $ET_{kWh,t+1,s,i}$ = Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, para la tarifa s , para el mes i del período $t+1$ (ver fórmula 12).
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)¹.
- i = Índice de mes.
- n = Cantidad de meses.
- m = Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario.
- kWh = Kilovatio hora.

2.1.2 Precio promedio de la energía eléctrica para cada tipo de tarifa.

Para la definición del precio promedio de la energía eléctrica, para cada tarifa se utilizará la estructura definida en el pliego tarifario de la empresa distribuidora durante los 12 meses anteriores, para los cuales se disponga de información real. El precio promedio por tarifa se obtiene de la sumatoria de los ingresos

¹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

mensuales por venta de energía eléctrica por tarifa dividido entre las ventas totales mensuales en kWh por tarifa. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\bar{P}_{t,s} = \frac{I_s + I_{ph}}{\sum_{i=1}^n \text{VRE}_{kWh,s,ph,i}} \quad (\text{Fórmula } 11)$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación.
$\bar{P}_{t,s}$	=	Precio promedio de la energía eléctrica. Precio para la tarifa s .
I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (ver fórmula 11.1).
I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario (ver fórmula 11.8 y 11.9).
$\text{VRE}_{kWh,s,ph,i}$	=	Ventas de energía reales en kWh para la tarifa s y el mes i , obtenidas de la información suministrada por el operador.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
kWh	=	Kilovatio hora.

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \quad (\text{Fórmula } 11.1)$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).

$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) *Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:*

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \quad (\text{Fórmula 11.2})$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

o

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \quad (\text{Fórmula 11.3})$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.4})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

o

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.5})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

o

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.

T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) *Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:*

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.

d) *Ingresos mensuales por tarifa para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario:*

Para aquellos operadores que cuenten con un esquema tarifario por período horario (punta, valle y nocturno) los ingresos mensuales para el sector respectivo se determinarán mediante la siguiente fórmula:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} \quad (\text{Fórmula 11.8})$$

Donde

I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario. Son los ingresos anuales por tarifa, para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario (punta, valle, nocturno).
$V_{ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh. Se refiere a las ventas en kW o kWh, por periodo horario, por mes i .
$T_{ph,i}$	=	Tarifa del kW o kWh. Es el precio del kW o kWh según pliego tarifario vigente, por periodo horario, por mes i .
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios definidos en el pliego tarifario.

En los casos en los que existen tarifas en dólares, se realiza el cálculo de la misma forma que en la fórmula 11.8, sin embargo, las tarifas en dólares se multiplican por el tipo de cambio correspondiente, de la siguiente manera:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} + \sum_{ph,i=1}^{k,n} (V_{\$,ph,i} * T_{\$,ph,i} * Tcc) \quad (\text{Fórmula 11.9})$$

I_{ph}	=	Ingresos por tarifa horario. Son los ingresos anuales por tarifa, para los casos en que el pliego tarifario incorpora período horario (punta, valle, nocturno).
$V_{ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh. Son las Ventas en kW o kWh, por periodo horario, por mes.
$T_{ph,i}$	=	Tarifa del kW o kWh. Es el precio del kW o kWh según pliego tarifario vigente, por periodo horario, por mes.
$V_{\$,ph,i}$	=	Ventas en kW o kWh para usuarios con tarifas denominadas en dólares, por periodo horario, por mes.
$T_{\$,ph,i}$	=	Tarifa del kWh o kW según pliego tarifario vigente, expresado en dólares, por periodo horario, por mes.
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$\$$	=	Expresa unidades monetarias en dólares.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios definidos en el pliego tarifario.

En los casos en que un operador cuente con tarifas por bloque de consumo y por período horario, se calculan los ingresos de cada esquema tarifario por separado y se proceden a sumar para obtener los ingresos totales por concepto de venta de energía eléctrica (I_v).

2.1.3. Energía total vendida estimada para la empresa distribuidora

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto de la cantidad de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh,t+1,s,i} = (QA_{t+1,s,i} * \bar{C}_{s,i}) \quad (\text{Fórmula 12})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ET_{kWh,t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s , para el mes i del periodo $t+1$.
$QA_{t+1,s,i}$	=	Cantidad estimada de abonados para el mes i , de la de tarifa s , para el período $t+1$; se estima según se indica más bajo en el punto a.
$\bar{C}_{s,i}$	=	Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s , en el mes i (ver fórmula 13).
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)
i	=	Índice de mes.
kWh	=	Kilovatio hora.

- a) La cantidad estimada de abonados para cada tarifa

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

- b) Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía para la tarifa s , se obtiene para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria, del cociente entre las ventas mensuales reales en kWh de la tarifa s y la cantidad mensual real de abonados en dicha tarifa:

$$\bar{C}_{s,i} = \frac{VRE_{kWh,s,i}}{QA_{s,i}} \quad (\text{Fórmula 13})$$

Donde:

$\bar{C}_{s,i}$	=	Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s , en el mes i .
$VRE_{kWh,s,i}$	=	Ventas de energía reales para la tarifa s , en el mes i (kWh).
$QA_{s,i}$	=	Cantidad real de abonados para la tarifa s y el mes i .
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera)

- i = Índice de mes, últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria.
 kWh = Kilovatio hora.

2.2 Ingreso por el servicio de alumbrado público

Se refiere al ingreso por las ventas, en colones, que el sistema de distribución realiza al sistema de alumbrado público. Se obtiene de multiplicar las ventas totales estimadas en kWh por el costo que tiene la energía del sistema de alumbrado público para el sistema de distribución. De la siguiente manera:

$$Iap = Pap * VAP_{kWh} \quad (\text{Fórmula 14})$$

Donde:

- Iap = Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público.
 Pap = Precio de la energía del sistema de alumbrado público (ver fórmula 15.1).
 VAP_{kWh} = Ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público, en kWh.
 kWh = Kilovatio hora.

Las ventas totales estimadas para el sistema de alumbrado público en kWh (VAP_{kWh}) provienen de los respectivos estudios tarifarios de este servicio. En caso de no estar disponible la información del estudio tarifario, se mantienen las unidades físicas reales consumidas por el sistema de alumbrado público.

Para obtener el precio de la energía del sistema de alumbrado público se procede de la siguiente manera:

$$P_{MAP} = \frac{(TG_{kWh,pp} * 2 + TG_{kWh,pn} * 10)}{12} + \frac{TG_{kW,pp} + TG_{kW,pn}}{365} + T_{Trans} \quad (\text{Fórmula 15})$$

Donde:

- P_{MAP} = Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.
 TG = Tarifa de generación eléctrica. Es la tarifa correspondiente a la empresa que solicita el estudio.
 kWh = Kilovatio hora.
 kW = Kilowatt.
 pp = Periodo punta.
 pn = Periodo nocturno.
 T_{Trans} = Tarifa de transmisión.

Dado que este precio debe incorporar el efecto por las pérdidas de distribución, el precio de la energía del sistema de alumbrado público será:

$$P_{AP} = \frac{P_{MAP}}{(1 - \%Per)} \quad (\text{Fórmula 15.1})$$

Donde:

- P_{AP} = Precio de la energía del sistema de alumbrado público.
 P_{MAP} = Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.

$\%Per$ = Porcentaje de pérdidas del sistema de distribución (ver formula 26).

2.3 Otros ingresos

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de distribución y comercialización eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Se utiliza como referencia el período de análisis definido en el estudio de fijación tarifaria:

$$Io_t = at_t + ap_t + rm_t + ia_t \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
 Io_t = Otros ingresos calculados para el periodo t
 at_t = Alquiler de transformadores.
 ap_t = Alquiler de postes.
 rm_t = Recargo por mora.
 ia_t = Ingresos adicionales. Otros ingresos adicionales de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando el resultado derivado de la fórmula 16 como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimada según lo siguiente:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t} \right) * Iv \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
 Io = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de distribución eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$.
 Io_t = Otros ingresos calculados para el periodo t (ver fórmula 16).
 Iv_t = Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el periodo t .
 Iv = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Los otros ingresos (Io) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. COSTOS Y GASTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)

Son los costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes rubros:

$$COMA = CEP + Peaje + OyM + Admin + GP + Co + Creg + D + Pa + GPer + INC + SG + AR$$

(Fórmula 18)

Donde:

- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
- CEP* = Costo por compras de energía y potencia total. Incluye las compras de energía y potencia al Instituto Costarricense de Electricidad -no se incluye costos por combustibles para generación térmica-, a terceros y la generación propia (ver apartado 3.1.2).
- Peaje* = Costo por el transporte de energía. Se calcula como el producto de la tarifa vigente del sistema de transmisión por las compras estimadas en kWh que tiene que ser trasladados por la red de transmisión para el periodo en que entrará a regir la tarifa.
- OyM* = Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los costos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de distribución, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
- Admin* = Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de distribución (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en el apartado 3.1.2.
- GP* = Gastos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de distribución para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- Co* = Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de distribución. Se incluye todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- Creg* = Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria de acuerdo a lo indicado en el apartado 6.

<i>D</i>	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación lineal según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación lineal, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate (ver apartado 3.1.2).
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver apartado 3.1.2).
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (apartado 3.1.2 y 5.3.2).
<i>INC</i>	=	Gasto por incobrables. Se utiliza el porcentaje técnicamente reconocido por la Aresep en el acuerdo 006-001-2002 o, el que se determine mediante un estudio técnico actualizado y avalado por Aresep. Sin embargo, el operador debe realizar la justificación técnica del porcentaje solicitado y presentar toda la información pertinente (ver apartado 3.1.2).
<i>SG</i>	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (ver apartado 3.1.2).
<i>AR</i>	=	Gasto por Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593 (ver apartado 3.1.2).

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en los apartados subsiguientes.

La Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

Los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver apartado 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por la Aresep.

La desagregación de las cuentas de *OyM*, *Admin* y *Co* debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Para el caso de las Cooperativas de electrificación rural podrán presentar sus cuentas al nivel máximo de desagregación que el sistema contable de cada cooperativa lo permita. Estas

cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas comunes para todas las empresas distribuidoras.

La actualización por índices de precios planteada en la apartado 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de gastos y costos de operación, mantenimiento, administrativo y comercialización:

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajusten al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, uno totalmente local, uno totalmente externo o uno que sea una combinación de componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los anteriores en el gasto que se desea actualizar.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPPL_{L,t+1}}{IPPL_t} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el periodo $t+1$.
$IPPL_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del periodo $t+1$.
$IPPL_t$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del periodo t .
L	=	Local

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (más actualizado). Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPPE_{t+1}}{IPPE_t} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 20})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_E	=	Factor de actualización externo para el periodo $t+1$.
$IPPE_{t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el periodo $t+1$.
$IPPE_t$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del periodo t .
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente al periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del periodo t .
E	=	Externo

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que se actualizan, para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 21})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto.
FA_L	=	Factor de actualización local.
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo.
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en la apartado 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **Gastos por Compras de energía y potencia total (CEP):** En general las compras de energía y potencia se proyectan según la metodología utilizada para proyectar las ventas de energía (ver apartado 2.1.3). Se obtiene como la suma de las compras de energía y las compras por potencia, de la siguiente manera:

$$CEP = CE + CP \text{ (Fórmula 22)}$$

Donde:

- CEP = Gasto total por compras de energía y potencia total.
- CE = Gasto por compras de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación (ver fórmula 23).
- CP = Gasto por compras de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación (ver fórmula 24).

- **Gasto por compras de energía (CE):** El monto por concepto de compras de energía, se obtiene multiplicando la cantidad de energía por periodo horario o temporada por la tarifa vigente por periodo horario, de la siguiente manera:

$$CE = \sum_{ph,tm=1}^k \sum_{i=1}^n VHT_{t+1,i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm} \text{ (Fórmula 23)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- CE = Compras de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
- $VHT_{t+1,i,ph,tm}$ = Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 23.1).
- $TG_{i,ph,tm}$ = Tarifa de generación vigente, por periodo horario y temporada.
- ph = Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
- tm = Temporadas (alta o baja).
- i = Índice de mes.
- n = Cantidad de meses.
- k = Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

Las ventas totales de energía estimadas, por período horario y temporada, se obtienen al multiplicar el peso o porcentaje correspondiente para cada periodo horario y temporada por la energía total vendida estimada. Procediendo de la siguiente manera:

$$VHT_{t+1,i,ph,tm} = \sum_{s=1}^m \frac{ET_{kWh,t+1,s,i}}{1 - \%Per} * \%P_{ph,tm} \text{ (Fórmula 23.1)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $VHT_{t+1,i,ph,tm}$ = Ventas Totales de Energía mensuales por período horario ph y temporada tm , estimadas para el período $t+1$.

$ET_{kWh,t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s , para el mes i del periodo $t+1$ (ver fórmula 12).
$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje correspondiente según el periodo horario y temporada (ver fórmula 23.2).
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria (ver fórmula 26)
ph	=	Periodos horarios (punta, valle, nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
s	=	Índice de tarifa.
m	=	Cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.

La estimación de ventas totales se distribuye por periodo horario y temporada, tanto para potencia como para energía y para esto se utilizan los datos reales para los 12 meses anteriores que se encuentren disponibles al momento de realizar el estudio de fijación tarifaria. La distribución por periodo horario para energía (kWh) se obtiene como el peso que tiene cada periodo horario sobre el total de energía, de la siguiente manera:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{\sum_{ph,tm}^k VRE_{ph,tm}} \quad (\text{Fórmula 23.2})$$

Donde:

$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al periodo horario ph y temporada tm .
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales del operador por período horario y temporada en el periodo t .
ph	=	Periodos horarios (punta, valle, nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

- **Gasto por compras de potencia (P).** Se determina de la siguiente manera:

$$CP = \sum_{ph,tm,i=1}^{k,n} kW_{i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm} \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
CP	=	Gasto por compras de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$kW_{i,ph,tm}$	=	Demanda máxima de potencia por periodo horario o temporada para $t+1$ (ver fórmula 24.1)
$TG_{ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente por KW por periodo horario o temporada.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas definidos en el pliego tarifario.

La energía (kWh) ya distribuida por periodo horario se utiliza para tener como resultado la potencia estimada por periodo horario, esto realizando el cociente de la energía por periodo y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes, según sea el periodo horario, de la siguiente forma:

$$kW_{i,ph,tm} = \frac{VHT_{t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} \quad (\text{Fórmula 24.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$kW_{i,ph,tm}$	=	Potencia estimada por mes i de $t+1$ por periodo horario y temporada.
$VHT_{t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía estimadas por período horario y temporada, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 23.1)
$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia (ver fórmula 24.2).
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
i	=	Índice de mes

El componente para obtener potencia, se obtiene multiplicando el factor de carga por la cantidad de horas en un mes según sea el periodo horario o la temporada, de la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm} \quad (\text{Fórmula 24.2})$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia, para el periodo horario ph y temporada tm .
$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada (ver fórmula 24.3)
$H_{ph,tm}$	=	Horas, por periodo horario o temporada.
ph	=	Periodo horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
30	=	Número de días al mes.

Para distribuir la potencia entre los periodos horarios se requiere tanto la energía real vendida en cada periodo horario como de la demanda máxima en cada periodo. Con la información anterior se obtiene un factor de carga, que es el resultado de dividir la energía vendida, según el periodo, por la demanda máxima, por periodo, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el periodo horario y temporada.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} \quad (\text{Fórmula 24.3})$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por periodo horario o temporada.
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.
$DM_{ph,tm}$	=	Demanda máxima anual, por período horario y temporada.

H	=	Horas.
ph	=	Periodos horarios (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporadas (alta o baja).
365	=	Número de días del año.

Finalmente, las compras de energía y potencia pueden provenir de:

- **Compras de energía al ICE (CE_{ICE}).** Se determinan de la siguiente manera

$$CE_{ICE,t+1,i} = \left(\frac{\sum_{s=1}^m ET_{kWh,t+1,s,i}}{1-\%Per} - GenP_i - CEOG_i \right) \quad (\text{Fórmula 25})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$CE_{ICE,t+1,i}$	=	Compras al ICE totales estimadas en el mes i del periodo $t+1$ (KWh).
$ET_{kWh,t+1,s,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía en kWh, de la tarifa s , para el mes i del periodo $t+1$ (ver fórmula 12).
$\%Per$	=	Porcentaje de pérdidas, se toma el valor promedio de la industria (ver fórmula 26)
$GenP_i$	=	Generación propia, en el mes i , se calcula como se indica más abajo.
$CEOG_i$	=	Compras de energía a otros generadores en el mes i , se calcula como se indica más abajo.
i	=	Índice de mes.
s	=	Índice de tarifa
m	=	Cantidad de tarifas existentes en el pliego tarifario.

- ✓ **% Pérdidas ($\%Per$):** Se refiere a las pérdidas de distribución. Se utiliza como máximo el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años. El porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) de las 8 empresas distribuidoras menos el total de energía vendida de las 8 empresas distribuidoras entre la disponibilidad de energía de las 8 empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Venta totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 26})$$

- **Generación propia ($GenP_i$):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

- **Compras de energía a otros generadores (CEOG_i):** Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la generación producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. En el caso de las cooperativas, se encuentra establecido el porcentaje correspondiente a cada una de ellas de la producción de Conelétricas, como proporción al capital accionario de cada una, así como PH Cubujuquí.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

Las unidades estimadas se multiplican por la tarifa vigente.

$$GCEOG = CEOG * TGOG \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

- $GCEOG =$ Gasto en compras de energía comprada a otros generadores.
- $CEOG =$ Compras de energía a otros generadores en kWh.
- $TGOG =$ Es la tarifa de generación para el generador correspondiente.

- **Peaje:** Se estima como las unidades físicas transportadas por las líneas de transmisión del ICE multiplicadas por la tarifa vigente aprobado para éste sistema.
- **OyM, Administrativos y Comercialización:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio, se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica, legal y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un

decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.

- **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
- **Gastos administrativos:** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

1. Ingresos
2. Cantidad de funcionarios
3. Metros de área utilizados
4. Salario de la mano de obra
5. Demanda de servicios
6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
7. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el periodo de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gastos por incobrables (INC).** En el caso de aquella (s) empresa (s) en las que se haya reconocido con anterioridad, este rubro debe ir disminuyendo un 25% por año consecutivo hasta eliminarlo, caso contrario no se reconocen gastos por incobrables.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un periodo dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y, en última instancia, se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo (ver fórmulas 39 y 42).
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** la empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su

comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.

- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Esto según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.
- **Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el periodo de análisis. El monto se obtiene de la siguiente manera:

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{pl,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{Fórmula 28})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
CU_i	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por planta.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al periodo $t+1$.
pl	=	Planta.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
g	=	Cantidad de plantas arrendadas

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

La base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos:

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital:

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
-------	---	------------------------------------

r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último periodo contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 30).
ti	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de distribución. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de distribución del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD+VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

El método CAPM estima el costo del capital propio (k_e) se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se calcula mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

El beta apalancado se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (\text{Fórmula 30.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
$\frac{VD}{VCP}$	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero).
ti	=	Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, beta desapalancada y apalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- Tasa libre de riesgo (K_L): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “*Utility (General)*”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “*Implied Premium (FCFE)*”.

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 30, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

Estas variables serán utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- Relación entre deuda y capital propio ($\frac{VD}{VCP}$): Se estima con la fórmula $\frac{VD}{VCP} = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 29.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta – la tasa marginal mayor – establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k;v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 31})$$

$$R_{kr} = R_{k;v} + (R_{k,e} - R_{k;v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 31.1})$$

Donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k;v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k,e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en el apartado 4 de la sección VII.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

BT	=	Base tarifaria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 33).
CT	=	Capital de trabajo (ver fórmula 45).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo $t+1$.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t (ver fórmula 34).
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado estimado del periodo $t+1$ (ver Fórmula 35).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente, considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las formulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el

valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado en el periodo t ($AFNOR_t$)

El activo fijo neto en operación revaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t .
AFC_t	=	Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t .
AFR_t	=	Total de activos fijos revaluados del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t .
DC_t	=	Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo t .
DR_t	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el periodo t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$ ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del periodo $t+1$.
AFC_{t+1}	=	Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.1).
AFR_{t+1}	=	Total de activos fijos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.2).
DC_{t+1}	=	Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 39).
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 42).

- El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \text{ (Fórmula 35.1)}$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- AFC_{t+1} = Activo fijo al costo del periodo $t+1$.
- AFC_t = Activo fijo al costo del periodo t .
- AD = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo (ver apartado 5.3.1).
- RA_{cto} = Retiro de activos al costo (ver apartado 5.3.2 referente a los criterios para el retiro de activos).
- TA_{cto} = Traslado de activos al costo.
- cto = Al costo

- El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \text{ (Fórmula 35.2)}$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- AFR_{t+1} = Activo fijo revaluado del periodo $t+1$.
- AFR_t = Activo fijo revaluado del periodo t .
- RA_r = Retiros de activos revaluado.
- Rev = Revaluación de activos del periodo $t+1$ (ver fórmula 35.3).
- TA_r = Traslado de activos revaluados.
- r = Revaluado.

- Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \text{ (Fórmula 35.3)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, periodo t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, periodo t .
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico. Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.

$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo t .
$\% C_e$	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, se utilizará como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

IR_{com}	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
Com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, periodo $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo, periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación (ver fórmula 40).
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
cto	=	Al costo

$$\text{Dep} = \text{TDA} * [\text{AFC}_t + (0,5 * \text{AD}) - (0,5 * \text{RA}_{cto}) \pm \text{TA}_{cto}] \quad (\text{Fórmula 40})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Dep	=	Depreciación.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 41).
AFC_t	=	Activo fijo al costo del periodo t .
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico (ver apartado 5.3.1).
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$\text{TDA} = \frac{100 - \text{VAR}}{\text{VU}} \quad (\text{Fórmula 41})$$

Donde:

TDA	=	Tasa de depreciación del activo
VAR	=	Valor de rescate
VU	=	Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$\text{DR}_{t+1} = \text{DR}_t - \text{RA}_{DR} + \text{Dep}_r + \text{Rev}_{dr} \pm \text{TA}_{dr} \quad (\text{Fórmula 42})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada revaluada del periodo $t+1$.
DR_t	=	Depreciación acumulada revaluada del periodo t .
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
Dep_r	=	Depreciación revaluada (ver fórmula 43).
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
r	=	Revaluado.

Calculo de la depreciación revaluada

$$\text{Dep}_r = \text{TDA} * [\text{AFR}_t - (0,5 * \text{RA}_r) \pm \text{TA}_r] \text{ (Fórmula 43)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, del periodo t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.

Calculo de la revaluación de la depreciación revaluada

$$\text{Rev}_{dr} = \text{IR} * [\text{DC}_t + \text{DR}_t - (\text{RD}_{cto} + \text{RA}_{dr}) \pm (\text{TD}_{cto} + \text{TA}_{dr})] \text{ (Fórmula 44)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
IR	=	Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
DC_t	=	Depreciación al costo del periodo t .
DR_t	=	Depreciación revaluada del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
cto	=	Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario (AFNOR_{t+1}). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, las compras de energía y los gastos por peaje, todo eso dividido entre 360), de la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{Cx C}{I_V} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer - CEP - Peaje)}{360} \quad (\text{Fórmula 45})$$

Donde:

<i>CT</i>	=	Capital de trabajo.
<i>CxC</i>	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.
<i>I_V</i>	=	Ingreso por ventas de energía y potencia a usuarios (ver fórmula 10).
<i>COMA</i>	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (según apartado 3 de la sección 3, ver fórmula 18).
<i>D</i>	=	Gasto por depreciación de activos.
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables.
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos.
<i>CEP</i>	=	Gastos por compra de energía y potencia.
<i>Peaje</i>	=	Gastos por peaje.

El periodo medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria. En aquellas empresas que dispongan de un número de días menor al promedio, este será utilizado.

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio, por ejemplo:

- Las obras de expansión deben justificarse en relación con el crecimiento de la demanda, resultado de evaluaciones de causas de deficiencias de calidad o bien de cumplir con la maximización del grado de cobertura.
- Las conversiones de voltaje se deben justificar por crecimiento de la demanda o por el resultado de evaluaciones de causas de deficiencias de calidad.
- Las obras de instalación de reguladores o de capacitores deben sustentarse en estudios de calidad de la tensión de redes primarias.
- Las obras de instalación de re-conectores se deben justificar del análisis de los indicadores de continuidad.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas.

Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrán adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 Determinación de las adiciones.

La cantidad de adiciones se calcula como la proporción del porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Aresep:

$$\text{Adiciones} = \text{Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo } t + 1$$

$$\text{Inversiones Reconocidas} = \text{Inversiones} * \text{Porcentaje de ejecución (Fórmula 46)}$$

Determinación del Porcentaje de ejecución

1. En cada estudio tarifario, las empresas deben reportar la cantidad de obras que construyó o bien la cantidad de equipos que instaló durante el año.
2. Se determina el porcentaje de ejecución anual de inversiones, como el cociente entre las obras construidas o equipos instalados por la empresa, y la cantidad de obras o de equipos reconocidos por la Intendencia para ese año.
3. Se calcula el porcentaje de ejecución anual para los últimos cinco años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario vigente y se calcula el promedio simple de los porcentajes de ejecución de esos últimos cinco años.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. El valor del porcentaje promedio de los cinco años anteriores es el porcentaje de ejecución a utilizar. Éste se aplica a la cantidad de obras o de equipos reconocidos, previa deducción de las cantidades por no tener una justificación técnica razonable.
6. No se consideran obras o equipos instalados que no hayan sido previamente reconocidos por la Intendencia, salvo justificación técnica debidamente sustentada.

Para el análisis de adiciones Aresep deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la apartado 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria. Solo se capitalizara los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía.

Se deberá justificar y separar en los registros que proporción de las adiciones corresponden a reposición de activos que se retirarán y que proporción corresponde a expansión del servicio.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 18.

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.
- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.
- Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en la partida de gasto por concepto de “perdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.

Los retiros se deben presentar para cada grupo de activos, en el periodo que se retiró o se prevé retirar, indicando los valores del activo al costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones (al costo y revaluado), así mismo, indicar si el retiro originó una pérdida o ganancia contable en el retiro del mismo y su ubicación física (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). Con la finalidad de que la ARESEP pueda realizar en cualquier momento la supervisión y control necesarios sobre esos activos y en caso de no responder a la realidad el operador será sancionado tanto a nivel del efecto en la base tarifaria como en la multa correspondiente por el incumplimiento dado según lo establecido en la Ley 7593 en su artículo 38.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del servicio de distribución eléctrica.

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (Creg)

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de distribución de energía eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de

este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.

- II.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo de 2015, lo señalado en el oficio 103-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III.** Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 103-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.
- IV.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.
- V.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- VI.** Comunicar el presente acuerdo a la Contraloría General de la República, en cumplimiento de las disposiciones 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME

ARTÍCULO 7. Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos”. Expediente OT-089-2015.

La Junta Directiva conoce los oficios 089-CDR-2015 del 08 de julio de 2015 y 700 DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, mediante los cuales, el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refieren a la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos.

El señor **Oscar Roig Bustamante** y la señora **Carol Solano Durán**, explican los antecedentes, alcance, competencia de la Junta Directiva para aprobar este tipo de metodologías, así como recomendaciones del caso.

El señor **Marco Otoy Chavarría** explica el informe de oposiciones recibidas en el proceso de audiencia pública y respuestas a los opositores.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con los oficios 089-CDR-2015 y 700-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*” (folios 02 a 54).
- II. Que mediante el oficio 194-SJD-2015, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 11-13-2015 del acta de la sesión ordinaria celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*”, en periódicos de circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional (La Nación y la Extra) (Folios 59 y 60).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta No 75 (Folio 61).
- V. Que el 18 de mayo del 2015, mediante el oficio 1651-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresep remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación el informe de oposiciones y coadyuvancias (Folios 144 al 145).
- VI. Que mediante el oficio 89-CDR-2015 del 8 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*”.
- VII. Que el 22 de julio de 2015, mediante el oficio 101-CDR-2015 la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.

- VIII. Que mediante oficio 520-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 089-CDR-2015 indicada en el resultando anterior. (Folio 158)
- IX. Que mediante oficio 700-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos”*.
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 101-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 165 al 173 del expediente administrativo.
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos”*. 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 101-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, notificar el oficio 101-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante oficio 89-CDR-2015, acordó, entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

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

ACUERDO 05-35-2015

- I. Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos*”, conforme al oficio al oficio 089-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 700-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN OPERADORES PÚBLICOS”

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP	Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de transmisión de electricidad para operadores públicos que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología, se calcula la tarifa a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener la tarifa requerida para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el periodo en que estará vigente la tarifa.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de transmisión de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar la tarifa en las fijaciones ordinarias para el servicio de transmisión eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) periodo de aplicación y, f) cálculo de la tarifa.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep está basada en el enfoque de Tasa de Retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013 el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica para operadores públicos, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

1. Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
2. Servicio al costo: Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.
3. Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.
4. Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición de la tarifa a aprobar en las fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:
 - a) La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo de la tarifa a aplicar: i-) cálculo de ingresos totales, ii-) cálculo de costos totales, iii-) cálculo del rédito para el desarrollo, iv-) período de aplicación y, v-) cálculo de la tarifa.

- b) El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo, ajuste tarifario y cálculo de la tarifa.
 - c) El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del monto total de ajuste para el servicio de transmisión de energía eléctrica.
2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de transmisión eléctrica. Con ese propósito:
 - a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de transmisión eléctrica.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición de la tarifa de ajuste.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
 - a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado para el sector específico de energía eléctrica y ahora publica un valor para el sector denominado “Utility General”.
 - c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias.

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como, autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)”

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio. Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen*

*el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado no es del original). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.*

De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593, que dispone:

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:

(...)

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.

(...).

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento. De dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 5, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

- La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a lo planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo”.

“Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

- a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.
- b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.

(...)

“Artículo 5. “Funciones.

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas (...). Los servicios públicos antes mencionados son:

- b) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

(...)

“Artículo 24. Suministro de información.

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores.”

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.*
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.*
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”*

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*

f) *El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.*”

- Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

1. *En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.*
2. *El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.*”

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

Cuando así lo requiera, la Junta Directiva contará con asesores especializados y con el apoyo de las demás dependencias de la Institución, de conformidad con las funciones que les asigna este reglamento.

Tiene las siguientes funciones:

(...)

16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) *Junta Directiva.*
- b) *Un regulador general y un regulador general adjunto.*
- c) *Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).*
- d) *La Auditoría Interna.*

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.

(...)”

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados incluyendo el de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación, transmisión, distribución y

comercialización; para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el garantice la participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

Una vez que se ha determinado el marco jurídico que respalda el ejercicio de la función regulatoria por parte de la Aresep y de su facultad para emitir metodologías que le permitan la fijación de tarifas, es preciso observar el servicio público cuya metodología nos ocupa.

3. Regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, se observa que éste se caracteriza por una amplia participación del Estado en los ámbitos de políticas, planificación, regulación y operación. La definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) la Ley N° 7593.

La prestación de dicho servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas en sus diversas etapas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

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

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

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

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

El sistema de suministro eléctrico, comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión (transporte), la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

La etapa de generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica, mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Son diversas las fuentes que se pueden emplear para generar energía eléctrica, entre las que encontramos:

- A partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente la combustión de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón se produce energía termoeléctrica.
- Mediante la radiación solar, se genera energía solar fotovoltaica.
- A través de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o vibraciones que el viento, se produce la energía eólica.
- Mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra, se genera energía geotérmica.
- Con el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, se produce energía hidroeléctrica.
- A partir de energía nuclear, se produce energía eléctrica.

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

4. Participantes y sustento legal que los habilita como prestadores del servicio.

Analizando cada una de las etapas, es posible observar que son diversos los agentes participantes en el servicio de suministro de energía eléctrica. La participación de cada uno de ellos, en alguna de las etapas dichas (o incluso en todas), se encuentra debidamente sustentada en una ley específica o en su efecto la concesión que les habilita para prestar el servicio público, regulado por la Aresep y sujeto a las tarifas establecidas por ésta.

En la etapa de transmisión, participa de manera local el ICE (de conformidad con las Leyes N° 449 y 8660) y en el ámbito regional la empresa propietaria de la Red (EPR).

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al

respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología tarifaria se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de transmisión local de electricidad que realiza el ICE como encargado del trasiego de energía eléctrica por redes de transmisión instaladas dentro de los límites del territorio nacional. Mediante esta metodología, se calcula la tarifa a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define la tarifa requerida para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa.

Se excluye de esta metodología el cálculo de las tarifas por trasiego regional de energía, que son competencia del Ente Operador Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se han empleado hasta el presente para las fijaciones tarifarias ordinarias, correspondientes al servicio de transmisión de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación tarifaria ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los periodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de transmisión de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener la tarifa requerida para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA.

1. MODELO GENERAL

El modelo general para determinar la tarifa a reconocer en las fijaciones ordinarias para el sistema de transmisión eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) periodo de aplicación y, e) la tarifa. El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula, bajo las condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT* = Ingresos totales. Se refiere a los ingresos que se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica a clientes conectados a alta tensión (Ver fórmula 8).
- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurra el operador para brindar el servicio (ver apartado 3 de la sección VII).
- R* = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 de la sección VII).
- BT* = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 de la sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base establecido en la presente metodología, representado por la variable *t*. Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por *t+1*.

En la presente metodología se entiende por período “*t*”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período *t+1*.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del periodo base “*t*”, se determinaran de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el periodo “*t+1*” es definido como el período de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El período *t+1* deberá ser definido por la Intendencia de Energía (IE) según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el periodo t para el cálculo procediendo de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t) \quad (\text{Fórmula 2})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
- IT_t = Ingresos totales. Se refiere a los ingresos que se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica a clientes conectados a alta tensión en el período t (ver fórmula 8).
- $COMA_t$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período t (ver fórmula 17).
- Ro_t = Tasa de rédito para el desarrollo observada para el periodo t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
- BT_t = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo en el período t (ver apartado 5 de la sección VII, fórmula 29).

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos; la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles con un desfase máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el periodo de análisis considerado en la solicitud tarifaria se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en los apartados 2 y 3 de la sección VII para efectos de estimaciones.

a) *Determinación de la tarifa para el período en que entrará en vigencia $t+1$:*

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t+1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con las tarifas de transmisión vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver apartados 2, 3 y 5 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por transmisión de energía y otros ingresos que se generan producto del servicio (ver fórmula 8).
- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII, fórmula 29).
- tv = Tarifas vigentes.

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv,t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
- IT = Ingresos totales estimados para el periodo $t+1$ con la tarifa vigente (ver fórmula 8).
- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
- BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
- tv = Tarifas vigentes.

La tasa de rédito para el periodo $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido del apartado 4 de la sección VII, se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo de la tarifa

En el período $t+1$, una vez proyectados los costos y gastos totales de operación, administración y mantenimiento, el rendimiento sobre la base tarifaria y las ventas totales, se obtiene la tarifa de la siguiente forma:

$$TA_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (ITRE + Io)}{ETT_{kWh,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- TA_{t+1} = Tarifa estimada para el período $t+1$.
- $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).

BT_{t+1}	=	Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
R_{t+1}	=	Rédito para el desarrollo para el período $t+1$ estimado en el apartado 4 de la sección VII.
$ETT_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida, en kWh proyectada para el período $t+1$. (ver fórmula 10).
kWh	=	Kilovatio hora.

La tarifa obtenida se multiplica por el tipo de cambio utilizando las estimaciones de la Intendencia de Energía para obtener la tarifa por transmisión eléctrica cobrada en dólares.

Liquidación del periodo anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del periodo anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (*COMA*) y los Ingresos totales (*IT*). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos por encima de los costos obtenidos por la empresa en cada periodo. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa transmisora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 5})$$

Donde:

z	=	Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
GTA_z	=	Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el periodo z .
$GR_{COMA,z}$	=	Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el periodo z .

- $GE_{COMA,z}$ = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el periodo z .
- $COMA$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el periodo z .
- ITR_z = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .
- ITE_z = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el periodo z .

El diferencial entre los ingresos del periodo y los gastos del periodo van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el periodo siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

- z = Periodo durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- LI_z = Liquidación del periodo z .
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados del periodo z .
- GTA_z = Gastos Totales Ajustados del periodo z .

Asimismo, para estos efectos los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS TOTALES.

Los ingresos totales comprenden los ingresos por concepto de transmisión de energía eléctrica y otros ingresos asociados al segmento de transmisión.

2.1 Ingresos totales estimados con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas a la transmisión de la energía eléctrica de clientes conectados a alta tensión. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = ITN + ITRE + Io \quad (\text{Fórmula 8})$$

Donde:

IT	=	Ingresos totales. Se refiere a los ingresos totales por el servicio de transmisión de energía eléctrica.
ITN	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica (ver fórmula 9).
$ITRE$	=	Ingresos por transporte regional de energía eléctrica (ver fórmula 15).
Io	=	Otros ingresos. Son los otros ingresos proyectados para el período $t+1$ y relacionados con la actividad de transmisión eléctrica (ver apartado 2.3).

2.1.1 Ingresos por transmisión nacional de energía eléctrica.

Los ingresos por el transporte de energía eléctrica de los clientes conectados a alta tensión, se obtienen al multiplicar la tarifa vigente para el sistema de transmisión por la energía total estimada a transmitir en el período $t + 1$:

$$ITN = (TT_{kWh,t} * ETE_{kWh,t+1}) + [(TUD_{kWh,t} * E_{UD,t+1}) * Tcc] \quad (\text{Fórmula 9})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
ITN	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica.
$TT_{kWh,t}$	=	Tarifa vigente por el servicio de transmisión de energía eléctrica (kWh) en el periodo t .
$ETE_{kWh,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
$TUD_{kWh,t}$	=	Tarifa vigente por el servicio de transmisión de energía eléctrica a usuarios directos para el periodo t .
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida estimada para el periodo $t+1$ para usuarios directos conectados a alta tensión (ver fórmula 14).
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
kWh	=	Kilovatio hora.

2.1.2 Energía total transmitida.

La energía total transmitida se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$ETT_{kWh,t+1} = ETE_{kWh,t+1} + E_{UD,t+1} \quad (\text{Fórmula 10})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 $ETT_{kWh,t+1}$ = Energía total transmitida, en kWh proyectada para el período $t+1$.
 $ETE_{kWh,t+1}$ = Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11)
 $E_{UD,t+1}$ = Energía total transmitida estimada para el periodo $t+1$ para usuarios directos conectados a alta tensión (ver fórmula 14) , calculada según la sección 2.1.4. (ver fórmula 14).

2.1.3. Energía total transmitida a empresas distribuidoras.

La energía estimada a transmitir con excepción de la de los usuarios directos, se obtiene de la siguiente manera:

$$ETE_{kWh,t+1} = \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n ET_{kWh,t+1,i}}{1 - \%Per} \right) - GNT_{kWh,t+1} \right) \quad (\text{Fórmula 11})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 $ETE_{kWh,t+1}$ = Energía total transmitida estimada. Se refiere a la energía estimada total a transmitir, excepto usuarios directos para el periodo $t+1$ (ver fórmula 11).
 $ET_{kWh,t+1,i}$ = Energía total vendida estimada. Se refiere al total de ventas de energía en kWh , por mes i , para el período $t+1$ (ver fórmula 12).
 $GNT_{kWh,t+1}$ = Generación estimada que no requiere transmisión para el periodo $t+1$. (Obtenidas mediante el procedimiento establecido en el apartado 2.1.5 para las plantas de generación eléctrica que corresponda).
 $\%Per$ = El porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) menos el total de energía vendida real por las empresas distribuidoras y las ventas del sistema de generación a usuarios directos de alta tensión entre la disponibilidad. Se utiliza como máximo la media aritmética simple del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años.

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Ventas totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 11.1})$$

- kWh = Kilovatio hora.
 i = Índice de mes.
 n = Cantidad de meses.

a) Ventas de energía estimadas

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas de energía del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto del número de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh,t+1,i} = \sum_{em=1}^f \sum_{s=1}^m (QA_{t+1,s,i,em} * \bar{C}_{s,i,em}) \quad (\text{Fórmula 12})$$

Donde:

$ET_{kWh,t+1,i}$	=	Energía total vendida estimada. Se refiere al total de ventas de energía en <i>kWh</i> , por mes <i>i</i> , para el período <i>t + 1</i> .
$QA_{t+1,s,i,em}$	=	Cantidad estimada de abonados. Se refiere a la cantidad estimada de abonados por mes <i>i</i> , para cada tarifa <i>s</i> , para el período <i>t + 1</i> por empresa <i>em</i> .
$\bar{C}_{s,i,em}$	=	Consumo promedio mensual de energía real. Se refiere al consumo promedio mensual de energía real para cada tarifa <i>s</i> , por mes <i>i</i> , por empresa <i>em</i> (ver fórmula 13).
<i>s</i>	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
<i>m</i>	=	Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario.
<i>i</i>	=	Índice de mes.
<i>em</i>	=	Empresas.
<i>f</i>	=	Cantidad de empresas.

b) Cantidad de abonados estimada

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

c) Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía se obtiene del cociente entre las ventas mensuales reales en *kWh* por tarifa y la cantidad mensual real de abonados por tarifa para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria para cada empresa.

$$\bar{C}_{s,i,em} = \frac{VRE_{kWh,s,i,em}}{QA_{s,i,em}} \quad (\text{Fórmula 13})$$

Donde:

$\bar{C}_{s,i,em}$	=	Consumo promedio mensual real para cada tarifa <i>s</i> por empresa <i>em</i> .
$VRE_{kWh,s,i,em}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales mensuales, por tarifa <i>s</i> , en <i>kWh</i> , por empresa <i>em</i> .
$QA_{s,i,em}$	=	Cantidad real de abonados por mes <i>i</i> para cada tarifa <i>s</i> por empresa <i>em</i> .

s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
em	=	Empresas.

2.1.4 Estimación de la energía total transmitida a usuarios directos

La energía total transmitida a usuarios directos conectados a alta tensión ($E_{UD,t+1}$), para el período $t+1$ en que estará vigente la tarifa, se proyecta para cada cliente utilizando técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un periodo de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

La energía total transmitida a usuarios directos será igual a la suma de la cantidad de energía estimada para cada cliente. La energía estimada para estos usuarios se define de la siguiente manera:

$$E_{UD,t+1} = \sum_{em=1}^f \sum_{i=1}^n CUD_{kWh,t+1,i,em} \quad (\text{Fórmula 14})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$E_{UD,t+1}$	=	Energía total transmitida a clientes directos conectados a alta tensión estimada para el periodo $t+1$.
$CUD_{kWh,t+1,i,em}$	=	Proyección del consumo en unidades físicas (kWh) de los usuarios directos para el periodo $t+1$.
em	=	Empresas.
f	=	Se refiere a la cantidad de empresas.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
kWh	=	Kilovatio hora.

2.1.5 Generación estimada que no requiere transmisión ($GNT_{kWh,t+1}$)

La Generación estimada que no requiere transmisión ($GNT_{kWh,t+1}$). Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta de generación que no requiere transporte de energía por las líneas de transmisión y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la ARESEP.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

2.2 Ingresos por transporte regional de energía eléctrica.

El ingreso por trasiego regional de energía se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$ITRE = (T_{R, US\$/KWh} * ET_{RCEM, t+1}) * Tcc + OI_{MER} \quad (\text{Fórmula 15})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- $ITRE$ = Ingresos por transporte regional de energía eléctrica.
- $T_{R, US\$/KWh}$ = Tarifa regional por el servicio de transmisión de energía eléctrica (US\$/kWh). Se calcula como la media aritmética simple de las tarifas reales de los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio de fijación tarifaria.
- $ET_{RCEM, t+1}$ = Estimación de la energía total transmitida para las redes centroamericanas de energía para el periodo $t+1$.
- Tcc = Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
- OI_{MER} = Otros ingresos del Mercado Eléctrico Regional, los cuales serán determinados por los entes regionales o por transferencias de abonos que surjan de transacciones regionales.

Para la estimación de $ET_{RCEM, t+1}$ se utiliza la cantidad de unidades físicas que Costa Rica exportará al Mercado Eléctrico Regional, en primer lugar se realiza un análisis de los contratos elaborados para el periodo en que estará vigente la tarifa por el ente autorizado para este fin, de tal forma que se puedan considerar los compromisos previos adquiridos. En segundo lugar, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real disponible (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y se ajusta considerando el porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia de Energía.

2.3 Otros ingresos

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de transmisión eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Es decir, otros ingresos de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

Incluye otros ingresos como la devolución por el canon de regulación que se genera cuando la Aresep debe reintegrar por superávit que tuvo la Institución por los cobros del canon de regulación, el mismo se devuelve a los operadores según el porcentaje de participación en el total del canon cobrado y algún otro rubro que la Aresep estime.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando el monto calculado por concepto de otros ingresos y dividiéndolo entre los ingresos totales por el servicio de trasiego de energía, posteriormente se multiplica el valor obtenido por los ingresos totales por trasiego de energía estimados según:

$$Io = \left(\frac{\bar{Io}_t}{ITN_t} \right) * ITN \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
Io	=	Otros ingresos proyectados para el período $t+1$.
\bar{Io}_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t .
$\frac{\bar{Io}_t}{ITN_t}$	=	Ingresos totales por trasiego de energía real, obtenidos en el periodo t
ITN	=	Ingreso por trasiego de energía proyectado para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (Ver fórmula 9).

Los otros ingresos (Io) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

3. COSTOS Y GASTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA).

Son los costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de transmisión de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes rubros:

$$COMA = OyM + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + D + Pa + GPer + SG + AR + MER + OMS \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

$COMA$	=	Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros gastos en que incurran los operadores para brindar el servicio.
OyM	=	Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los gastos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de transmisión, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
$Admin$	=	Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de transmisión (estos se distribuyen a los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
GP	=	Gastos por Gestión Productiva. Son los costos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del sistema de transmisión para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al

- activo productivo, motivo por el cual se presentan en el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- EP* = Gastos por Estudios Preliminares. Gastos incurridos en las fases preliminares de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la identificación y prefactibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- EPI* = Gastos por estudios de Preinversión. Son los gastos incurridos en la fase de preinversión de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la factibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- COP* = Gastos complementarios de operación. Son aquellos gastos en los que incurre la empresa para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros, los cuales no se consideran ni estudios preliminares ni de preinversión; asimismo, aquellas transacciones que de acuerdo con su naturaleza no se consideran como parte de las demás partidas de costos y gastos de operación. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- Creg* = Canon de regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria (ver apartado 6).
- D* = Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate.
- Pa* = Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver apartado 3.1.2).
- GPer* = Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (ver apartado 5.3.2).
- SG* = Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (apartado 3.1.2).
- AR* = Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593.
- MER* = Gastos administrativos del Ente Operador Regional-Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (EOR-CRIE). En este rubro se encuentran los cargos complementarios y los cargos por servicios del EOR y la CRIE y otros cargos del Mercado Regional aprobados por la CRIE. Se calcula utilizando los criterios establecidos en la apartado 3.1.2.

OMS = Gastos del operador de mercado. Son los gastos del operador de mercado/operador del sistema nacional, los cuales deben identificarse de forma separada una vez que se defina su forma de financiamiento. La forma de cálculo de estos gastos dependerá de los rubros que sean incluidos.

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en los apartados subsiguientes.

La Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos y gastos de operación, mantenimiento y administración.

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administración son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver apartado 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

La desagregación de las cuentas de *OyM* y *Admin* debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Estas cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas.

La actualización por índices de precios planteada en la apartado 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de costos y gastos de operación, mantenimiento y administración.

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajusten al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, una totalmente local, una totalmente externa o una que sea una combinación del componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los componentes local y externo del gasto.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}} \quad (\text{Fórmula 18})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
t	=	Periodo anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el periodo $t+1$.
$IPP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del año para el periodo $t+1$.
IPP_t	=	Índice de precios promedio. Es el índice local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
L	=	Local.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (más actualizado). Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Periodo anterior al del ajuste tarifario.
E	=	Externo
FA_E	=	Factor de actualización externo para el periodo $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los últimos 12 meses disponibles del periodo t .

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que

se actualizan para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 20})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto.
FA_L	=	Factor de actualización local.
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo.
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en el apartado 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **OyM y Admin:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica, legal y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes, cuando corresponda), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas

se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente, multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.

- **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
- **Gastos administrativos (Admin):** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

1. Ingresos
2. Cantidad de funcionarios
3. Metros de área utilizados
4. Salario de la mano de obra
5. Demanda de servicios
6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
7. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el periodo de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un periodo dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y en última instancia se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo.
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** La empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su

comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.

- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.
- **Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el periodo de análisis.

$$AR = \sum_{p,l,i=1}^{g,n} CU_{lt,i} + \sum_{p,l,i=1}^{g,n} CU_{\$,lt,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{Fórmula 21})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
CU_i	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por la línea de transmisión.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al periodo $t+1$.
lt	=	Líneas de transmisión.
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
g	=	Cantidad de líneas arrendadas.

- **Mercado Eléctrico Regional (MER).** Gastos administrativos del Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Son la suma de los gastos por concepto de cargos por servicios del EOR y la CRIE y los gastos complementarios:

$$GAMER_{t+1} = EORCRIE_{t+1} + CC_{t+1} + OG_{MER} \quad (\text{Fórmula 22})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$GAMER_{t+1}$	=	Gastos administrativos MER para el periodo $t+1$.
$EORCRIE_{t+1}$	=	Costos EOR y CRIE estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 23).
CC_{t+1}	=	Cargo complementario estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 25).
OG_{MER}	=	Otros gastos del Mercado Eléctrico Regional, los cuales serán determinados por los entes regionales.
MER	=	Mercado Eléctrico Regional.

Los gastos por concepto de cargos por servicios del MER se calculan utilizando la metodología definida y aprobada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica según la resolución CRIE-01-2009 o cualquiera que la sustituya. Para esto se utilizan las publicaciones mensuales del Documento de

Transacciones Económicas Regionales (DTER), publicadas en la página oficial del Ente Operador Regional. De estos documentos se obtiene un cargo total pagado por mes por Costa Rica por servicios de CRIE y EOR y la demanda mensual del país, con la información anterior se obtiene un precio. De la siguiente manera:

$$EORCRIE_{t+1} = DEM_{CR,kWh,t+1} * P_{t+1} * Tcve_{t+1} \quad (\text{Fórmula 23})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$EORCRIE_{t+1}$	=	Gastos administrativos EOR-CRIE. Se refiere a los costos EOR y CRIE estimados para el período $t+1$.
$DEM_{CR, kWh, t+1}$	=	Demanda estimada de energía para Costa Rica. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados) para el período $t+1$.
P_{t+1}	=	Precio o cargo estimado por servicio del EOR-CRIE. Se obtiene del cociente entre los costos reales en dólares por concepto de servicios de EOR-CRIE y la demanda real del país ($DEM_{CR, i}$) para el período $t+1$ (ver fórmula 24).
CR	=	Costa Rica
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes para el período $t+1$.
kWh	=	Kilovatio hora.

El precio estimado o cargo estimado por servicio del EOR-CRIE se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$P_{t+1} = \frac{\sum_{i=1}^n CTEORCRIE_{CR,i}}{\sum_{i=1}^n DEM_{CR,i}} \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
P_{t+1}	=	Precio o cargo estimado por servicio del EORCRIE _j para el periodo $t+1$.
$CTEORCRIE_{CR,i}$	=	Son los costos totales reales incurridos por cargos por servicios del EOR y la CRIE obtenidos de la información del Ente Operador Regional de los documentos DTER.
$DEM_{CR,i}$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información disponible por parte del Ente Operador Regional de los documentos DTER. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados).
CR	=	Costa Rica.
i	=	índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

Cargos complementarios

El cargo complementario se fundamenta en la Ley N° 9004 (La Gaceta N° 224 del 22 de noviembre del 2011) de aprobación del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, según el cual la remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), siendo el ICE el único agente por Costa Rica autorizado. Este cargo se mantendrá hasta que se pague la línea SIEPAC en su totalidad. Su cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$CC_{t+1} = [(PIN * \sum_{i=1}^n DEMR_{CR,i}) + (PNI * \sum_{i=1}^n DEMR_{CR,i})] * Tcve_{t+1} \quad (\text{Fórmula 25})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
CC_{t+1}	=	Cargo complementario estimado para el periodo $t+1$.
PIN	=	Precio de interconectores. Los interconectores son las líneas de interconexión entre países, éstas se encuentran definidas por la CRIE (ver fórmula 25.1).
$DEMR_{CR,i}$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información disponible por parte del Ente Operador Regional de los documentos DTER. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados).
PNI	=	Precio de no interconectores. Uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE. (ver fórmula 25.2).
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes para el período $t+1$.
CR	=	Costa Rica
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El cálculo para el precio de interconectores se define de la siguiente manera:

$$PIN = \frac{CCI}{DEMP_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 25.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
PIN	=	Precio de interconectores. Los interconectores son las líneas de interconexión entre países, éstas se encuentran definidas por la CRIE.
CCI	=	Cargo por uso de las líneas de interconexión entre países, es decir, que las usan todos los países, éstas se encuentran definidas por la CRIE. Se obtienen de información del Ente Operador Regional de los documentos DTER
$DEMP_{t+1}$	=	Demanda de energía proyectada para el periodo que estará vigente la tarifa. Se obtiene como el producto de la demanda regional real y el crecimiento de las ventas totales del ICE esperado para el período $t+1$.

El precio de no interconectores se define de la siguiente manera:

$$PNI = \frac{CCNI_i}{DEMRCR,i} \quad (\text{Fórmula 25.2})$$

Donde:

PNI	=	Precio de no interconectores. Uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE.
$CCNI_i$	=	Cargo complementario no interconectores (para Costa Rica) por uso de las líneas que no son de interconexión, es decir, tramos internos, éstas se encuentran definidas por la CRIE. Se obtienen de la información del Ente Operador Regional en los documentos DTER.
$DEMRCR,i$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información disponible por parte del Ente Operador Regional de los documentos DTER. Comprende las ventas totales realizadas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por parte del sistema de generación (Incluye generación propia y compras a generadores privados).

Los otros cargos que puedan existir por concepto del Mercado Eléctrico Regional, serán calculados de la manera que sea aprobada por los entes reguladores regionales.

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

La base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos:

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 26})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último periodo contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.

ti	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 27).
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de transmisión. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de transmisión del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD+VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

El método CAPM estima el costo del capital propio (k_e) se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

El beta apalancado se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (\text{Fórmula 27.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
VD/VCP	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)

t_i = Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, beta desapalancada y apalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- Tasa libre de riesgo (K_L): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “*Utility (General)*”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “*Implied Premium (FCFE)*”.

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 27, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

Estas variables serán utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- Relación entre deuda y capital propio (VD/VCP): Se estima con la fórmula $VD/VCP = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 26.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a-) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 28})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 28.1})$$

Donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k;v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k;e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en fórmula 27.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

BT	=	Base tarifaria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 30).
CT	=	Capital de trabajo (ver fórmula 42).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado al inicio del periodo t (ver fórmula 31).
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo $t+1$ (ver Fórmula 32).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente, considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las fórmulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la

Intendencia de Energía, así como proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado ($AFNOR_t$)

El activo fijo neto en operación revaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 31})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
- $AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t .
- AFC_t = Total de activos fijos al costo del servicio de transmisión eléctrica, en el periodo t .
- AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de transmisión eléctrica, en el periodo t .
- DC_t = Depreciación del activo al costo, en el periodo t .
- DR_t = Depreciación acumulada de los activos revaluados, en el periodo t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

- $t+1$ = Período de tiempo en el que estará vigente el ajuste tarifario y por lo tanto del Estado Financiero o disponible para el servicio regulado (saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo $t+1$.
- AFC_{t+1} = Total de activos fijos al costo del servicio de transmisión, del periodo $t+1$ (ver fórmula 32.1).
- AFR_{t+1} = Total de activos fijos revaluados del servicio de transmisión, obtenido del último (ver fórmula 32.2).
- DC_{t+1} = Depreciación acumulada del activo al costo (ver fórmula 36).
- DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados (ver fórmula 49).

- El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \quad (\text{Fórmula 32.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
AFC_{t+1}	=	Activo fijo al costo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
AFC_t	=	Activo fijo al costo al inicio del año según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo (ver apartado 5.3 referente a los criterios para el retiro de activos).
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo.

- El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 32.2})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AFR_{t+1}	=	Activo fijo revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado al inicio del año según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
Rev	=	Revaluación de activos del periodo que estará vigente la tarifa (ver fórmula 32.3).
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
R	=	Revaluado.

- Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 32.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
Rev	=	Revaluación de activos del periodo que estará vigente la tarifa.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, en el periodo t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, en el periodo t .
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior en el que estará vigente el ajuste tarifario
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (más actualizado). Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcv_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE Correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo t .
% C_e	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos se utiliza como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

IR_{com}	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación (ver fórmula 37).
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
cto	=	Al costo.

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
Dep	=	Depreciación.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 38).
AFC_t	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico en el periodo t .
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo.

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$TDA = \frac{100-VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

TDA	=	Tasa de depreciación del activo
VAR	=	Valor de rescate
VU	=	Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{dr} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada revaluada, al mes de diciembre del periodo $t+1$.
DR_t	=	Depreciación acumulada revaluada, al mes de diciembre del periodo t .
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
Dep_r	=	Depreciación revaluada (ver fórmula 40).
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
r	=	Revaluado.

Calculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \quad (\text{Fórmula 40})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
TD_{ac}	=	Tasa de depreciación.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, al mes de diciembre del periodo w .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.
Calculo de la revaluación de la depreciación revaluada

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \quad (\text{Fórmula 41})$$

t	=	Período de tiempo del último estado financiero auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el periodo de fijación es posterior al año en que se analiza y realiza el estudio de fijación tarifario.
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
IR	=	Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
DC_t	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del periodo t .
DR_t	=	Depreciación revaluada, al mes de diciembre del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
cto	=	Al costo.

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables y los gastos por pérdidas de retiros de activos, lo anterior dividido entre 360). De la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{CxC}{ITN} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA-D-Pa-GPer)}{360} \quad (\text{Fórmula 42})$$

Donde:

<i>CT</i>	=	Capital de trabajo.
<i>CxC</i>	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.
<i>ITN</i>	=	Ingresos correspondientes al servicio de transmisión nacional de energía eléctrica del periodo de entrada en vigencia del estudio (según el apartado 2 de la sección VII).
<i>COMA</i>	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>D</i>	=	Depreciación de activos (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>Pa</i>	=	Gastos por partidas amortizables (según el apartado 3 de la sección VII).
<i>GPer</i>	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos (según el apartado 3 de la sección VII).

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas.

Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrán adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 Determinación de las adiciones.

La cantidad de adiciones se calcula como la proporción del porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Aresep:

Adiciones = Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo t+1

Inversiones Reconocidas = Inversiones * Porcentaje de ejecución (Fórmula 43)

Determinación del Porcentaje de ejecución

1. En cada estudio tarifario, las empresas deben reportar la cantidad de obras que construyó o bien la cantidad de equipos que instaló durante el año.
2. Se determina el porcentaje de ejecución anual de inversiones, como el cociente entre las obras construidas o equipos instalados por la empresa, y la cantidad de obras o de equipos reconocidos por la Intendencia para ese año.

3. Se calcula el porcentaje de ejecución anual para los últimos cinco años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario vigente y se calcula el promedio simple de los porcentajes de ejecución de esos últimos cinco años.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. El valor del porcentaje promedio de los cinco años anteriores es el porcentaje de ejecución a utilizar. Éste se aplica a la cantidad de obras o de equipos reconocidos, previa deducción de las cantidades por no tener una justificación técnica razonable.
6. No se consideran obras o equipos instalados que no hayan sido previamente reconocidos por la Intendencia, salvo justificación técnica debidamente sustentada.

Para el análisis de adiciones Aresep deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la sección 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria. Solo se capitalizará los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía.

Se deberá justificar y separar en los registros que proporción de las adiciones corresponden a reposición de activos que se retirarán y que proporción corresponde a expansión del servicio.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 17.

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.
- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.
- Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.
- Los retiros se deben presentar para cada grupo de activos, en el periodo que se retiró o se prevé retirar, indicando los valores del activo al costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones (al costo y revaluado), así mismo, indicar si el retiro originó una pérdida o ganancia contable en el

retiro del mismo y su ubicación física (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). Con la finalidad de que la Aresep pueda realizar en cualquier momento la supervisión y control necesarios sobre esos activos y en caso de no responder a la realidad el operador será sancionado tanto a nivel del efecto en la base tarifaria como en la multa correspondiente por el incumplimiento dado según lo establecido en la Ley 7593 en su artículo 38.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del servicio de transmisión eléctrica

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (CREG).

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.”

- II. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 13 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 101-CDR-2015 emitido por la Dirección General del

Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.

- III. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 101-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.
- V. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- VI. Comunicar el presente acuerdo a la Contraloría General de la República, en cumplimiento de las disposiciones 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME

ARTÍCULO 8. Propuesta de “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. Expediente OT-090-2015.

La Junta Directiva conoce los oficios 090-CDR-2015 del 8 de julio de 2015 y 695-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, mediante los cuales el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refieren a la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos.

El señor *Oscar Roig Bustamante* y la señora *Carol Solano Durán*, explican los antecedentes, alcance, competencia de la Junta Directiva para aprobar este tipo de metodologías, así como recomendaciones del caso.

El señor *Marco Otoya Chavarría* explica el informe de oposiciones recibidas en el proceso de audiencia pública y respuestas a los opositores.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, de conformidad con los oficios 090-CDR-2015 y 695-DGAJR-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

RESULTANDO

- I. Que mediante el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, presenta la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*” (folios 02 al 64).
- II. Que mediante el oficio 196-SJD-2015, la Secretaría de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, comunica el acuerdo 13-13-2015 del acta de la sesión ordinaria celebrada el 26 de marzo del 2015, en donde dispone solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública de la propuesta “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”, en periódicos circulación nacional y el diario oficial La Gaceta.
- III. Que el 17 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en los diarios de circulación nacional: Diario Extra y La Nación (folios 74 al 75).
- IV. Que el 20 de abril del 2015 se publica la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta N° 75 (folio 76).
- V. Que el 14 de mayo del 2015, mediante el oficio 1612-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario de Aresep remitió a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 554 al 555).
- VI. Que mediante el oficio 90-CDR-2015, del 08 de julio del 2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación remitió el informe final sobre la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”.
- VII. Que el 22 de Julio de 2015, mediante el oficio 102-CDR-2015, la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, rindió informe donde se dio respuesta a las oposiciones y coadyuvancias presentadas en la audiencia pública.
- VIII. Que mediante el oficio 519-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis la propuesta remitida en el oficio 090-CDR-2015, indicada en el resultando anterior. (Folio 556)
- IX. Que mediante el oficio 695-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015 la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, emitió el criterio sobre la propuesta de “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”.
- X. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que en cuanto a las oposiciones presentadas en la audiencia pública, se tiene como respuesta el oficio 102-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, que consta a folios 564 al 627 del expediente administrativo
- II. Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1- Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”. 2- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 12 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 102-CDR-2015 emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. 3- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, notificar el oficio 102-CDR-2015 donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública. 4- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta. 5- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- III. Que en sesión 35-2015 del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base de la propuesta remitida mediante oficio 090-CDR-2015, así como del oficio 695-DGAJR-2015 del 23 de julio de 2015, acordó, entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

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

ACUERDO 06-35-2015

- I. Aprobar la “*Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural*”, conforme al oficio 090-CDR-2015 del Centro de Desarrollo de la Regulación y al criterio 695-DGAJR-2015 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, tal y como se detalla a continuación:

**“METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL
SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BRINDADO POR OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS
DE ELECTRIFICACIÓN RURAL”**

(...)

ABREVIATURAS

AFNORP	Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio
Aresep	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
CAPM	Modelo de Valuación de Activos Capital
CCSS	Caja Costarricense de Seguro Social
CDR	Centro de Desarrollo de la Regulación
CGR	Contraloría General de la República
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IE	Intendencia de Energía
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
kW	Kilowatt
kWh	Kilovatio hora
Mideplan	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNE	Plan Nacional de Energía
SNE	Servicio Nacional de Electricidad
WACC	Modelo de costo promedio ponderado del capital

I. RESUMEN

Esta metodología se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep. Mediante esta metodología se calcula el ajuste porcentual a establecer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define un conjunto de fórmulas y criterios con los cuales se va a obtener el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en el total de los costos y de la expansión en infraestructura eléctrica. Lo anterior permite considerar la demanda vegetativa y la expansión del suministro eléctrico, bajo las condiciones de calidad establecidas, para el período en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a operadores y para cada uno de los usuarios del servicio de generación. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía (IE) entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

La presente metodología no se aplica para la determinación de precios de referencia para las ventas de electricidad producida por generadores privados, para lo cual existen otras metodologías tarifarias vigentes.

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de generación de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Unificar los períodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.
 - Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios, en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de generación de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de generación eléctrica, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno. El enfoque establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria. La tasa de rédito se calcula mediante el modelo de costo promedio de capital (WACC por sus siglas al inglés).

La presente propuesta metodológica define el procedimiento a seguir para el cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) período de aplicación, f) monto total de ajuste tarifario, y g) ajuste porcentual.

II. ANTECEDENTES

La metodología para las fijaciones ordinarias de tarifas para el servicio de generación de electricidad que regula la Aresep está basada en el enfoque regulatorio de Tasa de Retorno. En su formulación básica, es la misma que utilizó el extinto Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para el propósito mencionado. Esta metodología no ha sido aprobada mediante resolución del Regulador General o de la Junta Directiva, y su legitimación se ha producido a partir de su uso a lo largo de los años. Los documentos oficiales en los que consta la aplicación de esta metodología son las resoluciones que establecen las respectivas fijaciones tarifarias, y la información sobre esos procesos de fijación tarifaria es la que se encuentra en los respectivos expedientes.

En el actual período de administración de la Aresep, se ha venido ejecutando una estrategia orientada a sistematizar y actualizar aquellas metodologías tarifarias que se vienen utilizando desde la época en que existió el SNE y que no han sido aprobadas por la Junta Directiva. Como parte de ese esfuerzo, en el año 2013 el Regulador General asignó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) la tarea de sistematizar las metodologías tarifarias ordinarias correspondientes a los servicios de generación, transmisión y distribución de electricidad.

El CDR organizó la ejecución de la citada tarea en tres proyectos distintos, cada uno de los cuales se enfoca en uno de los servicios mencionados. El proyecto de desarrollo de la metodología ordinaria para el servicio de generación de electricidad se inició a principios del segundo semestre del 2013. Su resultado es la propuesta que se presenta en este informe.

III. JUSTIFICACIÓN

La metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica para operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, se dirige al cumplimiento de los siguientes principios y valores regulatorios:

1. Bienestar de las personas: la Autoridad Reguladora orientará el ejercicio de sus competencias hacia la promoción activa de un creciente bienestar para la población del país, al fomentar condiciones óptimas de cantidad, calidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad en la provisión de los servicios públicos.
2. Servicio al costo: Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.
3. Regulación eficiente: en el cumplimiento de los objetivos de la regulación, se impulsará el desarrollo de los modelos y prácticas de regulación que impongan el mínimo costo directo e indirecto a los prestadores de servicios públicos, los usuarios de esos servicios y la sociedad en su conjunto.
4. Transparencia: Los procesos de regulación deben ser conocidos y abiertos a la participación de los ciudadanos, y deben conducir a decisiones bien fundamentadas, que se basen en reglas claras cuya aplicación sea congruente. Por medio de un proceso institucional de rendición de cuentas, los usuarios, los regulados y las instituciones de control y fiscalización deben tener acceso a las decisiones sobre temas regulatorios y sobre el manejo de recursos públicos que se tomen en el nivel de dirección y general en todos los niveles de la organización.

Con esta propuesta, se busca solventar las siguientes necesidades:

1. Sistematizar y formalizar el procedimiento metodológico que se emplea en la definición del ajuste porcentual a establecer en las fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de generación de energía eléctrica. Lo anterior se realiza considerando:
 - a. La definición y establecimiento de los procesos a seguir para el cálculo del monto de ajuste porcentual tarifario a aplicar: i-) cálculo de ingresos totales, ii-) cálculo de costos totales, iii-) cálculo del rédito para el desarrollo, iv-) período de aplicación y v-) cálculo del monto y porcentaje de ajuste tarifario.

- b. El contar con procedimientos metodológicos claros, transparentes y replicables para el cálculo de ingresos totales, costos totales, rédito para el desarrollo y ajuste tarifario.
 - c. El contar con las fórmulas requeridas para el cálculo de las variables incorporadas en la obtención del porcentaje de ajuste requerido por el servicio de generación de energía eléctrica.
2. Uniformar el procedimiento metodológico que se ha establecido en las diferentes fijaciones tarifarias para el servicio de generación eléctrica, tanto para cada operador particular del servicio como entre los diferentes operadores. Con ese propósito:
 - a. Se realiza una unificación de criterios y procedimientos, para homogenizar el procedimiento metodológico que se ha establecido en diferentes fijaciones tarifarias, para el servicio de generación eléctrica, en cada operador.
 - b. Se unifican y estandarizan los criterios metodológicos, a utilizar en la definición del porcentaje de ajuste tarifario, entre los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Esto permite aplicar el mismo procedimiento metodológico para el mismo servicio, independientemente de la naturaleza del operador público o cooperativas de electrificación rural.
3. Actualizar la forma de cálculo para la estimación del costo de capital propio (CAPM). Al respecto conviene considerar lo siguiente:
 - a. La fuente de información empleada en los últimos años para la estimación del costo de capital propio en operadores públicos ha sido la publicada por el profesor Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>
 - b. A partir del 2014, Damodaran realiza un cambio en la forma de publicar el beta desapalancado, siendo una de las variables que se consideran en el cálculo del CAPM. Deja de publicar los valores del beta desapalancado para el sector específico de energía eléctrica y ahora publica un valor para el sector denominado "Utility General".
 - c. Es necesario establecer y formalizar procedimientos claros para la obtención del CAPM mediante Damodaran.
4. Establecer criterios homogéneos para el cálculo de proyecciones, el uso de variables económicas, y el uso de información financiera y contable. Ello incluye la definición de los períodos a emplear en las proyecciones y en el cálculo de valores promedio.
5. Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales; lo anterior una vez que se requiera un nuevo proceso o solicitud de fijación tarifario ordinario. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.

IV. MARCO LEGAL

1. Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias.

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y

patrimonio propio, así como, autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)”

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio. Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

*“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo no es original). Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.*

De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593, que dispone:

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 de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.º 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.º 7508, de 9 de mayo de 1995.

(...)

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.

(...).”

En el ejercicio de esas competencias regulatorias, se debe considerar lo dispuesto en la Ley N° 7593 y su reglamento, de dicha Ley es preciso observar específicamente los artículos 1, 3, 4, 5, 9, 24, 31 y 32, así como el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, que a continuación se transcriben:

- La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

“Artículo 1. Transformación.

(...) La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a lo planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo” .

“Artículo 3. Definiciones.

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

- a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.*
- b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.*

(...)”

“Artículo 4. Objetivos.

(...)

e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.

(...)”

“Artículo 5. “Funciones.

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas (...). Los servicios públicos antes mencionados son:

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

(...)”

“Artículo 9. Concesión o permiso.

(...) La Autoridad Reguladora continuará ejerciendo la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del 28 de setiembre de 1990, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad.

(...)”

“Artículo 24. Suministro de información.

A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores.”

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos,

fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.*
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.*
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”*

“Artículo 32. Costos sin considerar.

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”*

Ley General de la Administración Pública establece:

“Artículo 16.-

- 1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.*
- 2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.”*

2. Competencia de la Junta Directiva para emitir las metodologías

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento vigente, fue publicado en La Gaceta No. 105, del 3 de junio de 2013 y establece lo siguiente:

“Artículo 6. Junta Directiva.

Le corresponde definir la orientación estratégica y las políticas internas que permitan a la Aresep ejercer las potestades y competencias establecidas en el ordenamiento jurídico. Es el superior jerárquico del Consejo de la Sutel y del Auditor Interno y Subauditor.

Cuando así lo requiera, la Junta Directiva contará con asesores especializados y con el apoyo de las demás dependencias de la Institución, de conformidad con las funciones que les asigna este reglamento.

Tiene las siguientes funciones:

(...)

16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

(...)”

En la Ley N° 7593:

“Artículo 45. Órganos de la Autoridad Reguladora.

La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) Junta Directiva.*
- b) Un regulador general y un regulador general adjunto.*
- c) Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).*
- d) La Auditoría Interna.*

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes.

(...)”

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados incluyendo el de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el garantice la participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

Una vez que se ha determinado el marco jurídico que respalda el ejercicio de la función regulatoria por parte de la Aresep y de su facultad para emitir metodologías que le permitan la fijación de tarifas, es preciso observar el servicio público cuya metodología nos ocupa.

c)

3. Regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica

Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, se observa que éste se caracteriza por una amplia participación del Estado en los ámbitos de políticas, planificación, regulación y operación. La definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Dirección Sectorial de Energía (DSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VI Plan Nacional de Energía 2012-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Asimismo, la labor de regulación (incluida la fijación de tarifas) del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, está a cargo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), según el artículo 5 inciso a) la Ley N° 7593.

La prestación de dicho servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas en sus diversas etapas, ello de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.

En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos (Decreto N° 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

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

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

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

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

El sistema de suministro eléctrico, comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión (transporte), la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.

La etapa de generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía primaria (química, cinética, térmica o lumínica, entre otras), en energía eléctrica, mediante instalaciones denominadas centrales eléctricas.

Son diversas las fuentes que se pueden emplear para generar energía eléctrica, entre las que encontramos:

- A partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente la combustión de combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón se produce energía termoeléctrica.
- Mediante la radiación solar, se genera energía solar fotovoltaica.
- A través de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o vibraciones que el viento, se produce la energía eólica.
- Mediante el aprovechamiento del calor del interior de la tierra, se genera energía geotérmica.
- Con el aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas, se produce energía hidroeléctrica.
- A partir de energía nuclear, se produce energía eléctrica.

Por su parte, la etapa de transmisión de energía eléctrica consiste en transportar a través de grandes distancias, mediante una red constituida por los elementos necesarios para llevarla hasta los puntos de consumo, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Y finalmente, la etapa de distribución de energía eléctrica consiste en suministrar la energía eléctrica, mediante una red o sistema de distribución, desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Además de las anteriores etapas, también puede darse la comercialización de energía eléctrica, que es realizada por los diversos participantes del sector que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional.

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

4. Participantes y sustento legal que los habilita como prestadores del servicio

Analizando cada una de las etapas, es posible observar que son diversos los agentes participantes en el servicio de suministro de energía eléctrica. La participación de cada uno de ellos, en alguna de las etapas dichas (o incluso en todas), se encuentra debidamente sustentada en una ley específica o en su efecto la concesión que les habilita para prestar el servicio público, regulado por la Aresep y sujeto a las tarifas establecidas por ésta.

En la etapa de generación, se tiene que los participantes son tanto del sector público, como del sector privado, a saber:

- El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que es el mayor generador del país (de conformidad con las Leyes 449 y 8660).
- Las empresas privadas (de conformidad con las Leyes N° 7200 y 7508).
- Las empresas de servicios públicos municipales (según la Ley N° 8345). Hasta el momento tienen dicha condición, solamente la Empresa de Servicios Públicos de Heredia –ESPH- (de conformidad con las Leyes N° 5889 y 7789) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago- JASEC- (según las leyes N° 7799 y 8345).
- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz –CNFL, S.A.- (de conformidad con el Contrato Eléctrico del 8 de abril de 1941 –Contrato- ley 2, modificado por la Ley 4197 y 4977).
- Las cooperativas de electrificación rural, bajo la figura de asociaciones o consorcios formados por dichas cooperativas (según las leyes N° 7200 y 8345), a saber: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de los Santos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, R. L. (CONELÉCTRICAS, R. L.), constituido por las asociaciones cooperativas listadas anteriormente.

De forma específica, las normas que sustentan lo anterior son:

- Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Ley N° 449:
*“Artículo 1º.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.
La responsabilidad fundamental del Instituto, ante los costarricenses será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.”*
- Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660:
Artículo 2.- Objetivos de la Ley
Son objetivos de esta Ley:

- a) Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.

(...)"

- Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 7200:

“Artículo 1.- Definición.

Para los efectos de esta Ley, se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional.

La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE)()."*

- Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, Ley N° 8345:

“Artículo 1º.- La presente Ley establece el marco jurídico regulador de las siguientes actividades:

a) *La concesión para el aprovechamiento de las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas de dominio público del territorio nacional, al amparo de lo dispuesto en el inciso 14) del Artículo 121 de la Constitución Política, a las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.*

b) *La generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de los sujetos indicados en el inciso anterior, utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional, al amparo de la Ley N° 7593, de 9 de agosto de 1996."*

- Ley Constitutiva de Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Ley N° 5889:

“Artículo 1.- Constitución, fines.

Créase la "Empresa de Servicios Públicos de Heredia", con sede en la ciudad de Heredia, con plenas facultades para prestar servicios de agua potable, alcantarillado sanitario, evacuación de aguas pluviales, lo mismo que generación y distribución de energía eléctrica y alumbrado público en el cantón central de Heredia, y en los cantones circunvecinos de ésta, si así lo solicitan las municipalidades respectivas, siempre y cuando no estén servidas por otras instituciones públicas.

El patrimonio de esta empresa pertenecer a las municipalidades que se adhieran a la misma, en proporción a lo aportado por cada una de ellas."

- Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago JASEC, Ley N° 7799:

“Artículo 2.- JASEC es una persona jurídica de derecho público, de carácter no estatal, con plena capacidad jurídica, patrimonio propio y autonomía financiera, administrativa y técnica en el cumplimiento de sus deberes y queda facultada para prestar los servicios que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, excepto los servicios de transmisión de datos y los señalados en el inciso b) de dicha ley, deberá contar con la concesión respectiva cuando sea necesario.

(...)"

Como puede notarse, cada uno de los participantes en el sector eléctrico en cualquiera de las etapas del suministro del servicio en cuestión, sea éste privado o público, cuenta con un respaldo legal que le permite tal participación.

De acuerdo con la normativa citada, la Ley N° 7593 y su reglamento, con el Reglamento Sectorial de Servicios, con las normas técnicas dictadas por la Aresep, y con las metodologías que se emitan al respecto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, regula la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica, por parte de los sujetos autorizados para ello.

V. ALCANCES Y LIMITACIONES

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones del servicio regulado para el período en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el establecimiento del procedimiento de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los operadores y los usuarios directos del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

La presente metodología no se aplica para la determinación de precios de referencia para las ventas de electricidad producida por generadores privados, para lo cual existen otras metodologías tarifarias vigentes.

VI. OBJETIVOS DE LA METODOLOGÍA

Mediante la aprobación y aplicación de esta metodología, se busca contribuir al logro de los siguientes objetivos:

1. Sistematizar y formalizar el conjunto de métodos que se emplean en el presente para las fijaciones ordinarias, correspondientes al servicio de generación de electricidad que regula la Aresep.
2. Definir esos métodos de manera detallada, rigurosa y clara, con el propósito de brindar más transparencia a los procedimientos de fijación tarifaria en que se emplea, y de facilitar la rendición de cuentas de la Aresep ante los actores involucrados en tales procedimientos.
3. Introducir mejoras y actualizaciones del procedimiento de fijación ordinaria antes mencionado, en los siguientes aspectos:
 - Estimación del costo de capital propio (CAPM).
 - Definición de la fuente de información financiera a utilizar en el cálculo del CAPM.
 - Unificar los períodos de tiempo empleados en el cálculo de estimaciones para las diferentes variables que componen la estimación de los ingresos. Adicionalmente, establecer como requerimiento un análisis de corte estructural de las series de tiempo utilizadas.

- Establecer los períodos de tiempo que se emplean para el cálculo de promedios en donde se utilicen variables como índices de precios y tipo de cambio.
 - Homologar criterios para el tratamiento de las variables que intervienen en el cálculo de ajuste tarifario ordinario del sistema de generación de energía eléctrica.
 - Estimar las desviaciones existentes entre el cálculo del ajuste tarifario resultante del uso de valores estimados y la actualización del cálculo con valores reales. En este sentido, el monto resultante se liquida en el nuevo proceso de fijación tarifaria.
4. Obtener una estimación del ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones del servicio regulado para el período en que estará vigente la nueva fijación tarifaria.

VII. DEFINICIÓN DE LA METODOLOGÍA TARIFARIA

1. MODELO GENERAL

El modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de generación eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) período de aplicación, y f) monto y ajuste tarifario. La distribución del ajuste porcentual por tipo de tarifa se hará de conformidad con lo que técnicamente determine la Intendencia de Energía (IE). El modelo establece que la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales asociados al servicio que se regula – bajo condiciones de calidad establecidas – y además garantizar un monto sobre el capital invertido, denominado rédito para el desarrollo, que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria, de la siguiente forma:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

<i>IT</i>	=	Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
<i>COMA</i>	=	Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
<i>R</i>	=	Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
<i>BT</i>	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

La aplicación del modelo establecido en la fórmula 1 requiere del cálculo, revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para el período base definido en la presente metodología, representado por la variable *t*. Posteriormente, esta información se emplea como insumo para estimar y proyectar los elementos que definen el monto de ajuste tarifario para el período en que entra a regir dicho ajuste, representado por *t+1*.

En la presente metodología se entiende por período “*t*”, al período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria; permite el uso de valores reales u observados para doce meses consecutivos. El período base provee la información insumo para las estimaciones y proyecciones que se requieren para el período *t+1*.

La longitud o extensión de las series de tiempo, requeridas para las variables del período base “ t ”, se determinarán de manera exógena, de forma tal que todas las variables empleen una extensión de tiempo adecuada para el cálculo de promedios o proyecciones. Por tanto, para cada variable se definirá de acuerdo con los requerimientos de información que se definen en cada caso a lo largo de la presente metodología.

Por su parte, el período “ $t+1$ ” es definido como el período de tiempo durante el cual estará vigente el nuevo ajuste tarifario, típicamente es un año. El período $t+1$ deberá ser definido por la Intendencia de Energía según el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública y deberá incorporar en el estudio de fijación tarifaria los criterios empleados para su definición.

En el primer caso, se emplean valores reales u observados en el período t para el cálculo de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t) \quad (\text{Fórmula 2})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria
- IT_t = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
- $COMA_t$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período t (ver fórmula 18).
- Ro_t = Tasa de rédito para el desarrollo observada para el período t , se obtiene como resultado de $(IT_t - COMA_t)/BT_t$.
- BT_t = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período t (ver apartado 5 sección VII, fórmula 26).

Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el período base t . El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el período de análisis considerado en la solicitud tarifaria – período t - se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en el apartado 2 y 3 de la sección VII, para efectos de estimaciones.

a) Determinación del monto de ajuste para el período en que entrará en vigencia:

Para la determinación del monto de ajuste requerido en el siguiente período, $t + 1$, el período en el que estará vigente la nueva fijación tarifaria, primero se proyectan a 12 meses las variables IT con las tarifas de generación vigentes, $COMA$ y BT de la fórmula 1 (ver apartado 2 y 3 de la sección VII).

De la fórmula 1, se obtiene:

$$IT = COMA_{t+1} + R_{tv;t+1} * BT_{t+1} \quad (\text{Fórmula 3})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
 $COMA_{t+1}$ = Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$.
 $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$. (Fórmula 3.1)
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$.
 tv = Tarifas vigentes

Al despejar el rédito para el desarrollo de la fórmula 3, se obtiene que:

$$R_{tv,t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
 IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 10).
 $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
 tv = Tarifas vigentes.

La tasa de rédito para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1}$), es utilizada como indicador para determinar si se requiere un ajuste tarifario o no. Este rédito se compara con R_{t+1} , el rédito obtenido mediante el procedimiento definido en el apartado 4 de la sección VII, de forma que si el rédito con tarifas vigentes es mayor que el rédito obtenido en el apartado 4 de la sección VII se requiere una disminución en las tarifas, si es igual no se requiere ajuste y si es menor, se requiere un aumento en las tarifas.

b) Cálculo del ajuste en ingresos

La estimación de los ingresos totales que se requieren para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ se calcula mediante el modelo de la fórmula 1:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
 $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver apartado 3 sección VII).
 R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

Así, el monto de ajuste requerido en los ingresos totales para obtener la tasa R_{t+1} a partir de las tarifas vigentes, es:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT \quad (\text{Fórmula 4.1})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
 IT_{t+1} = Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4).
 IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con la tarifa vigente (ver fórmula 10).

El monto del ajuste también se puede expresar como la diferencia entre el excedente de operación obtenido con la tasa de rédito calculada con el WACC ($R_{t+1} * BT_{t+1}$) (apartado 4 de la sección VII) y los excedentes de operación proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes ($R_{tv,t+1} * BT_{t+1}$). Este monto debe ser después distribuido entre las diferentes tarifas del servicio de generación de la electricidad. El ajuste es establecido de la siguiente forma:

$$\Delta IT = (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 4.2})$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
 ΔIT = Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica.
 R_{t+1} = Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).
 $R_{tv,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$ (ver fórmula 3.1).
 tv = Tarifas vigentes.
 $IT - COMA$ = El excedente de operación, es igual a $(R * BT)$.

Desde el punto de vista de composición de los ingresos (ver modelo en la fórmula 10) al ser los ingresos por ventas locales los únicos que en esta metodología dependen explícitamente de las tarifas, se cumple que:

$$IT_{t+1} = (Iv + ID)_{t+1} + (IE + Io) \quad (\text{Fórmula 4.3})$$

Y en consecuencia: $(Iv + ID)_{t+1} = IT_{t+1} - (IE + Io) \quad (\text{Fórmula 4.4})$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario
IT_{t+1}	=	Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4).
ID	=	Ingresos por ventas al servicio de distribución propio estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación (ver apartado 2.1.1 sección VII).
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios locales, estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes de generación (ver fórmula 11).
$(Iv + ID)_{t+1}$	=	los ingresos por ventas locales (a otros usuarios y al servicio propio de distribución) del servicio de generación eléctrica requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
IE	=	Ingresos por exportaciones estimados para $t+1$. Se consideran invariantes ante cambios de tarifas locales (ver apartado 2.2 sección VII).
Io	=	Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se consideran invariantes ante cambios de tarifas locales (ver fórmula 17).

De las fórmulas 4.1, 10 y 4.3 se deduce que en esta metodología el incremento en ingresos totales debe provenir únicamente del respectivo aumento en los ingresos por ventas locales:

$$\Delta IT = (Iv + ID)_{t+1} - (Iv + ID) \quad (\text{Fórmula 5})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos totales del servicio de generación eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$.
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación (ver fórmula 11).
ID	=	Ingresos por ventas al servicio de distribución propio estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación (ver apartado 2.1.1 sección VII).
$(Iv + ID)_{t+1}$	=	Los ingresos por ventas locales del servicio de generación eléctrica requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} para el período $t+1$ (ver fórmula 4.4).
IT_{t+1}	=	Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R_{t+1} en el período $t+1$ (fórmula 4).
IE	=	Ingresos por exportaciones estimados para $t+1$ (ver apartado 2.2 sección VII).
Io	=	Otros ingresos proyectados para $t+1$ relacionados con la actividad de generación eléctrica (ver fórmula 17).

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido mediante la fórmula 5, se traduce, en el ajuste porcentual en los ingresos por ventas internas de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv + ID} * 100 \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

$\%IT$	=	Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas locales.
ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos por ventas locales del servicio de generación eléctrica (ver fórmula 5).
I_v	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios locales, estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes de generación (ver fórmula 11).
ID	=	Ingresos por ventas al servicio de distribución propio estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes de generación (ver apartado 2.1.1 sección VII).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa generadora.

En el caso de generación, el total de las ventas (kWh) estimadas para el período que estará vigente la tarifa es:

$$VETE_{t+1} = \sum_{em,i}^{f,n} VETE_{em,t+1,i} \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en que estará vigente el ajuste tarifario.
$VETE_{t+1}$	=	Ventas totales estimadas para el período $t+1$.
$VETE_{em,t+1,i}$	=	Ventas totales estimadas de la empresa em , en el mes i del período $t+1$ (KWh) (ver fórmula 14 y 15).
i	=	Índice de mes.
em	=	Empresa distribuidora o usuario directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” es la empresa distribuidora distinta al ICE (ver fórmula 15).
f	=	Cantidad de empresas y usuarios directos.
n	=	Cantidad de meses.

Y el precio promedio para el período que estará vigente la tarifa, utilizado como referencia del nivel tarifario, se calcula de la siguiente manera:

$$P_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (IE + Io)}{VETE_{t+1}} \quad (\text{Fórmula 8})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en que estará vigente el ajuste tarifario.
P_{t+1}	=	Precio promedio estimado para el período $t+1$.
$COMA_{t+1}$	=	Costos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$.
R_{t+1}	=	Tasa de rédito calculada mediante el WACC para el período $t+1$ (apartado 4 sección VII).
BT_{t+1}	=	Base tarifaria estimada para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII).

IE	=	Ingresos por exportaciones estimados para el período $t+1$ (ver apartado 2.2 sección VII).
Io	=	Otros ingresos relacionados con la actividad de generación eléctrica proyectados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
$VEETE_{t+1}$	=	Ventas totales estimadas mensuales para el período $t+1$ en que entrará a regir la tarifa (ver fórmula 7).

Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de generación de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa generadora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \quad (\text{Fórmula 9})$$

Donde:

z	=	Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
LI_z	=	Liquidación del período z .
ITA_z	=	Ingresos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.2)
GTA_z	=	Gastos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.1)

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos, contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 9.1})$$

Donde:

- z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información
- GTA_z = Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el período z .
- $GR_{COMA,z}$ = Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período z .
- $GE_{COMA,z}$ = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el período z .
- $COMA$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 9.2})$$

Donde:

- z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
- ITA_z = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el período z .
- ITR_z = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .
- ITE_z = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .

2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS TOTALES.

Los ingresos totales comprenden todos los ingresos por venta de energía y potencia y otros ingresos asociados al servicio de generación.

2.1 Ingresos totales estimados con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

Los ingresos totales se generan por las actividades ligadas al servicio o actividad de generación de electricidad. Se calculan de la siguiente forma:

$$IT = Iv + ID + IE + Io \quad (\text{Fórmula 10})$$

Donde:

- IT = Ingresos totales.

- I_v = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifas de generación (ver fórmula 11).
 ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio (fórmula 11.1).
 IE = Ingresos por exportaciones (ver apartado 2.2 sección VII).
 Io = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica (ver fórmula 17).

2.1.1 Ingresos por ventas a otras empresas distribuidoras y por ventas al servicio de distribución propio.

Los ingresos por ventas a otras empresas distribuidoras y por el servicio de distribución propio se obtienen al multiplicar la tarifa de la energía y la potencia para cada tipo de tarifa por la cantidad total de energía y potencia vendida por tipo de tarifa. Es decir, los ingresos por ventas son la sumatoria de las ventas por concepto de energía y por concepto de potencia:

$$I_v = IVE + IVP \text{ (Fórmula 11)}$$

$$ID = IVE_{dp} + IVP_{dp} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

- I_v = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período $t+1$ con las tarifa vigente de generación.
 ID = Ingresos por ventas al servicio de distribución propio.
 IVE = Ingresos por ventas de energía, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 12).
 IVP = Ingresos por ventas de potencia, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 13).
 IVE_{dp} = Ingresos por ventas de energía al servicio de distribución propio, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 12).
 IVP_{dp} = Ingresos por ventas de potencia al servicio de distribución propio, estimados para el período $t+1$ con tarifa vigente de generación (ver fórmula 13).
 dp = Distribución propio

Ingresos por ventas de energía. Los ingresos por venta de energía se obtienen de multiplicar la tarifa vigente por empresa y las ventas de energía estimadas por empresa o cliente para el período $t+1$, en el cual va a estar vigente la tarifa. Se determina de la siguiente manera:

$$IVE = \left(\sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{em,i,ph,tm} * VHT_{em,t+1,i,ph,tm}) \right) + \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (TG_{\$,em,i,ph,tm} * VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}) * Tcc \quad \text{(Fórmula 12)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IVE = Ingresos por ventas de energía estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.

$TG_{em,i,ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente por kWh para cada tipo de tarifa (T-CB: Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A., T-SG: Sistema de Generación o T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE o en su defecto la tarifa de generación correspondiente) por período horario y temporada, aplicable al mes i del período $t+1$.
$TG_{\$,em,i,ph,tm}$	=	Tarifa de generación vigente, expresada en USD/kWh por período horario y temporada, aplicable al mes i del período $t+1$
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía estimadas por empresa distribuidora o usuario directo, por período horario y temporada, estimadas para mes i del período $t+1$ con las tarifas vigentes. (ver fórmula 12.2)
$VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas totales estimadas mensuales en kWh por empresa distribuidora o usuario directo, por período horario y temporada, con tarifa en dólares estimadas para mes i del período $t+1$ con las tarifas vigentes. (ver formula 12.2)
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” es la empresa distribuidora distinta al ICE (ver fórmula 15).
ph	=	Período horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	emporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
f	=	Cantidad de empresas.
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas
$\$$	=	Expresa tarifas en dólares.

El cálculo de los ingresos por ventas al servicio de distribución propio (IVE_{dp} de la fórmula 11.1). Los ingresos por ventas de energía se obtiene siguiendo el procedimiento definido en la fórmula 12, utilizando únicamente la tarifa correspondiente y las ventas totales estimadas para su propio sistema de distribución

Debe tenerse en cuenta que los ingresos se calculan inicialmente con la tarifa vigente, una vez realizado el análisis financiero se procede a realizar nuevamente el cálculo de los mismos con la tarifa propuesta.

La estimación de ventas totales se distribuye por período horario y temporada, tanto para potencia como para energía y para esto se utilizan los datos reales del año completo anterior que se encuentre disponible. La distribución por período horario para energía (kWh) se obtiene como el peso que tiene cada período horario sobre el total de energía, de la siguiente manera:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm,t}}{\sum_{ph,tm=1}^k VRE_{ph,tm,t}} \quad (\text{Fórmula 12.1})$$

Donde:

ph = Períodos horarios (punta, valle, nocturno).

$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al período ph y temporada tm .
$VRE_{ph,tm,t}$	=	Ventas de energía reales del operador por período horario y temporada tm en el período t .
tm	=	Temporadas (alta o baja).
k	=	Cantidad de periodos horarios o temporadas

El peso o porcentaje obtenido para cada período horario o temporada se multiplica por el total de ventas estimado, para obtener las ventas de energía por período horario o temporada para el período en que estará vigente la tarifa.

$$VHT_{em,t+1,i,ph,tm} = (VETE_{em,t+1,i}) * \%P_{ph,tm} \text{ (Fórmula 12.2)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía a em en el período horario ph y la temporada tm , estimadas para el mes i de $t+1$. Si la empresa para la que se está realizando el estudio de fijación tarifaria tiene tarifas en dólares $VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$ se denominará $VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}$ que corresponderá a las unidades físicas facturadas en dólares.
$VETE_{em,t+1,i}$	=	Ventas totales estimadas mensuales a em para el mes i de período $t+1$ (ver fórmulas 14 y 15).
$\%P_{ph,tm}$	=	Porcentaje de las ventas correspondiente al período horario ph y la temporada tm . (ver fórmula 12.1)
ph	=	Período horario.
tm	=	Temporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.
ps	=	Propio sistema.
em	=	Empresa distribuidora o usuario directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” es la empresa distribuidora distinta al ICE (ver fórmula 15).

Ingresos por ventas de potencia. Los ingresos por ventas de potencia también se obtienen como el producto de la tarifa de generación correspondiente y la potencia estimada. Se determina de la siguiente manera:

$$IVP = \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (KW_{em,i,ph,tm} * TG_{em,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph=1}^{f,n,k} (KW_{\$,em,i,t+1,ph} * TG_{\$,em,ph} * Tcc) \text{ (Fórmula 13)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
IVP	=	Ingresos por ventas de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa vigente de generación.
$KW_{em,i,ph,tm}$	=	Potencia estimada para $t+1$, por empresa em , para el mes i por período horario o temporada a usuarios. (ver fórmula 13.3)

$KW_{\$,em,i,t+1,ph}$	=	Potencia por período horario a usuarios con tarifas en dólares. (ver fórmula 13.5)
TG	=	Tarifa de generación vigente por kW para cada tipo de tarifa (T-CB: Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A., T-SG: Sistema de Generación o T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE o en su defecto la tarifa de generación correspondiente) por período horario y temporada.
em	=	Empresa distribuidora o usuarios directo. Si la empresa para la cual se está haciendo el estudio tarifario no es el ICE, “em” es la empresa distribuidora distinta al ICE (ver fórmula 15).
UD	=	Usuario directo.
ph	=	Período Horario.
tm	=	Temporada (alta o baja).
Tcc	=	Tipo de cambio de compra (CRC/USD) para el Sector Público no Bancario establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
f	=	Cantidad de empresas.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.
$\$$	=	Expresa tarifas en dólares.

El cálculo de los ingresos por ventas de potencia al servicio de distribución propio (IVP_{dp} de la fórmula 11.1) se obtiene siguiendo el procedimiento definido en la fórmula 13, utilizando únicamente la tarifa correspondiente y las ventas totales estimadas para su propio sistema de distribución.

Para distribuir la potencia entre los períodos horarios se requiere tanto la energía real vendida en cada período horario como de la demanda máxima en cada período. Con la información anterior se obtiene un factor de carga, que es el resultado de dividir la energía vendida, según el período, por la demanda máxima, por período, multiplicado por la cantidad de horas al año correspondientes según el período horario.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} \quad (\text{Fórmula 13.1})$$

Donde:

$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por período horario o temporada.
$VRE_{ph,tm}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales obtenidas del operador por período horario y temporada.
$DM_{ph,tm}$	=	Demanda máxima anual, por período horario y temporada.
H	=	Horas.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
365	=	Número de días del año.

Posteriormente, se tiene que el factor de carga calculado de la fórmula 13.1, se multiplica por la cantidad de horas en un mes según período horario y temporada, de la siguiente manera:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * (30 * H_{ph,tm}) \text{ (Fórmula 13.2)}$$

Donde:

$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia, para el período horario ph y la temporada tm .
$FC_{ph,tm}$	=	Factor de carga, por período horario o temporada. (ver fórmula 13.1)
$H_{ph,tm}$	=	Horas, por período horario o temporada.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
30	=	Número de días al mes.

Finalmente, la energía (kWh) ya distribuida por período horario se utiliza para tener como resultado la potencia estimada por período horario, esto realizando el cociente de la energía por período y el resultado obtenido de multiplicar el factor de carga por las horas por mes según sea el período horario, de la siguiente forma:

$$kW_{em,i,ph,tm} = \frac{VHT_{em,t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} \text{ (Fórmula 13.3)}$$

Donde:

$kW_{em,i,ph,tm}$	=	Potencia estimada para em , por mes i de $t+1$, por período horario y temporada.
$VHT_{em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas Totales de Energía a em estimadas por período horario, temporada y mes, estimadas para el período $t+1$ (ver fórmula 12. 2).
$COP_{ph,tm}$	=	Componente para obtener potencia (ver fórmula 13.2).
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos.
ph	=	Período Horario (punta, valle o nocturno).
tm	=	Temporada (alta o baja).
i	=	Índice de mes.

En el caso de los usuarios directos de alta tensión, la distribución de la potencia entre períodos se realiza obteniendo el peso real que representa la potencia por período horario de la energía real también por períodos para el último año disponible, como se detalla a continuación:

$$\%P_{UD,KW,ph} = \frac{VREP_{ph}}{Ventas_{ph}} \text{ (Fórmula 13.4)}$$

Donde:

$\%P_{UD,KW,ph}$	=	Peso de las ventas por potencia de las ventas por energía para los usuarios directos.
$VREP_{ph}$	=	Ventas reales de potencia, por período horario.
$Ventas_{ph}$	=	Ventas de energía de real. Son las ventas de energía real obtenidas del operador.

<i>UD</i>	=	Usuarios directos
<i>KW</i>	=	Kilowatt
<i>ph</i>	=	Período horario.

El resultado de las ventas por período horario de potencia se obtiene de la siguiente manera:

$$kW_{\$,em,i,t+1,ph} = VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm} * \%P_{UD,kW,ph} \text{ (Fórmula 13.5)}$$

Donde:

$kW_{\$,em,i,t+1,ph}$	=	Ventas de Potencia a usuarios directos por período horario y mes, estimadas para el período $t+1$.
$\%P_{UD,kW,ph}$	=	Peso de las ventas por potencia de las ventas por energía para los usuarios directos (ver fórmula 13.4).
$VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas totales estimadas mensuales en kWh por período horario o temporada, para usuarios con tarifa en dólares (ver sección 2.1.3).
$t+1$	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
ph	=	Período horario.
UD	=	Usuarios Directos.
em	=	Empresa distribuidora y usuarios directos.
i	=	Índice de mes.
$\$$	=	Expresa tarifas en dólares.

2.1.2 Ventas totales estimadas

Las ventas totales del sistema generación son diferentes dependiendo del generador. En el caso del ICE generación, las ventas son equivalentes a las compras de energía realizadas por empresas y usuarios directos, incluyendo al ICE-Distribución.

Si se está realizando el estudio de fijación tarifaria para el ICE, para cada empresa distribuidora o usuario em , las ventas a em por parte del ICE, para el iésimo mes del período $t+1$, se determinan de la siguiente manera:

$$VETE_{em,t+1,i} = \left(\frac{ET_{kWh,t+1,em,i}}{1-\%Per} - GenP_{em,i} - CEOG_{em,i} \right) \text{ (Fórmula 14)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
em	=	Empresa distribuidora o usuario directo.
$VETE_{em,t+1,i}$	=	Ventas totales estimadas del ICE a em , en el mes i del período $t+1$ (KWh).
$ET_{kWh,t+1,em,i}$	=	Energía total vendida por em estimada. Se refiere al total de ventas estimadas de energía de em , en el mes i , para el período $(t+1)$ (ver fórmula 16). Para el caso de los usuarios directos de alta tensión, que tiene tarifas en dólares, la estimación de unidades físicas ($ET_{kWh,t+1,em,i}$) se realiza de forma directa, utilizando el mismo procedimiento que se emplea para estimar la cantidad de abonados para cada tarifa y que se describe en el punto “a.” de la sección 2.1.3. Con lo que $ET_{kWh,t+1,em,i}$ corresponderá a

		la energía total vendida en unidades físicas que se estima vender en dólares.
%Per	=	Porcentaje de pérdidas de <i>em</i> ; se toma como máximo el valor promedio de la industria (fórmula 14. 1).
$GenP_{em,i}$	=	Generación propia de <i>em</i> , en el mes <i>i</i> ; esta no se considera cuando <i>em</i> es el ICE; se calcula como se indica más abajo.
$CEOG_{em,i}$	=	Compras de energía de <i>em</i> a otros generadores que no sean el ICE en el mes <i>i</i> ; se calcula como se indica más abajo.
<i>i</i>	=	Índice de mes.

% Pérdidas (%Per): Se refiere a las pérdidas de distribución y se considera la información suministrada por el operador siempre que no supere el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años, caso contrario se utiliza como máximo el promedio del porcentaje de pérdidas de la industria para los últimos 2 años. De tal forma, el porcentaje de pérdida para cada año se calcula como el cociente entre la disponibilidad de energía (es la energía total requerida por el sistema de distribución más las pérdidas del sistema de distribución y es igual a la generación propia más las compras de energía) de las 8 empresas distribuidoras menos el total de energía vendida de las 8 empresas distribuidoras entre la disponibilidad de energía de las 8 empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$\%Per = \frac{\text{Disponibilidad} - \text{Ventas totales Reales}}{\text{Disponibilidad}} \quad (\text{Fórmula 14.1})$$

Energía total vendida: Son las ventas que se estima que la empresa *em* va a realizar (kWh). Se obtienen según la sección 2.1.3 (fórmula 16).

Empresa distribuidora y usuarios directos (*em*): Se refiere a las empresas distribuidoras y usuarios directos que compren energía al ICE para la que se está realizando el estudio de fijación tarifaria.

Generación propia ($GenP_{em,i}$): Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la energía producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la ARESEP. Se refiere a la generación propia de las empresas que compren energía diferente de la empresa para la cual se está realizando el estudio de fijación tarifaria, es decir, no se toma en cuenta la generación propia del ICE.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

Compras de energía de *em* a otros generadores ($CEOG_{em,i}$): Se estima utilizando la serie de tiempo (histórico) de la generación producida, por planta y mes. Esta serie histórica se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado (se selecciona la que brinde mejor bondad de ajuste). Se utiliza la serie desde enero del año 2000, siempre y cuando no presenten un cambio estructural evidente o la serie histórica para la que se encuentran datos disponibles. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep. En el caso de las cooperativas, se encuentra establecido el porcentaje correspondiente a cada una de ellas de la producción de Coneléctricas, como proporción al capital

accionario de cada una, así como PH Cubujuquí. Las unidades estimadas se multiplican por la tarifa vigente.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

En el caso de que se realice el estudio de fijación tarifario para las otras empresas distribuidoras diferentes del ICE que poseen generación, la generación es principalmente para cubrir sus propias necesidades, es decir, las ventas totales (VETE) estimadas son iguales a la generación propia, en cuyo caso si existe un sobrante luego de realizar las ventas a su propio sistema de distribución, éstas pueden ser vendidas a otras empresas distribuidoras. De la siguiente manera:

$$VETE_{em,i,t+1} = GenP_{ps,i}$$

(Fórmula 15)

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$VETE_{ps,i,t+1}$	=	Ventas totales mensuales estimadas de la empresa generadora, al propio sistema de distribución en el período $t+1$ (KWh).
$GenP_{ps,i}$	=	Generación propia mensual de la empresa generadora. (Ver apartado 2.1.2).
ps	=	Propio sistema.
em	=	Empresa distribuidora.
i	=	Índice de mes.

2.1.3. Energía total vendida estimada para la empresa distribuidora em

El total de energía vendida es igual a la suma de la energía comprada y la energía generada por el operador menos las pérdidas del sistema de distribución, sin embargo, la forma de estimación de este rubro es el producto de la cantidad de abonados por el consumo promedio, tal como sigue:

$$ET_{kWh\ t+1,em,i} = \sum_{s=1}^m (QA_{t+1,em,s,i} * \bar{C}_{em,s,i}) \quad (Fórmula 16)$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
$ET_{kWh,t+1,em,i}$	=	Energía total vendida por em estimada. Se refiere al total estimado de ventas de energía de em , para el mes i del período $t+1$ (KWh).
$QA_{t+1,em,s,i}$	=	Cantidad estimada de abonados de em para el mes i , la tarifa s , para el período ($t+1$); se estima según se indica más abajo.
$\bar{C}_{em,s,i}$	=	Consumo promedio mensual de energía real de los abonados de em , para la tarifa s , en el mes i (ver fórmula 16.1).
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes
em	=	Empresa distribuidora.
m	=	cantidad de tipos de tarifa existentes de acuerdo al pliego tarifario.

Para el caso de los usuarios directos de alta tensión, que tiene tarifas en dólares, la estimación de unidades físicas ($ET_{kWh\ t+1,em,i}$) se realiza de forma directa, utilizando el mismo procedimiento que se emplea para estimar la cantidad de abonados para cada tarifa y que se describe en el punto “a.” siguiente.

a. La cantidad estimada de abonados para cada tarifa

La cantidad estimada de abonados para cada tarifa se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de abonados por tarifa en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un período de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

b. Consumo promedio de energía para cada tarifa

El consumo promedio de energía de los abonados de em para la tarifa s se obtiene para los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria, del cociente entre las ventas mensuales reales en kWh de la tarifa s y la cantidad mensual real de abonados en dicha tarifa:

$$\bar{C}_{em,s,i} = \frac{VRE_{em,kWh,s,i}}{QA_{em,s,i}} \quad (\text{Fórmula 16.1})$$

Donde:

- i = Índice de mes, recorre los últimos 12 meses disponibles al momento en que se realiza el estudio fijación tarifaria
- $\bar{C}_{em,s,i}$ = Consumo promedio mensual real de los abonados de em para la tarifa s y el mes i .
- $VRE_{kWh,em,s,i}$ = Ventas de energía reales de em para la tarifa s , en el mes i (kWh).
- $QA_{em,s,i}$ = Cantidad real de abonados por mes para la tarifa s y el mes i .
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general, etc).
- kWh = Kilovatio hora.
- em = Empresa distribuidora o usuario directo.

2.2 Ingreso por exportaciones

Para la estimación de la cantidad de unidades físicas que Costa Rica exportará al Mercado Eléctrico Regional, en primer lugar se realiza un análisis de los contratos elaborados para el período en que estará vigente la tarifa por el ente autorizado para este fin, de tal forma que se puedan considerar los compromisos previos adquiridos. En segundo lugar, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real disponible (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y se ajusta considerando el porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia.

El precio (USD/kWh) que será utilizado para valorar estas unidades físicas se obtiene con base al costo por kWh exportado del último año real, convertidos al tipo de cambio de referencia para la compra promedio estimado del período en que estará vigente la tarifa.

2.3 Otros ingresos (I_o)

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de generación eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Es decir, otros ingresos de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

Se incluye entre otros ingresos la devolución del canon de regulación que se genera cuando la (Aresep) debe reintegrar por el superávit que tuvo la Institución producto de los cobros del Canon de regulación. El mismo se devuelve a los operadores según el porcentaje de participación en el total del canon cobrado o contratos de operación y mantenimiento de plantas productoras de electricidad cedidas en administración a otra empresa.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando los otros ingresos calculados como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimados según:

$$I_o = \left(\frac{I_{o_t}}{I_{v_t}} \right) * I_v \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
I_o	=	Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período $t+1$
I_{o_t}	=	Otros ingresos calculados para el período t .
I_{v_t}	=	Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el período t .
I_v	=	Ingreso por ventas. Son los ingresos por ventas proyectados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes (ver fórmula 11).

Los otros ingresos (I_o) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas

3. COSTOS Y GASTOS TOTALES DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (COMA)

Son los costos totales de operación, mantenimiento y administración necesarios para prestar el servicio de generación de la energía eléctrica. El cálculo incluye los siguientes costos:

$$COMA = CGP + M + OyM + Co + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + Ca + D + Pa + GPer + SG + AR + Lub + CMER \quad (\text{Fórmula 18})$$

Donde:

- COMA* = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros gastos en que incurran los operadores para brindar el servicio
- CGP* = Compras a generadores privados. Es la compra de energía a generadores privados que se sustenta en las Leyes N° 7200 y N° 7508 (sección 3.1.2).
- M* = Importaciones. Son las compras de energía realizadas en el Mercado Eléctrico Regional por parte del país. Las importaciones son consideradas un sustituto de la generación térmica (sección 3.1.2).
- OyM* = Gastos de operación y mantenimiento. Corresponde a los gastos en que incurre la empresa para su funcionamiento y el mantenimiento de los activos de generación, de forma que permita garantizar la sostenibilidad, continuidad y calidad del servicio regulado. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
- Admin* = Gastos Administrativos. Representa la proporción de los gastos de unidades o departamentos de apoyo asignados al sistema de generación (estos se distribuyen a generación, transmisión, distribución y alumbrado público y otros servicios regulados y no regulados). Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
- Co* = Gastos por comercialización. Son los gastos asociados a la gestión comercial de la venta de electricidad a la totalidad de usuarios del servicio de generación. Se incluyen todos los gastos asociados al cobro, facturación, lecturas, servicio al cliente, entre otros. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices, con excepción de gastos particulares que se actualizan mediante criterios definidos en la apartado 3.1.2.
- GP* = Gastos por Gestión Productiva. Son los gastos en que incurren las áreas de apoyo y soporte del Sistema de generación para el desarrollo normal de su gestión técnica y administrativa. Estos costos no pueden ser asignados directamente al activo productivo, motivo por el cual se presentan el Estado de Resultados como parte del costo del servicio, pero en una línea individual. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- EP* = Estudios Preliminares. Gastos incurridos en las fases preliminares de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la identificación y prefactibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- EPI* = Estudios de Preinversión. Son los gastos incurridos en la fase de preinversión de los proyectos, en la cual se desconoce si estos se van a ejecutar. Incluye las actividades relacionadas con la factibilidad de los posibles proyectos u obras a construir. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.
- COP* = Gastos Complementarios de operación. Son aquellos gastos en los que incurre la empresa para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros, los cuales no se consideran ni estudios preliminares ni de preinversión; asimismo, aquellas transacciones que de acuerdo con su naturaleza no se consideran como parte de las demás partidas de costos y gastos de operación. Se proyecta utilizando el método de actualización por índices.

C_{reg}	=	Canon regulación. Monto autorizado por la Contraloría General de la República (CGR), como pago por los servicios de regulación. Es la suma por concepto de canon de regulación y de calidad. Para su asignación, se considera la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales. Cuando sea necesario se considerará su actualización por vía extraordinaria (ver apartado 6).
C_a	=	Canon de aguas. El pago por concepto de canon de aprovechamiento de aguas destinado al uso para generación eléctrica se encuentra establecido mediante el Decreto N 32868-MINAE. El monto utilizado es el remitido por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).
D	=	Gasto por depreciación: monto resultante de aplicar el método de depreciación según las tablas de depreciación establecidas por Aresep. Para cualquier otro caso en que no se encuentre la información requerida, para aplicar el método de depreciación, se recurrirá a revisar las tablas equivalentes del Ministerio de Hacienda y en último caso las especificaciones técnicas de la casa fabricante del activo en cuanto a vida útil y valor de rescate.
Pa	=	Gastos por partidas amortizables. Corresponde a software y licencias según la vida útil, tiempo en uso y monto de adquisición. En general, considera la amortización de intangibles (ver apartado 3.1.2).
$GPer$	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos. En esta cuenta se registran las pérdidas incurridas al retirar un activo productivo (apartado 5.3.2).
SG	=	Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (apartado 3.1.2).
AR	=	Gasto por Arrendamientos. Monto total de los gastos por ese concepto, según los contratos vigentes. En lo que respecta a mecanismos de financiamiento no tradicional de proyectos, éstos serán reconocidos según lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593 (ver fórmula 20).
Lub	=	Lubricantes. Corresponde al gasto de lubricantes requerido para la generación termoeléctrica estimada conforme a las plantas existentes y su capacidad de generación (apartado 3.1.2, ver fórmula 21).
$CMER$	=	Son los costos relacionados a la generación producto del Mercado Eléctrico Regional que no estén contemplados en otros sistema o en el sistema de generación.

La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en las secciones subsiguientes.

Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

Los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver sección 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

La desagregación de las cuentas de OyM, Admin y Co debe ser al menos como la utilizada para carácter presupuestario, es decir, debe contener: remuneraciones, servicios, materiales y suministros, transferencias y contables. Estas cuentas se desagregaran en sus respectivos rubros, hasta tanto la Aresep no defina un listado de cuentas comunes para todas las empresas generadoras. Para el caso de las Cooperativas de electrificación rural podrán presentar sus cuentas al nivel máximo de desagregación que el sistema contable de cada cooperativa lo permita

La actualización por índices de precios planteada en la apartado 3.1.1 no aplica para la cuenta de remuneraciones, contratos a terceros u otros rubros a los que pueda reconocérseles un índice específico de actualización emitido por la entidad pública correspondiente.

3.1.1 Actualización por índices de costos y gastos de operación, mantenimiento, administrativo y comercialización:

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajuste al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, uno totalmente local, uno totalmente externo o uno que sea una combinación de componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los anteriores en el gasto que se desea actualizar.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}} \quad (\text{Fórmula 19})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	Factor de actualización local para el período $t+1$.
$IPP_{L,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del año para el que se realiza el estudio de fijación tarifaria.
$IPP_{L,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice local del año anterior. Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
L	=	Local

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (última actualización). Los valores reales utilizados serán los publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC). En otros casos se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización externo

Se aplica el factor de actualización externo cuando los rubros de los gastos estén vinculados con compras en el exterior o que tengan un alto componente externo, en este caso el factor pondera la variación en el tipo de cambio (colones se deben convertir a dólares) y la inflación externa. El cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}} \right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t} \quad (\text{Fórmula 19.1})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_E	=	Factor de actualización externo para el período $t+1$.
$IPP_{E,t+1}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo estimado, para el periodo $t+1$.
$IPP_{E,t}$	=	Índice de precios promedio. Es el índice externo del periodo t . Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente al periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
E	=	Externo.

Para el índice de precios externo se recurrirá a los índices de precios de los Estados Unidos de Norteamérica, los datos se toman de la página web del Bureau of Labor Statistic (<http://www.bls.gov>) de los Estados Unidos de Norteamérica. Se seleccionará el índice de precios representativo de los gastos que se actualizan para lo cual se deberá aportar la respectiva justificación técnica. Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de actualización compuesto:

Los índices de actualización calculados anteriormente son ponderados de acuerdo con la participación relativa del componente local y externo de gasto estimado mediante la siguiente fórmula:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \quad (\text{Fórmula 19.2})$$

Donde:

IAC	=	Índice de actualización compuesto.
-------	---	------------------------------------

FA_L	=	Factor de actualización local (ver fórmula 19).
$\%Lg$	=	Participación relativa del componente local de gastos.
FA_E	=	Factor de actualización externo (ver fórmula 19.1).
$\%Eg$	=	Participación relativa del componente externo de gastos.
L	=	Local.
E	=	Externo.

El operador definirá el porcentaje de participación relativa entre el componente interno y externo, para lo cual, en cada caso, periódicamente deberá realizar las actualizaciones correspondientes de estos componentes e indicar los criterios empleados en la ponderación y adjuntar la respectiva justificación técnica.

3.1.2 Criterio para la actualización de gastos particulares

Para los siguientes rubros se utiliza un método de actualización distinto al definido en el apartado 3.1.1. Los criterios utilizados para su cálculo son los siguientes:

- **OyM, Administrativos y Comercialización:** Para la proyección se utiliza el índice de precios que mejor se adapte al gasto o costo específico que se esté estimando. Todos los costos y gastos deben ser justificados, independientemente de su comportamiento. Para los costos o gastos que sean no recurrentes, se verifica que en realidad lo sean y que estén justificados, si la justificación aportada por la empresa no demuestra su relación con el servicio, se excluyen. Las partidas no recurrentes deben ser claramente identificadas en la propuesta tarifaria.
 - **Gastos por salarios.** Incluye los montos por remuneraciones salariales y las cargas sociales asociadas. Se calcula según el decreto de salarios mínimos o la política salarial que disponga la empresa. Esta última debe ser aportada por la empresa y justificarse técnica, legal y financieramente. Las empresas reguladas deben presentar el rubro de salarios (salarios base y sus componentes, cuando tenga esta desagregación), y las cargas sociales separados en el estado de resultados tarifario. Además, deberán de presentar la conciliación de salarios con los reportados a la CCSS. Si estos registros afectan a otros sectores, debe aportarse información para estos.
 - **Nuevas contrataciones.** El tope máximo del crecimiento de la planilla estará definido por el porcentaje de crecimiento de las ventas en unidades físicas del servicio regulado, su área de cobertura y número de usuarios. El incremento a reconocer como plazas nuevas se obtiene del producto de la cantidad de empleados existente multiplicada por el porcentaje de crecimiento del servicio regulado. Para calcular el salario que se aplicará a esas plazas nuevas, se tomara la media aritmética simple del salario correspondiente a los nuevos puestos solicitados en el estudio tarifario. En el caso de que exista un decrecimiento en las ventas en unidades físicas del servicio regulado, se podrán incluir plazas nuevas en el cálculo tarifario sujeto a la presentación de la respectiva justificación técnica, la cual será analizada por la Aresep.
 - **Contratos a terceros.** Se incorpora una vez que se justifique y demuestre la razonabilidad del monto indicado en el contrato, y se valoran los pagos establecidos con base en criterios técnicos y las fórmulas de ajuste. En estos casos, se revisa el contrato aportado, su vigencia, la forma de las actualizaciones y los montos. De lo contrario, se mantiene el mismo valor del año base utilizado en la estimación tarifaria.
 - **Gastos administrativos:** La empresa debe de aportar la propuesta debidamente justificada que contenga los diferentes conductores para la distribución del gasto, de lo contrario

Aresep definirá la forma general de distribuir los costos para el análisis tarifario respectivo.

La empresa establecerá previamente una metodología justificada de distribución del gasto, en la cual utilizará distintos conductores según la naturaleza de la partida, entre ellos:

1. Ingresos
2. Cantidad de funcionarios
3. Metros de área utilizados
4. Salario de la mano de obra
5. Demanda de servicios
6. Nivel económico de adquisición de bienes y servicios
7. Otros

Cualquier otro conductor de distribución de gasto que empleen los operadores deberá ser justificado mediante un estudio técnico y avalado por la Aresep.

- **Gasto por seguros (SG):** Las empresas deben adjuntar el detalle de activos asegurados, con las características de las pólizas. Las primas que se pagan por los seguros se proyectan según el promedio histórico de los 2 años calendario anterior a la presentación del estudio. Cualquier ajuste debe ser justificado técnicamente; y las obras que se pretenden asegurar deben estar contempladas en el Plan de Inversiones respectivo. En caso de existir obras nuevas, y reconociendo que el valor de las primas depende de las tarifas del ente asegurador, se proyecta mediante la razón entre el promedio de la prima obtenida de los últimos 2 años y el promedio del valor asegurado para el período de tiempo de referencia, tomando en cuenta las nuevas obras que técnicamente se justifiquen.
- **Gasto por depreciación (D):** Se debe utilizar el método de depreciación lineal, ya que éste supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, para lo cual, se considera el valor del activo y su valor residual; la base depreciable del activo se distribuye a lo largo de su vida útil, dicha proporción corresponde al gasto de depreciación en un período dado. La Aresep utiliza tablas de depreciación previamente aprobadas, las cuales deberán estar disponibles para los entes regulados. Para los activos que no se encuentran en las tablas de Aresep se utilizan las tablas del Ministerio de Hacienda disponibles en el “Reglamento a la Ley de Impuesto sobre la Renta” (Decreto N° 18455-H) y en última instancia se utilizan las indicaciones del fabricante. De la información aportada, debe ser posible identificar la depreciación por tipo de activo.
- **Gastos por partidas amortizables (Pa):** La empresa deberá de aportar la vida útil, el monto indicado y la fecha de adquisición del activo, así como, la justificación técnica de su comportamiento y su relación con el servicio que se está regulando. En el caso que no se adjunte dicha información, se utilizará una vida útil de 3 años, siempre y cuando sea un tiempo razonable para el activo que se analiza.
- **Gastos por pérdidas de retiros de activos (GPer).** Este gasto se obtiene de la base tarifaria y corresponde a: los retiros al costo más los retiros revaluados, deduciendo la depreciación de los retiros al costo y la depreciación de los retiros revaluados. Esto según lo indicado en el apartado 5 de la sección VII.
- **Gasto por Arrendamientos (AR).** Se establecen según los contratos vigentes y que entrarán en funcionamiento durante el período de análisis. El monto se obtiene de la siguiente manera:

$$AR = \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{pl,i} + \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{\$,pl,i} * Tcve_{t+1} \quad (\text{fórmula 20})$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
AR	=	Monto por concepto de arrendamientos.
CU_i	=	Cuota. Se refiere a la cuota de arrendamiento mensual por plantas.
$\$$	=	Expresa cifras indicadas en dólares.
$Tcve_{t+1}$	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondientes al periodo $t+1$.
pl	=	Planta.
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses
g	=	Cantidad de plantas.

- **Lubricantes (Lub).** El gasto en lubricantes se obtiene como el producto de los litros estimados de consumo en lubricantes requeridos por planta por el precio promedio mensual en colones por litro de lubricantes. El gasto total en este rubro, para el año de proyección corresponde a la sumatoria del gasto de todas las plantas térmicas.

$$Lub = \left(\sum_{pl,i=1}^{te,n} LLts_{t+1,i,pl} \right) * PLub_{t+1} \text{ (Fórmula 21)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período para el cual estará vigente la tarifa.
Lub	=	Gasto en lubricantes.
$LLts_{t+1,i,pl}$	=	Litros de lubricante mensual estimados para el período $t+1$ por planta (ver fórmula 21.1).
$PLub_{t+1}$	=	Precio promedio estimado de los lubricantes para el período $t+1$.
i	=	Mes respectivo.
pl	=	Planta térmica de generación.
n	=	Cantidad de meses
te	=	Cantidad de plantas térmicas.

Para las plantas térmicas que utilizan lubricantes y, considerando la distribución por planta en unidades físicas obtenida mediante la aplicación de la metodología de costo variable por combustible (CVC), se procede a realizar la estimación de la cantidad de litros de lubricantes requeridos para el período en que entrará a regir la tarifa. La cantidad de litros se obtiene como las unidades físicas (kWh) asignadas a cada planta que utiliza lubricantes entre el rendimiento de esa planta.

$$LLts_{t+1,i,pl} = \frac{kWh_{t+1,i,pl}}{RendL_{pl}} \text{ (Fórmula 21.1)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período para el cual estará vigente la tarifa.
$LLts_{t+1,i,p}$	=	Litros de lubricantes estimados por planta, por mes.

$KWh_{t+1,i,p}$	=	Cantidad de kilowatt-hora estimados por planta por mes.
$RendL_{pl}$	=	Rendimiento de los lubricantes por planta en (kWh/litro) (ver fórmula 21.2)
i	=	Índice de mes.
pl	=	Planta térmica.

El rendimiento de las plantas térmicas por consumo de lubricantes que se utiliza se obtiene como el cociente de los kilovatios hora real generados y los litros de lubricantes utilizados para esa generación (kWh/litros) por planta para un período de 12 meses reales disponibles al momento que se realiza el estudio de fijación tarifaria.

$$RendL_{pl} = \frac{\sum_{i,pl=1}^{n,g} kWh_{i,pl}}{\sum_{i=1}^n Total\ de\ Llts_{i,pl}} \quad (f\acute{o}rmula\ 21.2)$$

Donde:

$RendL_{pl}$	=	Rendimiento en (kWh/litro).
$kWh_{i,pl}$	=	Cantidad de kilowatt-hora reales generados.
$Total\ de\ Llts_{i,pl}$	=	Cantidad total de litros consumidos de lubricantes.
pl	=	Planta térmica.
i	=	Índice de mes.
g	=	Cantidad de plantas.

El precio de los lubricantes utilizado corresponde al precio estimado como una media aritmética simple por litro pagado por el ICE, es decir, es el cociente del gasto real total en lubricantes en colones por mes y el consumo total de lubricantes por mes en litros, se considera la información mensual para los últimos 12 meses disponibles al momento de realizar el estudio de fijación tarifaria.

$$PL_{t+1} = \sum_{i=1}^n \frac{GC_i}{CC_i} * (1 + IPC_{t+1}) \quad (F\acute{o}rmula\ 21.3)$$

Donde:

$t+1$	=	Periodo para el cual estará vigente la tarifa.
PL_{t+1}	=	Precio promedio estimado de los lubricantes.
GC_i	=	Gasto por combustible para el mes i .
CC_i	=	Consumo de combustible en litros para el mes i .
i	=	Índice de mes.
IPC	=	Nivel de inflación esperada, medida mediante el índice de precios al consumidor, para el período en que estará vigente la tarifa. Se considera la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica.
n	=	Cantidad de meses

- **Compras a generadores privados (CGP).** Las unidades físicas (kWh) estimadas por planta y por mes se multiplican por las tarifas en colones correspondientes según las características de la planta y la fuente, para los meses de proyección. El gasto total es la sumatoria de los montos por compra de cada una de las plantas. El monto por compras a generadores privados se determina de la siguiente manera:

$$CGP_{t+1} = \sum_{i, fu, car=1}^{n, y, ne} (TGP_{fu, car} * CGPE_{t+1, i, fu}) * Tc_{t+1} \text{ (Fórmula 22)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período para el cual estará vigente la tarifa.
 CGP = Compras a generadores privados estimada para $t+1$.
 $TGP_{fu, car}$ = Tarifas vigentes o contratadas al momento de realizar la fijación tarifaria, por fuente, de acuerdo a sus características (nueva o existente), según la aplicación de las metodologías para generadores privados aprobadas por ARESEP y publicadas en La Gaceta.
 $CGPE_{t+1, i, fu}$ = Cantidad de energía en kWh por concepto de compras de energía a *generadores privados mensual por planta de generación*. Se calcula como se indica más abajo.
 Tc_{t+1} = Tipo de Cambio de Venta (CRC/USD) correspondiente al mes de diciembre, del período $t+1$, según las estimaciones realizadas por la IE.
 i = Índice de mes.
 fu = Tipo de fuente.
 car = Característica (planta nueva o existente).
 y = Cantidad de fuentes de generación.
 ne = Cantidad de características.

La cantidad estimada de energía en kWh por concepto de compras de energía a generadores privados es proyectada por planta de forma mensual y se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas o algún software especializado. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de la generación producida, por planta y mes en los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Se proyecta un período de tiempo igual al que estará vigente el ajuste tarifario. Para las plantas nuevas o con menos de 12 meses de entrada en operación se establece la proyección considerando las estimaciones presentadas por la empresa y justificadas mediante estudio técnico, las cuales serán valoradas por la Aresep.

Debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el período definitivo a utilizar. Para las estimaciones se utiliza el programa estadístico Forecast Pro o cualquier otro software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

Estas estimaciones pueden ser ajustadas por factores técnicos debidamente justificados.

En los casos para los cuales encuentre establecida una banda de precios, se solicitará a la empresa generadora la información específica de la tarifa ofertada/acordada entre las partes para la planta.

- **Importaciones (M):** Para obtener la cantidad de unidades físicas que se estima va a importar Costa Rica del Mercado Eléctrico Regional, es necesario en primera instancia realizar un análisis de los contratos realizados para el período que estará vigente la tarifas por el ente autorizado para

este fin, para tener certeza de los compromisos previos adquiridos. Por otra parte, la estimación de unidades físicas se realiza utilizando como base la información real (mercado de contratos y mercado de oportunidad) y ajustando ésta con un porcentaje de crecimiento esperado, siempre y cuando la información resultante sea consistente con los contratos previamente realizados y el balance de energía calculado por la Intendencia.

El precio (USD/kWh) que será utilizado para valorar estas unidades físicas se obtiene con base al costo por kWh importado del último año real sin incluir los costos por transmisión, convertidos al tipo de cambio de Venta mensual del año para el cual se está realizando la fijación tarifaria, según las estimaciones de la IE.

Además del costo por la energía comprada en el extranjero, se tiene el costo por el transporte de éste. El cual debe ser considerado en el sistema de generación puesto que es lo que cuesta tener una unidad física generada en el territorio nacional. Este costo se calcula como el producto de las unidades físicas (kWh) por el precio de transmisión; el precio de transmisión se calcula como el costo por kWh por concepto de transmisión del último año real obtenido de los registros de los pagos por transmisión publicados mensualmente en el Documento de Transacciones Económicas Regionales DTER por el EOR y convertidos al tipo de cambio promedio estimado del período en que estará vigente la tarifa, según las estimaciones de la IE.

4. RÉDITO PARA EL DESARROLLO

La base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito al desarrollo, con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro futuro del servicio eléctrico en calidad y cantidad óptima mediante la inversión en el servicio regulado.

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos:

- Costo Promedio Ponderado del Capital (Weigh Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés)
- Modelo de Valoración de Activos de Capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM por sus siglas en inglés)

4.1. Costo promedio del Capital:

El cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo mediante el método del costo promedio ponderado del capital se realiza mediante la aplicación de la fórmula:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A} \quad (\text{Fórmula 23})$$

Donde:

R_k	=	Tasa de rédito para el desarrollo.
r_d	=	Costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.
k_e	=	Costo del capital propio (ver fórmula 24).

ti	=	Tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999) o lo que en su momento disponga la Junta Directiva.
VD	=	Valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
VCP	=	Valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado.
A	=	Definido como la sumatoria de la deuda más el patrimonio ($VD+VCP$), según el último estado financiero auditado.

4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM)

El método CAPM estima el costo del capital propio (k_e) se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria. Se empleará para el cálculo del CAPM la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, de la Universidad de New York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. El CAPM se mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR \quad (\text{Fórmula 24})$$

Donde:

k_e	=	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio (Costo de capital propio).
K_l	=	Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
β_a	=	Beta apalancada de la inversión. Es la co-varianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” ya que se ha ajustado para considerar que parte de la inversión se financia con deuda. En su cálculo se utiliza el beta desapalancado (β_d).
PR	=	Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.

El beta apalancado se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda y se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (\text{Fórmula 24.1})$$

Donde:

β_a	=	Beta apalancada.
β_d	=	Beta desapalancada.
VD/VCP	=	Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero)
ti	=	Tasa impositiva. Es la tasa de impuesto sobre la renta.

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, beta desapalancada y apalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. La fuente de cada uno de ellos es la siguiente:

- Tasa libre de riesgo (K_f): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.
- Beta desapalancada (β_d): se utilizan los valores del beta desapalancado del sector denominado “*Utility (General)*”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión.
- Prima por riesgo (PR): Se empleará la variable denominada “*Implied Premium (FCFE)*”.

Los valores para las variables indicadas en la fórmula 30, con excepción de la tasa libre de riesgo se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>.

Estas variables serán utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información). En el caso de que, para alguna(s) de las variables citadas, no sea posible para ARESEP contar con una serie histórica reciente que complete 5 observaciones anuales, se utilizará la serie histórica menor a 5 años pero que sea igual para todas las variables.

- Relación entre deuda y capital propio (VD/VCP): Se estima con la fórmula $VD/VCP = Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará los datos incluidos en la fórmula 23.
- Tasa de impuesto sobre la renta: Es la tasa impositiva para personas jurídicas con fines de lucro, correspondiente al último tracto de impuestos sobre la renta –la tasa marginal mayor- establecida y actualizada vía decreto por el Ministerio de Hacienda.

a-) Ajuste de la tasa de rédito para el desarrollo en casos para los cuáles la solicitud tarifaria es menor a un año.

Cuando se realiza y analiza un estudio de fijación tarifaria para un período de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} * \left[\frac{12 - nm}{12} \right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12} \right) \quad (\text{Fórmula 25})$$

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12} \quad (\text{Fórmula 25.1})$$

En donde:

R_{kr}	=	Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
$R_{k;v}$	=	Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
$R_{k;e}$	=	Tasa de rédito al desarrollo estimada, obtenida de acuerdo a lo establecido en el apartado 4 de la sección VII.
nm	=	Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 26})$$

Donde:

BT	=	Base tarifaria.
$AFNORP$	=	Activo fijo neto en operación revaluado promedio (ver fórmula 27).
CT	=	Capital de trabajo (ver fórmula 37).

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado según el último estado auditado o el disponible, o calculado mediante este último cuando el período de fijación es posterior al año en que se analiza la misma y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado al inicio del periodo t (ver fórmula 28).
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado estimado para el período $t+1$ (ver Fórmula 29).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente (NIIF), considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las fórmulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado ($AFNOR_t$)

El activo fijo neto en operación revaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \text{ (Fórmula 28)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_t$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del período t .
AFC_t	=	Total de activos fijos al costo del servicio de generación eléctrica para el período t .
AFR_t	=	Total de activos fijos revaluados del servicio de generación eléctrica para el período t .
DC_t	=	Depreciación del activo al costo para el período t .
DR_t	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \text{ (Fórmula 29)}$$

Donde:

$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$AFNOR_{t+1}$	=	Activo fijo neto en operación revaluado del período $t+1$.
AFC_{t+1}	=	Total de activos fijos al costo del servicio de generación eléctrica para el período $t+1$ (ver fórmula 29.1).
AFR_{t+1}	=	Total de activos fijos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 29.2)
DC_{t+1}	=	Depreciación del activo al costo para el período $t+1$ (ver fórmula 33)
DR_{t+1}	=	Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 36).

- El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \text{ (Fórmula 29.1)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
AFC_{t+1}	=	Activo fijo al costo al mes de diciembre del período $t+1$.
AFC_t	=	Activo fijo al costo al inicio del periodo t .
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo (ver apartado 5.3 referente a los criterios para el retiro de activos).
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

- El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 29.2})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
AFR_{t+1}	=	Activo fijo revaluado para el período $t+1$.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado al inicio del periodo t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
Rev	=	Revaluación de activos del período que estará vigente la tarifa (ver fórmula 29.3).
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado

- Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 29.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, saldo inicial para el período t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, saldo inicial para el período t .
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (más actualizado). Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de revaluación para activos de origen externo:

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 31})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
$IPUSA_t$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período t .
$IPUSA_{t+1}$	=	Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
Tcv_{t+1}	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
Tcv_t	=	Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
$\% C_e$	=	Porcentaje de componente del gasto externo.
E	=	Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos se utiliza como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

IR	=	Índice de revaluación compuesto.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
IR_E	=	Índice de revaluación de activos externo.
L	=	Local.
E	=	Externo.
com	=	Compuesto.

- Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del período $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo para el período t .
RD_c	=	Retiro de activos depreciados al costo.

<i>Dep</i>	=	Depreciación. (ver fórmula 34)
<i>TD_{cto}</i>	=	Traslados depreciados al costo.
<i>cto</i>	=	Al costo

$$\text{Dep} = \text{TDA} * [\text{AFC}_t + (0,5 * \text{AD}) - (0,5 * \text{RA}_{cto}) \pm \text{TA}_{cto}] \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

<i>t</i>	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
<i>Dep</i>	=	Depreciación.
<i>TDA</i>	=	Tasa de depreciación del activo. (ver fórmula 35)
<i>AFC_t</i>	=	Activo fijo al costo para el período <i>t</i> .
<i>AD</i>	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.
<i>RA_{cto}</i>	=	Retiro de activos al costo.
<i>TA_{cto}</i>	=	Traslado de activos al costo.
<i>cto</i>	=	Al costo

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$\text{TDA} = \frac{100 - \text{VAR}}{\text{VU}} \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

<i>TDA</i>	=	Tasa de depreciación del activo
<i>VAR</i>	=	Valor de rescate
<i>VU</i>	=	Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$\text{DR}_{t+1} = \text{DR}_t - \text{RA}_{DR} + \text{Dep}_r + \text{Rev}_{dr} \pm \text{TA}_{dr} \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

<i>t</i>	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
<i>t+1</i>	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
<i>DR_{t+1}</i>	=	Depreciación acumulada revaluada para el período <i>t+1</i> .
<i>DR_t</i>	=	Depreciación revaluada para el período <i>t</i> .
<i>RA_{dr}</i>	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
<i>Dep_r</i>	=	Depreciación revaluada (ver fórmula 37).
<i>Rev_{dr}</i>	=	Revaluación de la depreciación revaluada.

TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.
 r = Revaluado.

Cálculo de la depreciación revaluada:

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 TD_{ac} = Tasa de depreciación.
 AFR_t = Activo fijo revaluado para el período
 RA_r = Retiros de activos revaluado.
 TA_r = Traslado de activos revaluados.
 r = Revaluado.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.

Cálculo de la revaluación de la depreciación revaluada:

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.
 IR = Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
 DC_t = Depreciación al costo, al mes de diciembre según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el período de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.
 DR_t = Depreciación revaluada para el período t .
 RD_{cto} = Retiro de activos depreciados al costo.
 RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.
 TD_{cto} = Traslados depreciados al costo.
 TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.
 cto = Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.

- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).

5.2. Capital de trabajo

El capital de trabajo se estima como el período medio de cobro multiplicado por el efectivo requerido de operación por día (gastos de operación, mantenimiento y administración menos las depreciaciones, las partidas amortizables, los gastos por pérdidas de retiros de activos, todo eso dividido entre 360), de la siguiente manera:

$$CT = \left[\left(\frac{CxC}{I_v} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer)}{360} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

CT	=	Capital de trabajo.
CxC	=	Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 períodos anuales auditados de los estados financieros.
I_v	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios. (ver fórmula 11)
$COMA$	=	Costos de operación, mantenimiento y administración (ver fórmula 18)
D	=	Gasto por depreciación de activos.
Pa	=	Gastos por partidas amortizables.
$GPer$	=	Gastos por pérdidas de retiros de activos.

El período medio de cobro es el resultado del cociente entre las cuentas por cobrar y los ingresos por venta, el número de días a utilizar no debe ser superior al promedio de la industria. En aquellas empresas que dispongan de un número de días menor al promedio, este será utilizado.

5.3 Inversiones

El Plan de Inversiones debe ser presentado según el formato de clasificación de activos establecido por la Intendencia de Energía y clasificadas en micro y macro inversiones y las sub-clasificaciones correspondientes. Adicionalmente, se debe justificar la concordancia del Plan de Inversiones con el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y el Plan Nacional de Energía (PNE), cuando corresponda.

Se analiza que las inversiones solicitadas tengan una justificación técnica y financiera razonable y que éstas tengan un impacto positivo en la calidad y continuidad del servicio.

También se analiza la razonabilidad de los precios de cada una de las obras incluidas.

Los montos de inversión avalados por Aresep serán los montos de adición de activos utilizados para calcular el activo fijo neto. Se podrá adicionar la totalidad de los activos reconocidos en las inversiones en cada año, si el promedio del porcentaje de ejecución es un 100%.

5.3.1 Determinación de las adiciones.

La cantidad de adiciones se calcula como la proporción del porcentaje de ejecución de las inversiones reconocidas por la Aresep:

Adiciones = Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo $t + 1$

*Inversiones Reconocidas = Inversiones * Porcentaje de ejecución (Fórmula 40)*

Determinación del Porcentaje de ejecución:

1. En cada estudio tarifario, las empresas deben reportar la cantidad de obras que construyó o bien la cantidad de equipos que instaló durante el año.
2. Se determina el porcentaje de ejecución anual de inversiones, como el cociente entre las obras construidas o equipos instalados por la empresa, y la cantidad de obras o de equipos reconocidos por la Intendencia para ese año.
3. Se calcula el porcentaje de ejecución anual para los últimos cinco años anteriores al año en consideración en el estudio tarifario vigente y se calcula el promedio simple de los porcentajes de ejecución de esos últimos cinco años.
4. El porcentaje de ejecución promedio tiene un tope de un 100%.
5. El valor del porcentaje promedio de los cinco años anteriores es el porcentaje de ejecución a utilizar. Éste se aplica a la cantidad de obras o de equipos reconocidos, previa deducción de las cantidades por no tener una justificación técnica razonable.
6. No se consideran obras o equipos instalados que no hayan sido previamente reconocidos por la Intendencia, salvo justificación técnica debidamente sustentada.

Para el análisis de adiciones Aresep deberá realizar visitas de campo a los diferentes proyectos, con el propósito de verificar montos, ejecución y año de aprobación.

A las adiciones reconocidas se le aplica una actualización por índices según el procedimiento establecido en la sección 3.1.1. Esto se utiliza cuando los precios de las unidades constructivas están referenciados a un año distinto al que se analiza la solicitud tarifaria. Solo se capitalizará los costos que formen parte de la adición como tal y que estén previamente justificados y aprobados por la Intendencia de Energía. Se deberá justificar y separar en los registros que proporción de las adiciones corresponden a reposición de activos que se retirarán y que proporción corresponde a expansión del servicio.

5.3.2 Determinación de los retiros

Los retiros de activos que se registren deben coincidir en monto y justificación con los incluidos en el apartado 3 de la sección VII, fórmula 18.

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.

- Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.
- Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.

Los retiros se deben presentar para cada grupo de activos, en el período que se retiró o se prevé retirar, indicando los valores del activo al costo, revaluado y sus respectivas depreciaciones (al costo y revaluado), así mismo, indicar si el retiro originó una pérdida o ganancia contable en el retiro del mismo y su ubicación física (identificación del activo anterior al retiro y justificaciones y comprobantes del retiro o desecho correspondiente, para dar trazabilidad de los activos). Con la finalidad de que la Aresep pueda realizar en cualquier momento la supervisión y control necesarios sobre esos activos y en caso de no responder a la realidad el operador será sancionado tanto a nivel del efecto en la base tarifaria como en la multa correspondiente por el incumplimiento dado según lo establecido en la Ley 7593 en su artículo 38.

5.4 Criterios para la clasificación de activos del sistema de generación eléctrica.

Para efectos de uniformidad en el manejo ingenieril y contable, se considerará los criterios establecidos mediante Resolución emitida por la Aresep en relación a la clasificación, categorías y formato de presentación de los activos.

6. ACTUALIZACIÓN DEL CANON DE REGULACIÓN POR VÍA EXTRAORDINARIA (Creg)

La variable Creg se refiere al canon de regulación y calidad vigente para la actividad de generación de energía eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, el cual es aprobado por la Contraloría General de la República.

El canon de regulación deberá ajustarse extraordinariamente cuando esta variable cambie. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa, que a partir del año indicado, una vez aprobado el canon de regulación por parte de la Contraloría, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos de carácter

ordinario. Por tanto, para la presente metodología, el canon se actualizará vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe el monto del mismo y éste sea publicado en el diario oficial La Gaceta, de tal manera que se incluirá en la última fijación ordinaria vigente. Este gasto es el único que se actualiza de los estados de resultado vigentes y con ello se obtiene un nuevo resultado.

7. OTRAS CONSIDERACIONES

Toda la información requerida para aplicar la presente metodología será solicitada a las empresas mediante resolución motivada de la Intendencia de Energía.

- II- Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 12 de mayo del 2015, lo señalado en el oficio 102-CDR-2015, emitido por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III- Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación notificar el oficio 102-CDR-2015, donde constan las respuestas a las oposiciones presentadas en la audiencia pública.
- IV- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la respectiva publicación de esta metodología en el Diario Oficial La Gaceta.
- V- Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a realizar la notificación de la presente resolución a las partes.
- VI- Comunicar el presente acuerdo a la Contraloría General de la República, en cumplimiento de las disposiciones 4.3 y 4.4 del informe DFOE-AE-IF-04-2013.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME

A las dieciséis horas con veinte minutos se retiran del salón de sesiones, los señores(a) Marlon Yong Chacón, Marco Otoyá Chavarría, Mike Osejo Villegas y la señora Samantha Wegmann Quesada.

ARTÍCULO 9. Recurso de apelación y gestión de adición y aclaración interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014. Expediente OT-072-2014.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Roxana Herrera Rodríguez, Andrés Meza Villalobos, Eric Chaves Gómez, Henry Payne Castro, Eduardo Salgado Retana,

funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a exponer el tema objeto de este y siguientes cinco artículos.

La Junta Directiva conoce el oficio 640-DGAJR-2015 del 8 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de adición y aclaración, interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014.

El señor **Oscar Roig Bustamante** y la señora **Roxana Herrera Rodríguez** explican los antecedentes, análisis de la forma, 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, conforme al oficio 640-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 07-35-2015

1. Declarar sin lugar, el recurso de apelación presentado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014.
2. Rechazar la gestión de adición y aclaración presentada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., de la resolución RIE-013-2014.
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 siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 19 de marzo de 2014, mediante la resolución RIE-013-2014, la Intendencia de Energía, (en adelante IE), aprobó disposiciones que obligan a la separación de sistemas de electricidad para todas las empresas distribuidoras del suministro eléctrico, la cual fue publicada en La Gaceta N° 58, del 24 de marzo de 2014. (Folios 2 al 19).
- II. Que el 27 de marzo de 2014, mediante el oficio 2001-169-2014, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., (en adelante CNFL), inconforme con lo resuelto, presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio y gestión de adición y aclaración, contra la resolución RIE-013-2014. (Folios 25 al 31).
- III. Que el 23 de abril de 2015, mediante la resolución RIE-047-2015, la IE entre otras cosas, resolvió: « VIII. *Rechazar por el fondo el recurso de revocatoria interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), contra la resolución RIE-13-2014 [...]»*, y elevó a conocimiento de la Junta Directiva el recurso de apelación en subsidio. (Folios 91 al 115).

- IV. Que el 29 de abril de 2015, la CNFL respondió el emplazamiento conferido. (Folios 44 al 79).
- V. Que el 6 de mayo de 2015, mediante el oficio 0797-IE-2015, la IE rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, sobre el recurso de apelación presentado por la CNFL, contra la resolución RIE-013-2014. (Folios 116 y 117).
- VI. Que el 8 de mayo de 2015, mediante el memorando 313-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR), el recurso de apelación interpuesto por la CNFL, contra la resolución RIE-013-2014 y la respuesta al emplazamiento conferido. (Folio 90).
- VII. Que el 8 de julio de 2015, mediante el oficio 640-DGAJR-2015, la DGAJR rindió el criterio sobre el recurso de apelación y gestión de adición y aclaración, contra la resolución RIE-013-2014, interpuesta por la CNFL.
- VIII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 640-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“(…)

II. ***ANÁLISIS POR LA FORMA DEL RECURSO DE APELACIÓN Y LA GESTIÓN DE ADICIÓN Y ACLARACIÓN.***

a) Naturaleza

El recurso interpuesto contra la resolución RIE-013-2014, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo establecido en los artículos 342 al 352 de la LGAP. Además, la CNFL, interpuso una gestión que denominó «Gestión de adición y aclaración» de la resolución recurrida RIE-013-2014, sobre la Separación de Sistemas de Electricidad.

En cuanto a la gestión citada en el párrafo anterior, es preciso indicar que la misma no se encuentra expresamente regulada por la LGAP, por lo que en virtud de tal vacío normativo, se debe proceder a la integración normativa, en apego a lo establecido en el artículo 229 de la citada Ley.

En este sentido el Código Procesal Civil, normativa supletoria respecto de este instituto, lo regula en su numeral 158, que establece:

[...]

Artículo 158.- Aclaración y adición. Los jueces y los tribunales no podrán variar ni modificar sus sentencias, pero sí aclarar cualquier concepto oscuro o suplir cualquier omisión que contengan sobre punto discutido en el litigio. La

aclaración o adición de la sentencia sólo proceden respecto de la parte dispositiva.

Estas aclaraciones o adiciones podrán hacerse de oficio antes de que se notifique la resolución correspondiente, o a instancia de parte presentada dentro del plazo de tres días. En este último caso, el juez o el tribunal, dentro de las veinticuatro horas siguientes, resolverá lo que proceda.

[...]

En igual forma, existe jurisprudencia constitucional, que permite la aclaración y adición respecto a la parte considerativa, en el tanto, no implique la variación de ningún criterio ni de las conclusiones a las cuales se llegó para resolver el asunto. (Ver en ese sentido, el voto N°485-1994, de las 16 horas del 25 de enero de 1994).

Sobre este mismo particular, se debe señalar que dicha figura ha sido aceptada jurisprudencialmente dentro de los procedimientos administrativos; tal y como puede observarse en diversas resoluciones de la Sala Constitucional, por ejemplo las N° 7269-2004, 9030-2008 y 17737-2011.

Específicamente en la resolución N° 7269-2004, se indicó:

[...] las otras inconformidades que el petente expone con relación al proceder del Gerente de la Aduana Santamaría también son inadmisibles. En efecto, en primer lugar, si él estima que los oficios impugnados son omisos en su fundamentación, tiene abierta la posibilidad de solicitar una adición o aclaración ante el propio recurrido. [...]

En virtud de lo supra transcrito y según lo ha analizado la doctrina y jurisprudencia, es claro que la aclaración de una resolución administrativa procede respecto de su parte considerativa y dispositiva y que su objeto lo constituye aclarar cualquier concepto oscuro o suplir cualquier omisión, para lo cual puede solicitarse a instancia de parte dentro del plazo de 3 días.

En este sentido, nótese entonces que dicha solicitud tiene sus limitaciones, pues no es un medio de impugnación como sí lo son los recursos, en razón de que solamente puede requerirse la subsanación de posibles aspectos oscuros u omisiones referentes a la resolución, tal y como se ha indicado en párrafos precedentes.

Así lo ha definido la jurisprudencia de la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia, al indicar:

[...]

II.- Por otra parte, la adición y la aclaración, prevista en el numeral 158 del Código Procesal Civil, no son mecanismos para impugnar las sentencias, sino simples remedios procesales previstos para subsanar oscuridades u omisiones cometidas, exclusivamente, en la parte dispositiva ("por tanto") de determinada resolución judicial. En el caso que nos ocupa, no media una petición de esa naturaleza, sino un cuestionamiento de fondo, pues lo que se pretende es una

revocatoria y esta no procede por estar correcto lo resuelto. [...] Resolución N° 2013-000883 de las 8:55 horas del 9 de agosto de 2013, dictada por la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia.

Lo anterior, permite concluir que una solicitud de aclaración en sentido técnico, no constituye una revisión de lo resuelto, en virtud de que solamente es posible corregir errores materiales, precisar términos del pronunciamiento, o bien subsanar una omisión, pero no corregir, variar o modificar la resolución, puesto que ello violaría los principios de seguridad, certeza jurídica y de justicia pronta y cumplida. De tal manera, la aclaración no es entonces, un instrumento procesal de revocación o sustitución de una decisión administrativa, sino que es precisamente, un remedio para hacer cumplir lo ordenado, autorizado o permitido (voluntad del órgano o el ente administrativo).

b) Temporalidad

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 24 de marzo de 2014 (folios 11 y 13) y la impugnación fue planteada el 27 de marzo de 2014 (folios 25 al 31).

Conforme al artículo 346 inciso 1 de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 27 de marzo de 2014. Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por Ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo legal establecido.

En relación con la gestión de adición y aclaración, como se indicó en el punto anterior, la aclaración y adición constituye una figura propia del derecho procesal común, que no se encuentra expresamente regulada por el derecho procesal administrativo por la naturaleza especial del acto administrativo, por lo que no existe un plazo específico que contemple el espacio temporal para que un destinatario de un acto administrativo expresado mediante una resolución administrativa, solicite la aclaración y adición de la parte considerativa y dispositiva de aquella.

No obstante lo anterior, se puede recurrir en forma supletoria y excepcional, al citado artículo 158 del Código Procesal Civil, que contiene un plazo de tres días a partir de la notificación de la sentencia para que la parte solicite “aclaración y/o adición” de la misma, en aplicación de lo establecido en el artículo 229 de la LGAP.

En tal sentido y del análisis comparativo entre la fecha de notificación de la resolución RIE-013-2014 y la de interposición de la gestión de adición y aclaración -de manera en conjunta con el recurso de apelación-, con respecto al plazo de tres días hábiles para interponerla, señalado en el artículo 158 del Código Procesal Civil y que venciera el 27 de marzo de 2014, se concluye que la solicitud de aclaración se presentó dentro del plazo legal.

En relación con el emplazamiento, la resolución que resolvió el recurso de revocatoria RIE-047-2015 y emplazó a las partes ante el superior, fue notificada al recurrente el 23 de abril de 2015 (folios 104 y 115) y la respuesta al emplazamiento fue presentada el 29 de abril de 2015 (folios 44 al 79).

En cuanto al plazo de tres días hábiles otorgado para responder el emplazamiento conferido, se tiene que el mismo, vencía el 28 de abril de 2015 y la respuesta fue remitida el 29 de abril de 2015, por lo que la misma resulta inadmisibles por extemporánea y no se procederá al análisis de los argumentos, allí esbozados.

c) Legitimación

La recurrente se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, ya que es parte en el procedimiento dentro del cual recayó la resolución recurrida, al tenor de lo establecido en los artículos 275 y 342 de la LGAP.

d) Representación

El señor Pablo Cob Saborío al momento de la interposición del recurso en análisis, era el Gerente General de la CNFL, con facultades de Apoderado Generalísimo sin Límite de Suma, según consta en la certificación notarial institucional visible a folio 31, por lo cual estaba facultado para actuar en representación de la citada sociedad.

(...)

IV. ANÁLISIS POR EL FONDO

En cuanto a los argumentos de inconformidad de la recurrente, este órgano asesor procede a realizar las siguientes valoraciones:

- 1. La solicitud de separar la contabilidad de los sistemas del negocio de electricidad, no ha llevado un proceso razonable que permita un trato de igualdad y equidad por parte del Ente Regulador, en el tratamiento contable que se exige para todas las empresas distribuidoras que a su vez comercializan.***

Al respecto, la resolución RIE-047-2015 -que resolvió el recurso de revocatoria-, en el Considerando I, Indicó:

[...] La CNFL alega no haber sido notificada en años anteriores sobre la presentación de estudios ordinarios separados en generación y distribución, por lo que solicita que se amplíe el plazo para realizar esa separación a partir del 2015.

Al respecto se le indica a la empresa recurrente que para efectos de llevar a cabo un debido ejercicio de las competencias de la Aresep, definidas en la Ley 7593, se requiere la entrega en tiempo y forma, de los estados financieros consolidados y separados por actividad (generación, transmisión, distribución y comercialización), de tal manera que éstos sean utilizados como insumos de información contable en las fijaciones tarifarias de cada una de esas etapas del suministro eléctrico.

Asimismo, no se desprende que exista la indefensión alegada, por cuanto la Ley 7593 entró en vigencia desde el año 1996, en la cual se estableció entre otras cosas, la separación contable y el principio de servicio al costo. Por lo que no se debe perder de vista, que las empresas reguladas, a la fecha debieran contar con dicha separación.

Ahora bien, en la actualidad, por las disposiciones definidas por la IE, la CNFL en su última solicitud tarifaria, -tramitada bajo los expediente (sic) ET-151-2014 y ET-152-2014-, presentó los estudios tarifarios por separado de cada una de las etapas del suministro eléctrico, por lo que se desprende que ya se está cumpliendo con esta disposición. [...] (Folios 94 y 95).

Se desprende de todo lo anterior, que la obligación de mantener una contabilidad separada para cada etapa en el caso del servicio público de suministro de energía eléctrica, se encuentra establecida desde la entrada en vigencia de la Ley 7593 en sus artículos 5, 6, 14, 20 y 24 y artículo 16 del Reglamento a la Ley 7593 (Decreto 29732 publicado en el Alcance 63-A a La Gaceta N.º 165 del 29 de agosto del 2001). Por tanto, no es de recibo el argumento de la recurrente de que no se ha llevado un proceso razonable en la solicitud de la información contable, establecido mediante la resolución RIE-013-2014.

Así las cosas, concurda este órgano asesor con el criterio de la IE, que las empresas reguladas, deben contar con una contabilidad separada por servicio regulado, de manera que, se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio público, donde se permita obtener una retribución competitiva y se garantice a su vez el adecuado desarrollo de la actividad. Lo anterior, de conformidad con el principio de servicio al costo, artículo 3 de la Ley 7593.

En virtud de lo anterior, no lleva razón la recurrente en su argumento.

- 2. La resolución recurrida RIE-013-2014, es omisa en cuanto al establecimiento de un plazo razonable para lograr la transición, que permita a la CNFL cumplir con el requerimiento de presentar los estudios ordinarios, debidamente separados en generación y distribución, dejando a la CNFL en un estado de indefensión por falta del debido proceso. Además manifestó, que la resolución recurrida no indica cual es la fecha de vigencia, en la que empezará a exigirse ese nuevo esquema.**

La resolución RIE-047-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria- en el Considerando I, indicó:

[...] Ahora bien, en la actualidad, por las disposiciones definidas por la IE, la CNFL en su última solicitud tarifaria, -tramitada bajo los expediente (sic) ET-151-2014 y ET-152-2014-, presentó los estudios tarifarios por separado de cada una de las etapas del suministro eléctrico, por lo que se desprende que ya se está cumpliendo con esta disposición. [...]. (Folio 95).

Note la recurrente, que la IE consideró que la CNFL ya está cumpliendo con la disposición de presentar los estudios tarifarios por separado según la etapa de suministro eléctrico. En

cuanto a la fecha de entrada en vigencia de la resolución recurrida, la resolución RIE-047-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria-, entre otras cosas, dispuso:

[...] V. Aclarar la vigencia de la resolución RIE-13-2014, en los siguientes términos:

Para la CNFL, la resolución recurrida (RIE-13-2014) entró a regir a partir del 24 de marzo del 2014, momento en el que se notificó a dicha compañía. [...]. (Folio 99).

Así las cosas, concuerda este órgano asesor en que la resolución RIE-013-2014, comenzó a regir al momento en que se realizó la respectiva notificación. Lo anterior, con fundamento en el artículo 146 siguientes y concordantes de la LGAP.

En cuanto al estado de indefensión por falta del debido proceso, alegado por la recurrente, respecto a que la resolución recurrida RIE-013-2014, es omisa en cuanto al establecimiento de un plazo razonable para lograr la transición, que permita a la CNFL cumplir con el requerimiento de presentar los estudios ordinarios, debidamente separados en las etapas de generación y distribución, este órgano asesor denota, que efectivamente la resolución recurrida no estableció un plazo para lograr la citada transición. Al respecto, tome nota la recurrente que es a partir de la entrada en vigencia de la Ley 7593 -año 1996- y su Reglamento -año 2001-, en la cual se establecieron entre otras cosas, el principio de servicio al costo -artículo 3 inciso b.- y la separación contable -artículo 16 del Reglamento-.

Además, la CNFL ha ejercido los remedios procesales que el ordenamiento jurídico pone a su disposición, en ejercicio de su derecho de defensa, por lo que no denota este órgano asesor violación al debido proceso alegado.

En consecuencia, este órgano asesor considera que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

En cuanto a los argumentos de la gestión de adición y aclaración, se precede a realizar las siguientes valoraciones:

a) *Se adicione como aplicar esta nueva disposición en relación a los comparativos con periodos anteriores, como lo ha dispuesto la Aresep en otras resoluciones.*

En vista de que el recurrente, no precisó en cuales otras resoluciones se han dispuesto este tipo de forma de presentación de información, este órgano asesor no tiene elementos para ponderar lo solicitado.

b) *En cuanto a la solicitud de aclaración y adición y lo argumentado en el recurso de apelación, en relación al punto IV de la resolución RIE-013-2014, en la que se indica que la información contable deberá presentarse en formato digital trazable y editable, por cuanto el término editable conlleva un riesgo para la integridad de la información de los estados financieros de la empresa.*

Al respecto, la resolución RIE-047-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria-, en el Considerando I, indicó:

[...] Aclaración al Por Tanto IV:

En cuanto a la aclaración solicitada por el ICE y la CNFL sobre los formatos de presentación de la información, se indica que toda la información contable que se requiera para el proceso tarifario o en la etapa de seguimiento debe de ser entregada de manera impresas y digital mediante los formatos Excel editables y PDF. Lo anterior no crea el riesgo de integridad de la información tal y como lo manifiesta la recurrente, toda vez que la misma se coteja contra la información impresa que debe coincidir en cuanto a números con la información digital entregada.

En razón de lo anterior, deberán las empresas reguladas, presentar dicha información, en los términos solicitados en la resolución recurrida. [...]. (Folio 97).

Bajo esta línea de análisis, la resolución de cita, entre otras cosas, resolvió:

[...] IV. Aclarar el “Por Tanto IV” de la resolución RIE-13-2014, en los siguientes términos:

Sobre los formatos de presentación de la información, se indica que toda la información contable que se requiera para el proceso tarifario o en la etapa de seguimiento debe de ser entregada de manera impresas y digital mediante los formatos Excel editables y PDF. [...]. (Folio 99).

Así las cosas, mediante la resolución RIE-047-2014, se atendió lo manifestado en este apartado, en esa consulta realizada por la recurrente sobre los formatos impresos y digitales, en que debe presentarse la información contable, solicitada mediante la resolución RIE-013-2014.

En ese sentido, este órgano asesor no se pronunciará al respecto.

V. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de adición y aclaración, interpuestos por la CNFL contra la resolución RIE-013-2014 resultan admisibles, puesto que fueron presentados en tiempo y forma.*
- 2. Desde el punto de vista formal, la respuesta al emplazamiento conferido mediante la resolución RIE-047-2015, que resolvió el recurso revocatoria y emplazó a las partes ante el superior, presentada por la CNFL, resulta inadmisibile por extemporánea.*

3. *La obligación de mantener una contabilidad separada para cada etapa en el caso del servicio público de suministro de energía eléctrica, se encuentra establecida desde la entrada en vigencia de la Ley 7593 y su Reglamento.*
4. *La resolución RIE-013-2014, comenzó a regir al momento en que se realizó la respectiva notificación. Lo anterior, con fundamento en el artículo 146 siguientes y concordantes de la LGAP.*
5. *La resolución recurrida no estableció un plazo para lograr la transición que permita a la CNFL cumplir con el requerimiento de presentar los estudios ordinarios, debidamente separados en las etapas de generación y distribución.*
6. *Con la entrada en vigencia de la Ley 7593 -año 1996- y su Reglamento -año 2001- se establecieron entre otras cosas, el principio de servicio al costo -artículo 3 inciso b.- y la separación contable -artículo 16 del Reglamento-.*
7. *La CNFL ha ejercido los remedios procesales que el ordenamiento jurídico pone a su disposición, en ejercicio de su derecho de defensa, por lo que no denota este órgano asesor violación al debido proceso alegado.*
8. *La recurrente no precisó en cuáles otras resoluciones se ha dispuesto la presentación comparativa de la información, por lo tanto este órgano asesor no tiene elementos para ponderar lo solicitado.*
9. *La información contable solicitada por la IE mediante la resolución RIE-013-2014 - recurrida- deberá ser entregada mediante los formatos Excel editables y PDF, según lo resuelto en el Por Tanto IV de la resolución que resolvió el recurso de revocatoria -RIE-047-2014-.*

(...)"

- 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, presentado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014, **2.-** Rechazar la gestión de adición y aclaración presentada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., de la resolución RIE-013-2014, **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 35-2015, celebrada el 27 de julio de 2015, cuya acta fue ratificada el 6 de agosto de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 640-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, presentado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., contra la resolución RIE-013-2014.
- II. Rechazar la gestión de adición y aclaración presentada por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., de la resolución RIE-013-2014.
- 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 partir de este momento se retira del salón de sesiones, el señor Oscar Roig Bustamante.

ARTÍCULO 10. Recurso de apelación interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014. ET-095-2014.

La Junta Directiva conoce el oficio 645-DGAJR-2015 del 9 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de apelación, interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014 del 10 de octubre de 2014.

El señor **Eduardo Salgado Retana** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, así como las conclusiones y recomendaciones del caso.

El señor **Enrique Muñoz Aguilar** se refiere el procedimiento que se lleva a cabo para realizar la audiencia pública para la fijación tarifaria a nivel nacional para el transporte remunerado de personas, modalidad autobús, y enfatiza sobre lo correspondiente al caso en análisis, donde la empresa Transportes del Atlántico Caribeño S.A. (TRACASA), solicita la incorporación y revisión de la tarifa como nueva operadora de las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743, información que, al momento de la realización de la audiencia pública, la ARESEP no había sido notificada del cambio efectuado por el Consejo de Transporte Público (CTP).

La Intendencia de Transporte ha actuado conforme al modelo vigente, en señalar que la fijación tarifaria se aplicará para todas las rutas que tengan título habilitante vigente para prestar el servicio y según lo indicado, en el listado remitido por el CTP a la Aresep, las rutas en marras se encontraban con título habilitante a nombre de la empresa TRACOLI S.A., por lo que, si esta no se encontraba al día con las obligaciones, no cumplía con los requisitos necesarios para poder acceder al ajuste tarifario extraordinario.

La señora **Carol Solano Durán** explica que, precisamente, en la agenda de esta sesión, se conocerá un recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, en su condición de Consejero del Usuario de la ARESEP, contra una resolución de la Intendencia de

Transporte, respecto a otra fijación tarifaria, en la cual se dio un cambio de concesionarios a permisionarios, lo cual se presentó justo el día que debía fijarse la tarifa.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** manifiesta que el transporte público es un asunto demasiado dinámico y se debe garantizar la continuidad del servicio, así como definir condiciones de igualdad para todos. En ese sentido, es importante determinar que si existe una gestión en la cual el recurrente lleva la razón, se debería resolver de una vez y no engrosar los archivos con este tipo de gestiones. Sugiere que, al momento en que el recurso de revocatoria ingrese a la Intendencia de Transporte, sea tramitado y resuelto, analizando la razón en caso de que sea rechazado. Es importante conversar los temas y mejorar los trámites, sin otro interés que el de mejorar la función de la Institución.

Desde su punto de vista, la Intendencia de Transporte debió haber previsto la situación y no llegar hasta la presentación de un recurso de apelación; por lo que, llama la atención en ese sentido; de que se debe procurar, en la medida de lo posible, que si llega una notificación, incluirla en los expedientes de oficio.

La señora **Carol Solano Durán** aclara aspectos sobre el análisis de la Intendencia de Transporte en el recurso de revocatoria, ya que, al revisar el expediente de la empresa TRACOLI S.A., no estaba al día con sus obligaciones y no se le había informado a la ARESEP si esas rutas cambiaron de operador de servicio, por lo que no se puede tomar en cuenta dicha información, razón por la cual, se determina que no lleva razón el recurrente respecto a sus argumentos y, por tanto, se rechaza el recurso de revocatoria.

Además, indica que lo que se dio fue una omisión de considerar a la empresa TRACASA con las citadas rutas en esa fijación extraordinaria nacional. Agrega que, sí recomienda se considere para las fijaciones tarifarias posteriores; por lo que se debe corregir lo pertinente para evitar situaciones en sede contenciosa.

La señora **Sonia Muñoz Tuk** comenta que estos casos son mínimos, por lo que sería conveniente que al momento de resolverlos, alguno de los técnicos revise si existe alguna notificación e incorporarla de oficio y evitar este tipo de situaciones. Asimismo, plantea que este tema se incluya en agenda de una próxima sesión, con un criterio de la Auditoría Interna de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, conforme al oficio 645-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad, con carácter de firme:

ACUERDO 08-35-2015

1. Declarar parcialmente con lugar, el recurso de apelación interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014 únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743.
2. Revocar parcialmente las resoluciones 121-RIT-2014 y por su conexidad, la 039-RIT-2015, únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario, de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743. En lo demás, se mantienen incólumes las resoluciones indicadas.

3. Retrotraer el procedimiento tarifario al momento procesal oportuno, para que se incluya en el análisis tarifario que dio origen a la resolución 121-RIT-2014, lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743. En caso de proceder el ajuste tarifario en dichas rutas, deberá considerarse para efectos de las fijaciones extraordinarias posteriores que lleguen a realizarse, en concordancia con lo establecido en la resolución RJD-120-2012, -Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús-.
4. Agotar la vía administrativa.
5. Notificar a las partes, la presente resolución.
6. Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.
7. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 5 de noviembre de 2012, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, (en adelante Aresep) mediante la resolución RJD-120-2012, publicada en el Alcance Digital N° 174 a La Gaceta N° 214 del 6 de noviembre de 2012, aprobó el “*Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*”. (OT-109-2012).
- II. Que el 14 de noviembre de 2012, la Junta Directiva de la ARESEP, mediante la resolución RJD-141-2012, publicada en La Gaceta N° 227, del 23 de noviembre de 2012, corrigió errores materiales contenidas en la resolución RJD-120-2012 del 5 de noviembre de 2012. (OT-109-2012).
- III. Que el 30 de junio de 2014, el Intendente de Transporte, mediante el memorando 559-IT-2014, ordenó el inicio del procedimiento para la aplicación del modelo de fijación extraordinario de tarifas de autobús, correspondiente al segundo semestre de 2014. (Folio 2).
- IV. Que el 16 de julio de 2014, la Dirección Administrativa Financiera de la Aresep, mediante el oficio 1166-DAF-2014, remitió el listado de los concesionarios y permisionarios del servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús, que se encuentran morosos con el pago del canon de regulación al segundo trimestre de 2014 con corte al 15 de julio de 2014. (Folios 476 y 477).
- V. Que el 31 de julio de 2014, la Intendencia de Transporte (en adelante IT), mediante el oficio 688-IT-2014 remitió a la Dirección General de Atención al Usuario (en adelante DGAU), la solicitud de convocatoria a audiencia pública para la fijación tarifaria a nivel nacional para el transporte remunerado de personas, modalidad autobús, correspondiente al segundo semestre de 2014. (Folios 484 al 485).
- VI. Que el 20 de agosto de 2014, se publicó la convocatoria a audiencia pública en los diarios: La Nación y Diario Extra y en el Alcance Digital N° 42 a La Gaceta N° 156, del 14 de agosto de 2014. (Folios 724 al 725 y 1518 al 1519 respectivamente).

- VII.** Que el 12 de setiembre de 2014, la Secretaría de Actas del Consejo de Transporte Público (en adelante CTP), mediante correo electrónico, notificó entre otros, al Intendente de Transporte, el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria N° 50-2014, en el cual, entre otras cosas dispuso: « 3. *Autorizar a la Empresa TRACASA S.A (...) para operar en condición de permisionario provisional las rutas 720, 705, 708, 721, 741 y 743, por el plazo que se mantenga la medida cautelar administrativa adoptada en dichas rutas, para garantizar la calidad y continuidad del servicio al usuario. (...)*» // « 6. *Instruir a la Dirección Ejecutiva a efectos que comunique a la empresa TRACASA S.A. que en razón del permiso provisional autorizado en las rutas 720, 705, 708, 721, 741 y 743, deberá iniciar el servicio a partir de las 00:01 horas del 16 de setiembre del 2014.*». (Folio 3425 al 3429).
- VIII.** Que el 19 de setiembre de 2014, la DGAU, mediante el oficio 2815-DGAU-2014, emitió el acta de la audiencia pública, celebrada el 11 de setiembre de 2014, por medio de video-conferencia en el Auditorio de la Aresep en Guachipelín de Escazú, en las sedes de los Tribunales de Justicia de: Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas; y en forma presencial en el Salón Parroquial de Bribri de Limón. (Folios 3335 al 3346).
- IX.** Que el 24 de setiembre de 2014, la DGAU mediante el oficio 2878-DGAU-2014, emitió el “Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”. (Folios 3588 a 3590).
- X.** Que el 30 de setiembre de 2014, Transportes del Atlántico Caribeño S.A., (en adelante Tracasa), remitió al Intendente de Transporte un documento denominado: «SOLICITUD DE INCORPORACIÓN Y REVISIÓN DE LA EMPRESA TRACASA NUEVA OPERADORA DE LAS RUTAS 705-708-721-741-743 Y 720 ET-95-2014». (Folios 3419 al 3434).
- XI.** Que el 10 de octubre de 2014, la IT, mediante la resolución 121-RIT-2014, publicada en el Alcance Digital N° 55 a La Gaceta N° 199 del 16 de octubre de 2014, resolvió el «Ajuste Extraordinario de oficio para las rutas de Transporte Público del Servicio de Transporte Remunerado de Personas Modalidad Autobús a Nivel Nacional. (Folios 4761 a 4845).
- XII.** Que el 17 de octubre de 2014, Tracasa, inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de revocatoria con apelación en subsidio, contra la resolución 121-RIT-2014. (Folios 4594 al 4601).
- XIII.** Que el 7 de mayo de 2015, la IT mediante la resolución 034-RIT-2015, publicada en el Alcance Digital N° 34 a La Gaceta N° 92 del 14 de mayo de 2015, en aplicación del modelo extraordinario citado, entre otras cosas, fijó tarifas para las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743 que opera Tracasa, vigente al primer semestre de 2015. (Expediente ET-005-2015, folios 2664 al 2731).
- XIV.** Que el 22 de mayo de 2015, la IT, mediante la resolución 039-RIT-2015, entre otras cosas, rechazó por el fondo el recurso de revocatoria planteado por Tracasa contra la resolución 121-RIT-2014. (Folios 5941 al 5950).
- XV.** Que el 25 de mayo de 2015, mediante el oficio 727-IT-2015, la IT, rindió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, respecto al recurso interpuesto por Tracasa contra la resolución 121-RIT-2014. (Folios 5951 y 5952).

- XVI.** Que el 26 de mayo de 2015, mediante el memorando 357-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para su análisis, el recurso de apelación interpuesto por Tracasa, contra la resolución 121-RIT-2014. (Folio 5962).
- XVII.** Que el 27 de mayo de 2015, Tracasa, respondió el emplazamiento y expresó agravios para el órgano superior y solicitó aclaración a la resolución 039-RIT-2015. (Folios 5953 al 5961).
- XVIII.** Que el 9 de julio de 2015, mediante el oficio 645-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió el criterio sobre el recurso de apelación interpuesto contra la resolución 121-RIT-2014, interpuesto por Tracasa.
- XIX.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 645-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 contra la resolución 121-RIT-2014, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo dispuesto en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

2. Temporalidad

La resolución impugnada fue publicada en el Alcance Digital N° 55 a La Gaceta N° 199 del 16 de octubre de 2014 y fue recurrida por Tracasa el 17 de octubre de 2014 (folio 4594).

Conforme al artículo 346 inciso 1 de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la publicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 21 de octubre de 2014. Del análisis comparativo entre la fecha de publicación del acto y la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por Ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo.

3. Legitimación

La recurrente se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, ya que es parte en el procedimiento dentro del cual recayó la resolución recurrida, al tenor de lo establecido en el artículo 30 de la Ley 7593, en concordancia con el artículo 275 de la LGAP.

4. Representación

El señor Carlos Enrique López Solano, actúa en su condición de presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma, de Tracasa -según consta en la certificación de personería jurídica visible a folio 5078- motivo por el cual está facultado para actuar en la forma en que lo ha hecho.

"[...]"

IV. ANÁLISIS DE FONDO

Sobre la exclusión de las rutas 705-708-721-741 y 743 de la fijación nacional establecida mediante la resolución 121-RIT-2014.

Señala la recurrente que: « (...) mi representada es la nueva operadora de las rutas antes mencionadas esto según el acuerdo del CTP 4.1 de la sesión ordinaria 50-2014 del 11 de setiembre de 2014. (...) mi representada TRACASA se encuentra al día con el cumplimiento de las obligaciones solicitadas en la publicación del 14 de agosto del 2014// (...) el día 16 de octubre del 2014 que fue publicada la resolución aquí recurrida (...) en la misma no fue publicado parcialmente el aumento tarifario para las rutas representada por TRACASA en concreto para las rutas 705-708-721-741-743 (...). No es de considerar el punto 3. De la [sic] conclusiones de la resolución 039-RIT-2015 en la cual el intendente indica que mi representada no cuenta con el título habilitante vigente, aludiendo que es la empresa Tracoli quien lo ostenta, pero de hecho no es así en folios 3419 en la cual se hace de su conocimiento que la empresa tiene el título habilitante vigente otorgado a la empresa TRACASA desde el 11 de setiembre del 2014 por lo cual la intendencia tuvo mas de n mes [sic] de conocimiento desde el día de la otorgación [sic] del permiso de operación al 10 de octubre día que se toma la resolución de las fijaciones tarifarias para el expediente ET-95-2014». (Folios 5953 y 5954).

Con respecto a este punto, la IT señaló en su resolución 039-RIT-2015 –resolución que resolvió el recurso de revocatoria- que:

“[...]"

(...) Por lo anterior, esta Intendencia primeramente revisa la información referente al nombre del operador de las rutas para corroborar si la recurrente lleva razón en su argumento, ello de previo a analizar el cumplimiento de las obligaciones legales.

Acerca de las rutas mencionadas, sean estas la 705, 708, 721, 741 y 743 se encuentran en el listado del Consejo de Transporte Público, el cual a folio 664 indica lo siguiente:

“(…)"

**DEPARTAMENTO ADMINISTRACIÓN DE CONCESIONES Y PERMISOS
OPERADORES SERVICIO PÚBLICO, MODALIDAD RUTA REGULAR
PROVINCIA LIMON**

	RUTA	DESCRIPCIÓN	OPERADOR	ACUERDO	SESIÓN	FECHA
2	705	LIMON-HOSPITAL-COLEGIO-LOS LIRIOS-CEIBO Y VICEVERSA	TRANSPORTES LA COLINA, S.A. (TRACOLI, S.A.)	4	34-2000	10/10/2000
5	708	LIMON-SANTA ROSA-VALLE LA AURORA Y VICEVERSA	TRANSPORTES LA COLINA, S.A. (TRACOLI, S.A.)	6,1	26-2006	20/04/2006
9	721	LIMON-PUEBLO NUEVO-CIELA AMARILLO-LAS BRISAS Y VICEVERSA	TRANSPORTES LA COLINA, S.A. (TRACOLI, S.A.)	4	34-2000	10/10/2000
1 6	741	LIMON-COLINA-ENVACO-UNIVERSIDAD-SANTA ROSA Y VICEVERSA	TRANSPORTES LA COLINA, S.A. (TRACOLI, S.A.)	4	34-2000	10/10/2000
1 7	743	LIMON-Bº LIMONCITO Y VICEVERSA	TRANSPORTES LA COLINA, S.A. (TRACOLI, S.A.)	4	34-2000	10/10/2000

Se observa del análisis del listado anterior, que las rutas efectivamente cuentan con el título habilitante vigente necesario para el otorgamiento, no obstante quien lo ostenta en ese momento es la empresa Transportes La Colina S.A. (en adelante Tracoli S.A.), por lo que en el momento del ajuste tarifario para esas rutas, lo indispensable no es si la empresa recurrente se encuentra al día o no en sus obligaciones legales sino que debe ser revisado el cumplimiento de las obligaciones de la empresa que cuenta con el título habilitante para esas rutas, es decir de Tracoli S.A. y de dicho cumplimiento depende el otorgamiento del ajuste en las mismas.

Así las cosas, de la revisión realizada en ese momento sobre el cumplimiento de las obligaciones legales, se tiene que la empresa no cumple con el pago del canon de regulación, así como con el pago de sus obligaciones legales ante la Caja Costarricense del Seguro Social, el Fodesaf, la ley 9024 ni con la administración tributaria, situación que resulta en el no otorgamiento del ajuste.

(...)

V. CONCLUSIONES

Se concluye, con base en lo arriba expuesto, lo siguiente:

(...)

3. La Intendencia de Transporte no otorga el ajuste tarifario a las rutas 705, 708, 721, 741 y 743 en virtud de que la empresa que ostenta el título habilitante, sea esta la empresa Tracoli S.A., se encuentra morosa con sus obligaciones legales. Además a la Autoridad Reguladora no le ha sido comunicado si efectivamente estas rutas cambiaron o no de operador del

servicio, por lo que no puede ser tomado en cuenta un cambio que no le consta a la Administración. Por lo anterior, se determina que no lleva razón la recurrente respecto a sus argumentos, por lo que se recomienda rechazar el recurso de revocatoria por el fondo. Folios 5945 y 5946.

(...)”

De acuerdo al modelo utilizado, sea el establecido en la resolución RJD-120-2012 del 5 de noviembre de 2012, con respecto al alcance de éste modelo, en lo que interesa, señala que:

“(...

1.2. Alcance

El alcance del modelo está delimitado por los siguientes criterios:

(...

b. Se aplica de oficio a todas las rutas que operen en el territorio nacional, con título habilitante vigente para prestar el servicio.

(...)”

En el caso que nos ocupa, la IT ha actuado conforme al modelo vigente, en señalar que la fijación tarifaria se aplicará para todas las rutas que tengan título habilitante vigente para prestar el servicio, y según lo indicado en el listado remitido por el CTP a la Aresep, las rutas de marras se encontraban con título habilitante a nombre de la empresa Transportes La Colina S.A. (en adelante Tracoli S.A.), por lo que, si ésta no se encontraba al día con sus obligaciones, no cumplía con los requisitos necesarios para poder acceder al ajuste extraordinario nacional, estipulado en la resolución 121-RIT-2014.

No obstante, del estudio de los autos, se desprende que efectivamente, en el folio 3419 se encontraba ya incorporado un documento aportado por la propia recurrente, titulado « ASUNTO: SOLICITUD DE INCORPORACION Y REVISION DE LA EMPRESA TRACASA NUEVA OPERADORA DE LAS RUTAS 705-708-721-741-743 Y 720 ET-95-2014», el cual tiene fecha de recibido por la Autoridad Reguladora del 30 de setiembre de 2014, en donde, específicamente al folio 3425, se encuentra el acuerdo 4.1 de la Junta Directiva del CTP, de la sesión ordinaria No. 50-2014 celebrada el 11 de setiembre de 2014, el cual, en sus Por Tantos 3, 6 y 7 dispone respectivamente:

“(...

*3. Autorizar a la Empresa **TRACASA S.A.** según las ofertas presentadas por los concesionarios cercanos para brindar el servicio, amparado en lo que determina el Artículo 8º, del Decreto N° 34992-MOPT denominado “ Reglamento para el Otorgamiento de Permisos de Operación en el servicio regular de transporte automotores colectivos”, para operar en condición de permisionario provisional las rutas 720, 705, 708, 721, 741 y 743, por el plazo*

que se mantenga la medida cautelar administrativa adoptada en dichas rutas, para garantizar la calidad y continuidad del servicio al usuario. (...)

(...)

*6. Instruir a la Dirección Ejecutiva a efectos que comunique a la empresa **TRACASA S.A.** que en razón del permiso provisional autorizado en las rutas 720, 705, 708, 721, 741 y 743, deberá iniciar el servicio a partir de las 00:01 horas del 16 de setiembre de 2014.*

7. Notificar a: (...) Sr. Enrique Muñoz, Intendente Transportes Aresep, email: munozae@aresep.go.cr (...)

(...)”

Aunado a esto, en el folio 3429, se aprecia el comprobante del correo electrónico enviado por el señor Ignacio Brenes Vargas, funcionario del CTP (folio 3424) de fecha 12 de setiembre de 2014 mediante el cual, se remitió al Intendente de Transporte, el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014, supra transcrito.

Por lo anterior, considera este órgano asesor, que ya constaba en el expediente -desde el 30 de setiembre de 2014-, es decir, con anterioridad a la emisión del acto recurrido -121-RIT-2014-, la certificación notarial del acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, mediante el cual se le había autorizado a la recurrente, para operar provisionalmente las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743, y tomando en cuenta que la emisión de la resolución 121-RIT-2014 es de fecha posterior (10 de octubre de 2014) al acuerdo del CTP citado, se debió considerar lo ahí indicado para efectos del ajuste tarifario realizado a nivel nacional.

Así las cosas, considera este órgano asesor que lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

En cuanto a que la tarifa es un derecho fundamental, que le permite mantener el equilibrio financiero y le asegure la continuidad del servicio.

Al respecto, existe un error en la interpretación de la recurrente al señalar que la tarifa es un derecho fundamental, ya que amplia jurisprudencia ha establecido que no es un derecho subjetivo del operador, ni mucho menos, un derecho fundamental, debido a que la fijación de una tarifa, está sujeta a las reglas y procedimientos que deben de ser observados y seguidos, en cumplimiento del principio de legalidad.

Sobre la naturaleza jurídica de las tarifas, debemos expresar que la Sala Constitucional la ha definido en su abundante jurisprudencia sobre el tema, fijando los principios, lineamientos y alcances de esta figura.

En ese sentido, la Sala ha indicado que la fijación de las tarifas es una facultad del Estado, al tratarse de la prestación de un servicio público, cuya fijación no puede ser alegada como derecho adquirido de la empresa operadora. Para mayor abundamiento, la sentencia 5153-98 de las 10:39 horas del 17 de julio de 1998, indicó:

“(...) Asimismo, debe indicarse que en este caso no se está frente a la existencia de derechos adquiridos o situaciones jurídicas consolidadas, porque se trata de la prestación de un servicio público por parte de una concesionaria que debe ajustarse a una serie de regulaciones en cuenta el establecimiento de una tarifa, que no dependen del mercado, sino de la fijación que realiza la autoridad administrativa...” (Criterio reiterado por la Sala en los Votos N° 4070-98 de las diez horas con treinta y tres minutos del dos de octubre de mil novecientos noventa y ocho y N° 02514-99 de las dieciocho horas con treinta y tres minutos del siete de abril de mil novecientos noventa y nueve, el subrayado es nuestro).

En igual sentido, se pronunció la Sala Constitucional en el voto 2696-99, en el cual indicó:

“No podemos hablar en esta materia de un derecho adquirido de la contratante a un determinado precio, el que puede ser variado por la autoridad reguladora competente, potenciando una amplia participación de la interesada, que como ya se indicó, tiene a su alcance la posibilidad de intervenir en el proceso de fijación y de presentar los recursos ordinarios previstos por el ordenamiento jurídico para combatir el acto final.” El resaltado es propio.

Pueden consultarse a mayor abundamiento, los siguientes votos de la Sala Constitucional: 3680-99, 2699-99, 1999-09185, 9589-99.

De ello se deriva con meridiana claridad, que el precio o tarifa como contraprestación por el servicio público, no constituye un derecho adquirido o situación jurídica consolidada que el prestador esté en posibilidad de exigir frente a la Administración concedente o reguladora.

Por lo anterior, considera este órgano asesor que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

El principio del servicio al costo y la realización del interés público deben estar por encima de cualquier metodología.

La recurrente arguye que, la realización del principio del servicio al costo y del interés público debe estar por encima de cualquier metodología, de conformidad con lo establecido por la Procuraduría General de la República, en el dictamen C-003-2002 del 7 de enero de 2002.

En lo que respecta al carácter vinculante del dictamen antes citado, coincide este órgano asesor con lo señalado por la Procuraduría General de la República. Efectivamente, el principio del servicio al costo y la realización del interés público deben de ser considerados en toda metodología que el ente regulador emita y aplique.

En cuanto a la afirmación que alude la recurrente sobre «el principio del servicio al costo y la realización del interés público deben de estar por encima de cualquier metodología», la recurrente no aportó prueba idónea que pueda ser susceptible de análisis, en cuanto a que el modelo extraordinario establecido en la resolución RJD-120-2012 y su aplicación mediante la resolución 121-RIT-2014 no cumplan con este principio y que atenten contra el interés público, razón por la cual este órgano asesor carece de la información necesaria para realizar algún tipo de valoración con respecto a dicha afirmación.

Por lo anterior, considera este órgano asesor, que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

VI. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se puede concluir que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación presentado por Tracasa contra la resolución 121-RIT-2014, resulta admisible, puesto que fue presentado en tiempo y forma.*
- 2. Constaba en el expediente -desde el 30 de setiembre de 2014-, es decir, con anterioridad a la emisión de la resolución recurrida -10 de octubre de 2014-, la certificación notarial del acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, mediante el cual se le había autorizado a la recurrente, operar provisionalmente las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743, por lo que se debió considerar lo ahí indicado para efectos del ajuste tarifario realizado.*
- 3. El precio o tarifa como contraprestación por el servicio público, no constituye un derecho adquirido o situación jurídica consolidada que el prestador esté en posibilidad de exigir frente a la Administración concedente o reguladora.*
- 4. Sobre que «el principio del servicio al costo y la realización del interés público deben de estar por encima de cualquier metodología», la recurrente no aportó prueba idónea que pueda ser susceptible de análisis, en cuanto a que el modelo extraordinario establecido en la resolución RJD-120-2012 y su aplicación mediante la resolución 121-RIT-2014, no cumplan con este principio y que atenten contra el interés público.*

[...] ”

- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Declarar parcialmente con lugar, el recurso de apelación interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014 únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743, **2.-** Revocar parcialmente las resoluciones 121-RIT-2014 y por su conexidad, la 039-RIT-2015, únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario, de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720,

721, 741 y 743. En lo demás, se mantienen incólumes las resoluciones indicadas, **3.-** Retrotraer el procedimiento tarifario al momento procesal oportuno, para que se incluya en el análisis tarifario que dio origen a la resolución 121-RIT-2014, lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743. En caso de proceder el ajuste tarifario en dichas rutas, deberá considerarse para efectos de las fijaciones extraordinarias posteriores que lleguen a realizarse, en concordancia con lo establecido en la resolución RJD-120-2012, *-Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús-*, **4.-** Agotar la vía administrativa, **5.-** Notificar a las partes, la presente resolución, **6.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

- III.** Que en la sesión 35-2015, del 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 645-DGAJR-2015, de cita, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

- I.** Declarar parcialmente con lugar, el recurso de apelación interpuesto por Transportes del Atlántico Caribeño S.A., contra la resolución 121-RIT-2014 únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743.
- II.** Revocar parcialmente las resoluciones 121-RIT-2014 y por su conexidad, la 039-RIT-2015, únicamente en cuanto a la exclusión en el análisis tarifario, de lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743. En lo demás, se mantienen incólumes las resoluciones indicadas.
- III.** Retrotraer el procedimiento tarifario al momento procesal oportuno, para que se incluya en el análisis tarifario que dio origen a la resolución 121-RIT-2014, lo resuelto en el acuerdo 4.1 de la sesión ordinaria No. 50-2014 de la Junta Directiva del CTP, con respecto a las rutas 705, 708, 720, 721, 741 y 743. En caso de proceder el ajuste tarifario en dichas rutas, deberá considerarse para efectos de las fijaciones extraordinarias posteriores que lleguen a realizarse, en concordancia con lo establecido en la resolución RJD-120-2012, *-Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús-*.
- IV.** Agotar la vía administrativa.
- V.** Notificar a las partes, la presente resolución.
- VI.** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE

ACUERDO FIRME

A partir de este momento se retira del salón de sesiones, el señor Eduardo Salgado Retna.

ARTÍCULO 11. Recurso de apelación y gestión de nulidad interpuesto por el señor Jorge Sanarrucía Aragón, en su condición de Consejero del Usuario de la ARESEP, contra la resolución 034-RIT-2015. Expediente OT-045-2011.

La Junta Directiva conoce el oficio 667-DGAJR-2015 del 15 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de apelación y gestión de nulidad, interpuesto por el señor Jorge Sanarrucía Aragón, en su condición de Consejero del Usuario de la ARESEP, contra la resolución 034-RIT-2015.

La señora **Roxana Herrera Rodríguez** explica los antecedentes, 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, conforme al oficio 667-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 09-35-2015

1. Declarar sin lugar, el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante, interpuestos por el señor Jorge Sanarrucía Aragón en su condición de Consejero del Usuario, contra la resolución 034-RIT-2015.
2. Agotar la vía administrativa.
3. Notificar a las partes, la presente resolución.
4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.
5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 5 de noviembre de 2012, mediante la resolución RJD-120-2012, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, (en adelante la Junta Directiva de la Aresep) aprobó el «*Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús*», publicada en el Alcance Digital N° 174 a La Gaceta N° 214 del 6 de noviembre de 2012. (OT-109-2012).
- II. Que el 14 de noviembre de 2012, mediante la resolución RJD-141-2012, la Junta Directiva de la Aresep, corrigió una serie de errores materiales contenidas en la resolución RJD-120-2012 del 5 de noviembre de 2012, publicada en La Gaceta N° 227 del 23 de noviembre de 2012. (OT-109-2012).

- III.** Que el 5 de enero de 2015, mediante el memorando 1166-IT-2015, la Intendencia de Transporte (en adelante IT), ordenó el inicio del procedimiento para la aplicación del modelo de fijación extraordinario de tarifas de autobús, correspondiente al primer semestre del 2015. (Folio 6).
- IV.** Que el 7 de enero de 2015, mediante el oficio 1169-IT-2015, la IT solicitó al Consejo de Transporte Público (en adelante CTP) certificación de todas las rutas activas y vigentes autorizadas bajo la figura de la concesión o del permiso. (Folios 2 al 3).
- V.** Que el 28 de enero de 2015, mediante el oficio DE-2015-0249, el CTP remitió la información solicitada por la IT, mediante el oficio 1169-IT-2015. (Folios 546 al 569).
- VI.** Que el 9 de marzo de 2015, se publicó la convocatoria a audiencia pública en el Alcance Digital N°15 a La Gaceta N° 47 (folios 572 y 573) y en los diarios de circulación nacional, La Nación y Diario Extra, respectivamente. (Folios 570 y 571).
- VII.** Que el 20 de marzo de 2015, mediante el oficio 300-IT-2015, la IT previno al CTP presentar certificación de la información requerida de todas las rutas activas y vigentes autorizadas bajo la figura de la concesión o del permiso, en los mismos términos indicados en el oficio 1169-IT-2015, que contengan los títulos habilitantes vigentes a esa fecha y no a setiembre de 2014, como lo indica el oficio DCAP-2015-398. (Folios 1082 al 1086).
- VIII.** Que el 27 de marzo de 2015, mediante el oficio DE-2015-0958, el CTP remitió la información requerida por la IT, mediante el oficio 300-IT-2015. (Folios 577 al 602).
- IX.** Que el 7 de abril de 2015, se realizó la audiencia pública, de conformidad con el Acta N° 037-2015. (Folios 1238 al 1247).
- X.** Que el 9 de abril de 2015, mediante el oficio 1239-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario, emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 1291 al 1292).
- XI.** Que el 30 de abril de 2015, mediante el oficio 430-IT-2015, la IT solicitó al CTP aclaración sobre la vigencia del título habilitante para los permisionarios del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús. (No consta en autos).
- XII.** Que el 30 de abril de 2015, mediante el oficio DE-2015-1276, el CTP remitió la aclaración solicitada, sobre la vigencia del título habilitante para los permisionarios del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús. (Folio 1318).
- XIII.** Que el 7 de mayo de 2015, mediante el oficio DE-2015-1326, el CTP remitió a la IT el acuerdo contenido en el Artículo 8.1 de la Sesión Ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, resuelto por la Junta Directiva del CTP y adjuntó copia del dictamen C-103-2013 de la Procuraduría General de la República. (Folios 1353 al 1379).
- XIV.** Que el 7 de mayo de 2015, mediante la resolución 034-RIT-2015, la IT entre otras cosas, resolvió: «*I. Acoger el informe 505-IT-2015 / 87964 del 7 de mayo de 2015 y fijar las tarifas para las rutas de transporte público, modalidad autobús, según el siguiente detalle: [...]*», publicada en el Alcance Digital N° 34 a La Gaceta N° 92 del 14 de mayo de 2015. (Folios 1599 al 1674).

- XV.** Que el 18 de mayo de 2015, el señor Jorge Sanarrucia Aragón en su condición del Consejero del Usuario de la Aresep, inconforme con lo resuelto, presentó recurso de apelación y gestión de nulidad contra la resolución 034-RIT-2015. (Folios 1681 al 1685).
- XVI.** Que el 21 de mayo de 2015, la Asociación Nacional Cámara de Autobuseros (CANABUS), solicitó a la Junta Directiva que se rechace el recurso de apelación interpuesto por el Consejero del Usuario, contra la resolución 034-RIT-2015. (Folios 2751 al 2752).
- XVII.** Que el 25 de mayo de 2015, mediante la resolución 040-RIT-2015, la IT realizó adición a la resolución 034-RIT-2015 del 7 de mayo de 2015, en la cual resolvió, entre otras cosas: *«I. Acoger el informe técnico del oficio 726-IT-2015/89876 del 25 de mayo de 2015, que sirve de fundamento a la presente resolución y que constituye una ampliación al informe 505-IT-2015/87964 del 7 de mayo de 2015. II. Fijar las tarifas para las rutas de transporte público, modalidad autobús, según el siguiente detalle: [...]»*, publicada en el Alcance Digital N° 39 a La Gaceta N° 104 del 01 de junio de 2015. (Folios 2831 al 2838 y 3090 al 3104).
- XVIII.** Que el 25 de mayo de 2015, mediante el memorando 729-IT-2015, la IT trasladó el recurso de apelación y la gestión de nulidad concomitante, presentado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, contra la resolución 034-RIT-2015, de conformidad con el artículo 349 de la LGAP. (Folio 2776).
- XIX.** Que el 25 de mayo de 2015, mediante el memorando 355-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR), el recurso de apelación y gestión de nulidad concomitante contra la resolución 034-RIT-2015, interpuesto por el señor Jorge Sanarrucia Aragón. Además se traslada solicitud presentada por la Asociación Nacional Cámara de Autobuseros (CANABUS) de que se rechace el recurso de apelación presentado por el Consejero del Usuario. (Folio 2792).
- XX.** Que el 27 de mayo de 2015, mediante el memorando 747-IT-2015, la IT trasladó la solicitud presentada por la Asociación Nacional Cámara de Autobuseros (CANABUS), de que se rechace el recurso de apelación presentado por el Consejero del Usuario contra la resolución 034-RIT-2015. (Folio 2739).
- XXI.** Que el 15 de julio de 2015, mediante el oficio 667-DGAJR-2015, la DGAJR rindió el criterio sobre el recurso de apelación y la gestión de nulidad contra la resolución 034-RIT-2015, interpuesto por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, en su condición de Consejero del Usuario de la Aresep.
- XXII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 667-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA

A) NATURALEZA DEL RECURSO Y DE LA GESTIÓN DE NULIDAD

El recurso interpuesto contra la resolución 034-RIT-2015, es el ordinario de apelación, al cual le resulta aplicable lo dispuesto en los artículos 342 al 352 de la LGAP.

Además, el recurrente interpuso gestión de nulidad, a la cual le resulta aplicable lo establecido en los artículos 158 al 179 de la LGAP.

B) TEMPORALIDAD DEL RECURSO Y DE LA GESTIÓN DE NULIDAD

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 14 de mayo de 2015 (folios 1668 y 1672) y la impugnación fue planteada el 18 de mayo de 2015 (folios 1681 al 1685).

Conforme al artículo 346 inciso 1 de la LGAP, el recurso de apelación debe interponerse en el plazo de tres días hábiles contados a partir de la comunicación del acto administrativo en cuestión, plazo que vencía el 19 de mayo de 2015. Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado por Ley, se concluye que la impugnación fue interpuesta dentro del plazo.

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 18 de mayo de 2015 y considerando que la resolución 034-RIT-2015 le fue notificada al recurrente el 14 de mayo 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 15 de mayo de 2016.

C) LEGITIMACIÓN

El recurrente se encuentra legitimado para actuar dentro del expediente, ya que es parte en el procedimiento en el cual recayó la resolución recurrida, al tenor de lo establecido en los artículos 50 inciso a) del Reglamento a la Ley 7593, Decreto No. 29732-MP, 36 de la Ley 7593, en concordancia con el 275 de la LGAP.

(...)

IV.. ANÁLISIS POR EL FONDO

En cuanto a los argumentos de inconformidad del recurrente, este órgano asesor procede a realizar las siguientes valoraciones:

1. Al día de la audiencia pública, los prestadores no contaban con el refrendo respectivo.

Indicó el recurrente que: « [...] el día 07 de abril de 2015 y según consta en el expediente los prestadores de servicios que contaban con concesión, no estaban refrendados por Aresep, esta condición vino a “regularizarse” posterior a la audiencia pública cuando el CTP del MOPT le otorga permiso, en ese sentido, la Intendencia de Transporte no puede resolver un estudio tarifario con información que desconocen los usuarios ya que no constaban (sic) en el expediente. [...] ». (Folio 1683).

En relación con lo anterior, la resolución recurrida -034-RIT-2015-, en el Considerando II, indicó:

«[...]

Sobre el proceso de renovación de concesiones vencidas el 30 de setiembre de 2014.

[...] la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, mediante artículo 8.1 de la Sesión Ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, resolvió:

“(…)

2-. Establecer, al amparo del inciso b) del artículo 25 de la Ley 3503, como condición *EXCEPCIONAL* y *TRANSITORIA*, la asignación de la condición de *PERMISIONARIO*, a todos los operadores que mediante acto administrativo válido en firme por parte de este Consejo, ostentan un derecho subjetivo de renovación de concesión.

(…)

4-. Que la condición de *PERMISO* temporal y extraordinariamente a los operadores fenecerá en el mismo momento en que cada *OPERADOR* individual obtenga el refrendo de su contrato de concesión.

(…)”

Consecuentemente, todos los operadores cuyos contratos de concesión fenecieron el 30 de setiembre del 2014, se tienen, para todos los efectos, como permisionarios con título habilitante vigente otorgado por el CTP mediante el acuerdo 8.1 de la Sesión Ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, [...]». (Folios 1607 al 1609).

Además, señaló:

«[...]

II. Que en relación con las manifestaciones exteriorizadas por los opositores, resumidas en el Resultando XVI de esta resolución; y con el fin de orientar tanto a los usuarios como a los operadores del servicio, se indica lo siguiente:

[...]

C- Al Consejero del Usuario se le indica:

Todos los operadores cuyos contratos de concesión fenecieron el 30 de setiembre del 2014, se tienen para todos los efectos como permisionarios de título habilitante vigente otorgado por el acuerdo 8.1 de la Sesión Ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, consecuentemente son acreedores al aumento del 1,2% de la presente fijación tarifaria extraordinaria.

[...]». (Folios 1612 y 1613).

Además, tome nota el recurrente, que la resolución RJD-120-2012, mediante la cual se aprobó el «Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús», aplicable en este caso, en su apartado 1.2. Alcance, inciso b., indica:

[...] **1.2. Alcance**

El alcance del modelo está delimitado por los siguientes criterios:

[...]

b. Se aplica de oficio a todas las rutas que operen en el territorio nacional, con título habilitante vigente para prestar el servicio.

[...]

Y en ese orden de ideas, el artículo 9 de la Ley 7593, establece:

[...]

Artículo 9.- Concesión o permiso

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

De todo lo anterior se desprende, que la IT en la resolución recurrida 034-RIT-2015, fijó tarifas a nivel nacional para las rutas de transporte público, modalidad autobús, a todos aquellos prestadores que cumplieron entre otros, con la condición de tener un título habilitante vigente, -que puede consistir en concesión o permiso-, y que en el caso de los prestadores cuyos contratos de concesión fenecieron el 30 de setiembre de 2014, el CTP -órgano competente para otorgar los títulos habilitantes a los prestadores del servicio remunerado de personas, modalidad autobús de conformidad con el artículo 25 de la Ley N° 3503, Ley Reguladora Transporte Remunerado Personas Vehículos Automotores y artículo 5 de la ley 7593-, les otorgó la condición de permissionarios para los efectos de la fijación tarifaria tramitada en el expediente ET-005-2015. (Folios 1353 al 1379).

Además, es importante aclarar, que en relación con el otorgamiento de los permisos citados, éstos no requieren refrendarse por parte de la Aresep, ya que solamente los contratos de concesión requieren de ese requisito, con el fin de adquirir eficacia jurídica. Por lo que, en el presente caso no era necesario, que contaran con el respectivo refrendo, para ser sujeto de la fijación tarifaria establecida en la resolución recurrida 034-RIT-2015. Lo anterior, de conformidad con el artículo 25 de la Ley 3503 y el Dictamen de la Procuraduría General de la República C-103-2015.

Finalmente, tome nota el recurrente en cuanto al título habilitante, que este es un requisito que debe cumplirse por parte de los prestadores del servicio transporte remunerado de personas, modalidad autobús, y que la IT lo verificó al momento de dictar la fijación tarifaria realizada mediante la resolución 034-RIT-2015, de conformidad con lo establecido en el apartado 1.2. Alcance, inciso b. de la resolución RJD-120-2012.

En virtud de lo anterior, considera este órgano asesor que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

2. Sobre la información relevante posterior al día de la audiencia.

El recurrente argumentó que: « [...] Tomar en consideración información relevante posterior al día de la audiencia, es una decisión violatoria a los derechos que tienen los usuarios e

inclusive los prestadores [...], además manifestó que: [...] los usuarios y este Consejero del Usuario no contábamos con información para argumentar la posición, más que lo que constaba a la fecha del día de la audiencia 07 de abril 2015, y estos es que, los prestadores no contaban con el refrendo respectivo; [...] ». (Folio 1684).

Para dar inicio con el análisis de éste argumento, es preciso señalar, que el presente asunto corresponde a una fijación tarifaria extraordinaria de oficio, en aplicación del «Modelo de Ajuste Extraordinario para el Servicio de Transporte Público Remunerado de Personas, Modalidad Autobús» -resolución RJD-120-2012-. En ese sentido, el apartado 2.10 de dicho modelo, establece para su aplicación, el mecanismo de audiencia pública, amparado a la realización de la encuesta para la determinación de los precios de los insumos, tal y como se desprende a continuación:

[...]

Realización de la encuesta

Las encuestas serán responsabilidad de DITRA. La ARESEP podrá realizar estas encuestas con su propio equipo técnico, o contratarlas externamente a una entidad competente para ese fin.

2.10. Aplicación del modelo

Para establecer el mecanismo a emplear para someter la propuesta de aplicación de este modelo a la participación ciudadana, se ha tomado en cuenta que esta propuesta incluye la aplicación de los resultados de la encuesta para la determinación de los precios de los insumos de mantenimiento, precios que a su vez actualizarán el modelo ordinario de fijación tarifaria, por lo que su aprobación requiere de la audiencia pública. En general el mecanismo de participación ciudadana al que se deben someter las propuestas de aplicación de modelos de fijación extraordinaria es la consulta pública, según lo establecido en el voto número 2007-11266 del día 08 de agosto de 2007, de la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia; y en las resoluciones RRG-9233-2008 del 11 de noviembre del 2008, publicada en La Gaceta N° 227 del 24 de noviembre del 2008; y RRG-7205-2007 del 7 de setiembre de 2007, publicada en La Gaceta N° 181 del 20 de setiembre del 2007 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Debido a la situación particular antes mencionada, las fijaciones tarifarias derivadas de la aplicación de este modelo se someterán a audiencia pública, se debe otorgar la respectiva audiencia pública [sic], como manifestación del principio de participación ciudadana establecido en el artículo 9 de la Constitución Política, la cual se rige por los supuestos establecidos en el numeral 36 de la misma Ley. En el caso concreto, mediante el acta N° 037-2015 (visible a folios 1238 al 1247), se constata la celebración de la audiencia pública de Ley.

[...].

En virtud de lo anterior, a pesar de ser una fijación extraordinaria, para la cual el mecanismo de participación ciudadana sería la consulta pública y no la audiencia pública, por la particularidad de la realización de la encuesta para la determinación de los precios de los insumos, que es la base para fijaciones ordinarias, la Junta Directiva consideró importante

someter la aplicación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad autobús a audiencia pública y no a consulta pública, por lo que resulta claro que el objeto de la audiencia es dar a conocer la citada encuesta y el resultado de la aplicación del modelo, no así los títulos habilitantes de los prestadores, que son un requisito per se, de la aplicación de cualquier modelo tarifario.

Ahora bien, sobre el tema referente a la audiencia pública, es importante indicar que la Sala Constitucional, en reiterada jurisprudencia ha establecido:

«[...]

1. En la Ley de la ARESEP y su reglamento, el legislador dispuso un procedimiento administrativo especial, que **es la audiencia pública cuya característica principal es la de dar transparencia en las decisiones del Ente Regulador** y la posibilidad de dar **participación a los consumidores y usuarios** dentro del trámite.

Asimismo, al dar la oportunidad de que participen en ella vecinos, organizaciones sociales, el sector estatal y el privado, instituciones de defensa al ciudadano y otras instituciones gubernamentales se logra obtener un mayor provecho, lo cual facilita un mejor intercambio de información de los participantes, constituyéndose la **audiencia en un instrumento trascendental en la toma de decisiones** y **un instrumento de transparencia en un sistema democrático** como el nuestro.

En virtud de lo anterior, la fijación o modificación tarifaria debe ser sometida a una audiencia pública en la cual pueden participar aquellos ciudadanos que presenten una oposición fundamentada en criterios técnicos, dándole derecho al interesado de ejercer el uso de la palabra en la celebración del acto respectivo con el objeto de que defienda su interés en el asunto. De esta forma, la audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de fijación tarifaria de servicios públicos, tiene por objeto **permitir el ejercicio del derecho a la participación** de la comunidad en un asunto que le afecta, directamente, **con anterioridad a la toma de la decisión administrativa** y, en esa forma, se constituye en una **manifestación del principio democrático**. Con esa audiencia se pretende que las personas interesadas manifiesten lo que a bien tengan, respecto de la solicitud de fijación de tarifas que esté en estudio ante la Autoridad Reguladora, por lo que no se le aplica la rigurosidad que se exige para los procedimientos que pretendan la supresión de un derecho subjetivo (sentencia 2002-08848 de las dieciséis horas cincuenta y siete minutos del diez de septiembre de dos mil dos); sin embargo, **no se trata de un simple requisito formal**, de manera que se pueda fijar de tal forma que haga nugatorio el ejercicio del derecho que pretende tutelar, al otorgarse en condiciones que impidan u obstaculicen el cumplimiento de los objetivos que está llamada a obtener, en protección del derecho a la información y participación ciudadana [...]

En conclusión, es claro que en aras de garantizar el derecho de participación ciudadana previsto en el artículo 9 de la Constitución Política, la audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de fijación tarifaria de servicios públicos, debe permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto de su interés y debe darse dentro de un plazo razonable que permita a la comunidad manifestarse [...].» (Resolución 016649-2009, en este mismo sentido puede observarse el voto 003762-2011). El subrayado y resaltado no pertenece al original.

*2. « [...] La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos debe hacer eficaz, en todos los casos, la intervención y participación de los usuarios en los procesos de fijación de tarifas, como consecuencia de lo dispuesto en el artículo 9º constitucional, siendo que la **audiencia no puede otorgarse en condiciones tales que se convierta en una simple formalidad** que no alcanza a proteger el derecho o interés de los participantes. Partiendo de lo anterior, se desprende que es relevante para esta Jurisdicción **la existencia de una probabilidad material, real y efectiva para las personas interesadas, de poder intervenir en audiencias públicas** [...].» (Resolución 17093-2008). El subrayado y resaltado no pertenece al original.*

Tomando en consideración el objeto de la audiencia pública, definido claramente por el Tribunal Constitucional como un instrumento trascendental de transparencia en la toma de las decisiones administrativas, como la posibilidad real y efectiva de dar participación a la ciudadanía en defensa de sus intereses y que no se trata de un simple requisito formal, se observa a folios 1238 y 1239 del expediente administrativo -ET-005-2015- el acta N° 037-2015, de la cual se extrae que claramente se le explicó a los participantes, que:

« [...] El objeto de la presente audiencia pública es conocer la propuesta de fijación tarifaria a nivel nacional para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús correspondiente al primer semestre del año 2015, la cual es tramitada en el expediente ET-005-2015.

[...]

*Una audiencia pública tiene dos objetivos principales; como primer objetivo principal tenemos el escuchar las diferentes justificaciones técnicas, económicas y financieras por las cuales en este caso la Autoridad Reguladora está planteando dicha propuesta, como segundo objetivo principal tenemos el recibir por parte de los usuarios o cualquier otra persona con interés legítimo conforme al artículo 36 de la Ley 7593, ya sea a favor o en contra de dicha propuesta. Si fuera a favor estaríamos (...), utilizando el término de coadyuvancia y si fuera en contra lo llamaremos oposición, **lo que en realidad nos interesa son los argumentos o los motivos por los cuales se toma una u otra postura**, esto es lo que convierte esta etapa de audiencia pública en una **etapa de participación ciudadana**, esto implica que **el día de hoy no se viene a resolver, si se va otorgar o no el ajuste tarifario propuesto, lo que venimos hacer es a escuchar las (Sic) diferentes puntos de vista para que posteriormente la Autoridad Reguladora pueda resolver de una mejor manera.**[...] » El subrayado y resaltado no pertenece al original.*

En este mismo sentido, se verifica en el Informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 1291 y 1292), que la propuesta tarifaria planteada por la IT, fue dada a conocer a la ciudadanía y a varios interesados que presentaron posiciones, siendo, este el momento procesal oportuno conforme al artículo 36 de la Ley 7593 para manifestarse a favor o en contra de la propuesta de ajuste tarifario.

Partiendo de lo anterior, es preciso señalarle al recurrente que no debe confundirse la propuesta tarifaria sometida a audiencia pública, con la fijación tarifaria que se realizó una vez analizada y considerada la información presentada en dicha audiencia o con posterioridad a ella. Ello en virtud de que, hasta el momento en que se concluye el análisis tarifario y se emite la resolución final del procedimiento, es que la Autoridad Reguladora tuvo a su disposición, la información necesaria para poder tomar una decisión, respecto a la fijación tarifaria de que se trate.

En el presente caso, tome nota el recurrente, que el hecho de que todos los operadores cuyos contratos de concesión fenecieron el 30 de setiembre de 2014, se tienen, para todos los efectos, como permisionarios con título habilitante vigente otorgado por el CTP, mediante el acuerdo 8.1 de la sesión ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, previo al dictado de la resolución 034-RIT-2015 y con ello, se dio por cumplido el requisito establecido en el apartado 1.2. Alcance, inciso b. del modelo vigente, -establecido mediante la resolución RJD-120-2012.

Además, siga tomando nota el recurrente, que por encontrarse en firme el acuerdo del CTP citado, no podría ser cuestionado o variado lo ahí resuelto en una audiencia pública por los usuarios o la propia Autoridad Reguladora, en virtud de lo establecido en el artículo 3 de la Ley 8220. Así las cosas, carecería de efecto práctico e implicaría un uso irracional de los fondos públicos, retrotraer el procedimiento tarifario tal y como lo solicita el recurrente, dado el alto costo de realizar una audiencia pública a nivel nacional, ya que esta información es un requisito para aplicar el modelo y no un insumo que pudiera ser modificado o cuestionado por el público en general.

Aunado a lo anterior, cabe resaltar, que en el ejercicio del derecho de participación ciudadana, tanto el recurrente como los usuarios en el procedimiento tarifario tramitado en el expediente ET-005-2015, tuvieron la oportunidad de manifestar sus argumentos o motivos referentes a la propuesta de fijación tarifaria a nivel nacional para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobús, correspondiente al primer semestre de 2015.

De tal manera, este órgano asesor no considera que se hayan violentado los derechos de participación ciudadana de los usuarios en el presente caso. En razón de lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

V. SOBRE LA NULIDAD ALEGADA

En cuanto a la nulidad alegada, conviene recordar, que las razones para anular los actos administrativos, residen en los artículos 158 al 179 y 223 de la LGAP y que son: la falta o defecto de algún requisito o que el acto impugnado sea sustancialmente disconforme con el ordenamiento jurídico, entendiéndose como sustancial, la formalidad cuya realización correcta

hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes o bien, cuya omisión causare indefensión.

Con respecto a la validez de la resolución impugnada -034-RIT-2015-, se le debe indicar al recurrente, que de conformidad con el artículo 158 de la LGAP, la resolución cumple con todos los elementos para su validez. Lo anterior se verifica con el cumplimiento y presencia de los elementos que la constituyen, tanto formales como sustanciales. Estos elementos a los que hace 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 manera, 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 y con fundamento en lo anterior, al no presentarse vicio alguno en los elementos del acto administrativo, que implique su nulidad y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, no se observan vicios o defectos (errores u omisiones) que puedan generar la nulidad de lo actuado y resuelto en este caso, de conformidad con el artículo 223 de la LGAP, el cual indica: «1. Sólo causará nulidad de lo actuado la omisión de formalidades sustanciales del procedimiento. 2. Se entenderá como sustancial la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final en aspectos importantes, o cuya omisión causare indefensión».

En cuanto a la gestión de nulidad interpuesta, indicó el recurrente que la resolución recurrida es nula, porque se debe: «[...] Retrotraer la resolución 034-RIT-2015, anulando el ajuste de tarifas que fue otorgado a las empresas concesionarias que no habían presentado el refrendo ante Aresep al día de la audiencia pública [...] Esto porque los usuarios y este Consejero del Usuario, no contábamos con información para argumentar la posición, más que lo que constaba en el expediente a la fecha de la audiencia [...] ya que el acuerdo del CTP 8.1 de la Sesión Ordinaria 25-2015 celebrada el 06 de mayo de 2015, fue incorporado al expediente el 07 de mayo, día en que la Intendencia de Transportes le correspondía resolver [...]».

Sobre este punto, se remite al recurrente a los análisis realizados en los puntos 1 y 2 del Apartado IV de este criterio.

Adicionalmente, se le indica que la resolución que impugna no es un acto nulo, porque contiene todos los elementos (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), exigidos por la LGAP, ya que:

- 1. Fue dictado por el órgano competente, es decir, por el Intendente de Transporte (artículos 129 y 180 de la LGAP, sujeto).*
- 2. Fue emitido por escrito como corresponde (artículos 134 y 136 de la LGAP, forma).*

3. *De previo a su dictado, se realizaron los trámites sustanciales y se cumplieron los requisitos establecidos en la ley (artículo 129 de la LGAP, procedimiento).*
4. *Contiene un motivo legítimo y existente (artículo 133 de la LGAP, motivo).*
5. *Estableció en su parte considerativa las razones que sustentaron la decisión del órgano competente (artículos 131, fin y 132 de la LGAP, contenido).*

Así las cosas, no deviene en nula la resolución 034-RIT-2015, pues los elementos constitutivos del acto están presentes y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, tampoco se observan omisiones que puedan generar nulidad de lo actuado y resuelto en este caso y en consecuencia, no hay base jurídica para concluir que sea nula.

VI. CONCLUSIONES

1. *Desde el punto de vista formal, el recurso de apelación y la gestión de nulidad interpuestas por el señor Jorge Sanarrucia Aragón en su condición de Consejero del Usuario, contra la resolución 034-RIT-2015, resultan admisibles puesto que fueron presentados en tiempo y forma.*
2. *En la resolución 034-RIT-2015, se fijaron tarifas a nivel nacional para aquellas rutas de transporte público, en la modalidad autobús, que cumplieron entre otros, con la condición de tener título habilitante vigente.*
3. *En relación con los permisos, éstos no requieren refrendarse por parte de la Aresep, con el fin de adquirir eficacia jurídica. Lo anterior, de conformidad con el artículo 25 de la Ley 3503 y el Dictamen de la Procuraduría General de la República C-103-2015.*
4. *En cuanto al título habilitante, este es un requisito que debe cumplirse por parte de los prestadores del servicio público, y que la IT verificó al momento de dictar la fijación tarifaria realizada mediante la resolución 034-RIT-2015, de conformidad con lo establecido en el apartado 1.2. Alcance, inciso b. de la resolución RJD-120-2012.*
5. *Por la realización de la encuesta para la determinación de los precios de los insumos, la Junta Directiva consideró someter la aplicación del modelo de ajuste extraordinario citado, a audiencia pública y no a consulta pública. Su objeto es dar a conocer dicha encuesta y el resultado de su aplicación, no así los títulos habilitantes de los prestadores, que son un requisito per se, de la aplicación de cualquier modelo tarifario.*
6. *No debe confundirse la propuesta tarifaria sometida a audiencia pública, con la fijación tarifaria que se realizó una vez analizada y considerada la información presentada en dicha audiencia o con posterioridad a ella. Ello en virtud de que, hasta el momento en que se concluye el análisis tarifario y se emite la resolución final del procedimiento, es que la Autoridad Reguladora tuvo a su disposición, la información necesaria para poder tomar una decisión, respecto a la fijación tarifaria de que se trate.*
7. *Los operadores cuyos contratos de concesión fenecieron el 30 de setiembre de 2014, se tienen, para todos los efectos, como permisionarios con título habilitante vigente otorgado*

por el CTP, mediante el acuerdo 8.1 de la sesión ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015, previo al dictado de la resolución 034-RIT-2015 y con ello, se dio por cumplido el requisito establecido en el apartado 1.2. Alcance, inciso b. del modelo vigente, establecido mediante la resolución RJD-120-2012.

8. *Por encontrarse en firme el acuerdo 8.1 de la sesión ordinaria 25-2015 del 6 de mayo de 2015 del CTP, no podría cuestionarse o variarse lo ahí resuelto en una audiencia pública por parte de los usuarios o la propia Autoridad Reguladora, en virtud de lo establecido en el artículo 3 de la Ley 8220. Carecería de efecto práctico, retrotraer el procedimiento tarifario tal y como lo solicita el recurrente, dado el alto costo de realizar una audiencia pública a nivel nacional, ya que esta información es un requisito para aplicar el modelo y no un insumo que pudiera ser modificado o cuestionado por el público en general.*
9. *En ejercicio del derecho de participación ciudadana, tanto el recurrente como los usuarios en el procedimiento tarifario tramitado en el expediente ET-005-2015, tuvieron la oportunidad de manifestar sus argumentos o motivos referentes a la propuesta de fijación tarifaria a nivel nacional, para el servicio de transporte público remunerado de personas modalidad autobús, correspondiente al primer semestre de 2015.*
10. *La resolución impugnada contiene todos los elementos del acto exigidos por la LGAP, para su validez (sujeto, forma, procedimiento, motivo, contenido y fin), y en lo que se refiere a los aspectos meramente procedimentales, tampoco se observan omisiones que puedan generar nulidad de lo actuado y resuelto en este caso. En consecuencia, no hay base jurídica para concluir que la misma sea nula.*

[...]"

- 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 y la gestión de nulidad concomitante, interpuestos por el señor Jorge Sanarrucia Aragón en su condición de Consejero del Usuario, contra la resolución 034-RIT-2015, **2.-** Agotar la vía administrativa, **3.-** Notificar a las partes, la presente resolución, **4.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda, tal y como se dispone.
- III. Que en la sesión 35-2015, celebrada el 27 de julio de 2015, cuya acta fue ratificada el 6 de agosto de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 667-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 y la gestión de nulidad concomitante, interpuestos por el señor Jorge Sanarrucia Aragón en su condición de Consejero del Usuario, contra la resolución 034-RIT-2015.
- II. Agotar la vía administrativa.
- III. Notificar a las partes, la presente resolución.
- IV. Trasladar el expediente a la Intendencia de Transporte, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

ARTÍCULO 12. Recurso de reposición, excepción de incompetencia y gestión de nulidad, contra la resolución 519-RCR-2011, interpuesto por Transportes Montecillos Alajuela S.A. Expediente OT-045-2011.

La Junta Directiva conoce el oficio 657-DGAJR-2015 del 14 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de reposición, excepción de incompetencia y gestión de nulidad, contra la resolución 519-RCR-2011 del 14 de junio de 2014, interpuesto por Transportes Montecillos Alajuela S.A.

El señor *Eric Chaves Gómez* explica los antecedentes, 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, conforme al oficio 657-DGAJR-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

ACUERDO 10-35-2015

1. Declarar sin lugar, la excepción de incompetencia interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela Sociedad Anónima, contra la resolución 519-RCR-2011.
2. Declarar parcialmente con lugar, el recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela S.A. contra la resolución 519-RCR-2011, únicamente en cuanto a la anulación de los resultandos II y III, de la resolución 519-RCR-2011.
3. Dar por agotada la vía administrativa en cuanto al recurso interpuesto.
4. Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.
5. Sustituir la integración del órgano director (titular y suplente), nombrado en la resolución 519-RCR-2011. En adelante fungirá como órgano director, la funcionaria Flor Emilia Ramírez Azofeifa, portadora de la cédula de identidad 4-0145-0610. En todo lo restante se mantiene incólume la resolución 519-RCR-2011.

6. Notificar a las partes.
7. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, el señor Bernardo Arias Rodríguez denunció ante la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (Aresep o Autoridad Reguladora), a la empresa Transportes Montecillos Alajuela S.A. La denuncia se sustentó, entre otras cosas, en que ésta última estaba prestando el servicio público de autobús en la ruta 225 (Alajuela-La Playwood y Alajuela Montecillos) sin contar con flotilla autorizada. (Folios 1 a 7)
- II. Que el 1 y el 2 de junio de 2011, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, realizó acta de recolección de pruebas en la terminal de autobuses de la empresa denunciada. (Folio 52)
- III. Que el 3 de junio de 2011, el señor Arias Rodríguez, amplió su denuncia y aportó fotografías como prueba. (Folios 8 al 16)
- IV. Que el 14 de junio de 2011, mediante la resolución 519-RCR-2011, el entonces Comité de Regulación, inició el procedimiento administrativo contra Transportes Montecillos Alajuela S.A., en su condición de concesionaria de la ruta 225-A, con el fin de averiguar la verdad real de los hechos, sobre la supuesta utilización de unidades no autorizadas, para la prestación del servicio público remunerado de personas. Además, se nombraron como órgano director a funcionarios de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR). (Folios 67 al 73)
- V. Que el 20 de junio de 2011, Transportes Montecillos de Alajuela S.A., interpuso ante el Comité de Regulación, lo que denominó como “*recurso de nulidad por falta de competencia*” contra la resolución 519-RCR-2011. (Folios 60 al 66)
- VI. Que el 29 de mayo de 2015, mediante el oficio 1787- DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario, trasladó a la DGAJR, el expediente a fin que sea resuelto el “*recurso de nulidad*” citado. (Folio 74)
- VII. Que el 14 de julio de 2015, mediante el oficio 657-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, rindió criterio legal sobre el recurso interpuesto contra la resolución 519-RCR-2011. (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:

La gestión en análisis fue denominada por la investigada como “recurso de nulidad por falta de competencia”, sin embargo, en atención al principio de informalismo (292.2 y 348 de la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227) a favor del administrado, debe entenderse como la interposición de un recurso de reposición, gestión de nulidad y excepción de incompetencia contra la resolución 519-RCR-2011.

En cuanto al recurso interpuesto, se tiene el mismo como un recurso ordinario de reposición, según lo dispuesto en los artículos 342 a 352 de la Ley 6227.

En otro orden de ideas, con respecto a la gestión de nulidad contra la resolución 519-RCR-2011, le resultan aplicables las disposiciones contenidas en los artículos 158 al 179 de la Ley 6227.

En materia de excepciones, en el procedimiento administrativo se tiene que la Ley 6227 no contempla, normativa que sustente la interposición de excepciones, siendo lo procedente recurrir a la integración normativa (artículos 9, 10 y 229 Ley 6227), aplicando en primera instancia el Código Procesal Contencioso Administrativo (CPCA) (artículos 66 y 67).

2. Temporalidad:

El acto administrativo 519-RCR-2011, fue notificado al recurrente el 17 de junio de 2011 (folios 71 y 72). Conforme el artículo 346 de la Ley 6227, el citado recurso por tratarse de un acto inicial, se debía interponer en el plazo de 24 horas contadas a partir del día siguiente de la notificación del mismo, plazo que vencía el 20 de junio de 2011; siendo que el recurso fue planteado ese día (Folios 60 al 63), debe tenerse como interpuesto en tiempo.

Por su parte, el CPCA, es claro al indicar que el momento para interponer las excepciones de fondo y las defensas previas es en la contestación de la demanda o contrademanda (artículo 66 inciso a) en el caso de la excepción de incompetencia. La parte investigada interpuso la excepción de incompetencia dentro de ese plazo, por lo cual resulta interpuesta en tiempo.

Por último, en cuanto a la gestión de nulidad contra la resolución 519-RCR-2011, como se indicó, dicha resolución fue notificada a la recurrente el 17 de junio de 2011 y la gestión fue interpuesta el 20 de junio de 2011. Conforme al artículo 175 de la Ley 6227, la citada gestión se debe interponer dentro del plazo de un año contado a partir de su notificación, plazo que vencía el 17 de junio de 2012. Por ello, se concluye que fue interpuesta en tiempo.

3. Legitimación:

Transportes Montecillos Alajuela S.A. es la parte investigada en el presente procedimiento, es por ello que está legitimada para actuar, de la forma en que lo ha hecho, conforme el artículo 275 de la Ley 6227.

4. Representación:

El recurso fue interpuesto por el señor Luis Orendes Luna Herrera, en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma de Transportes Montecillos Alajuela S.A. Conforme certificación

registral visibles a folios 64 al 66, el señor Luna Herrera posee la representación suficiente para actuar, en este procedimiento, en nombre de la investigada.

Del anterior análisis, se logra determinar que la interposición del recurso de reposición, la gestión de nulidad y la excepción de incompetencia contra la resolución 519-RCR-2011, son admisibles por haber sido interpuestas en tiempo y forma.

III. ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE:

Los argumentos expresados por la recurrente, se pueden sintetizar de la siguiente forma:

1. El Comité de Regulación carece de competencia para emitir la resolución 519-RCR-2011. Esto porque la Ley 7593 establece cuáles son los órganos superiores y, a ellos, les está vedado delegar competencias propias.
2. La Aresep carece de competencia para iniciar un procedimiento administrativo contra la investigada. Ello por cuanto, por ley posterior, le corresponde al Consejo de Transporte Público.
3. El Convenio de cooperación con el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), citado en el resultando II de la resolución 519-RCR-2011, no es aplicable a la investigada, por cuanto el objeto de éste es la fiscalización de la "prestación no autorizada" y la investigada está autorizada para la prestación del servicio público.

IV. ANÁLISIS DE FONDO

El primer argumento, indica que el Comité de Regulación carece de competencia para emitir la resolución 519-RCR-2011. Esto porque la Ley 7593 establece cuáles son los órganos superiores de la Autoridad Reguladora y, a ellos, les está vedado delegar competencias propias.

Al respecto, se debe indicar lo siguiente: La reforma operada mediante Ley 8660 del 8 de agosto de 2008 a la Ley 7593, atribuyó a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos competencias asignadas originalmente, al Regulador General de modo exclusivo, entre ellas la de fijar las tarifas y precios de los servicios públicos e investigar denuncias y resolver lo que corresponda dentro del ámbito de su competencia.

Por otra parte, la Ley 7593 en su artículo 45, dispuso que la Autoridad Reguladora está facultada para establecer su organización interna, a fin de cumplir sus funciones. Asimismo, el artículo 53 inciso l) de la misma ley, establece como competencia de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, el aprobar la organización interna del Ente Regulador.

En ejercicio de dichas competencias, mediante el acuerdo 001-021-2009, de la sesión 021-2009, de 19 de marzo de 2009, se aprobó por parte de la Junta Directiva, el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus Órganos Desconcentrados (RIOF), publicado en el Alcance 13 de La Gaceta 69, de 8 de abril de 2009. Dicha reglamentación introduce una serie de cambios administrativos y estructurales en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos que responden, en gran medida, a la reforma legal incorporada por la Ley 8660, como son la creación de las entonces superintendencias (hoy Intendencias) dentro de la estructura organizativa de la Autoridad Reguladora.

Preliminarmente, debe indicarse que la potestad de imperio, que permitió a la Autoridad Reguladora decretar el inicio de este procedimiento deriva como corresponde, de la ley.

La competencia, para sancionar a los prestadores del servicio público, se sustenta en los artículos 6 inciso e), 38 y 41 de la Ley 7593. Además, corresponde a ésta, por medio de su Junta Directiva, determinar quién ejerce la competencia en concreto y consecuencia de ello, bien podía darse una reasignación de esa función, como se dirá.

Como parte de esas medidas de organización interna, la Junta Directiva, tomó el acuerdo 003-015-2010, en la sesión extraordinaria 015-2010, celebrada el 15 de abril de 2010 y ratificada el 22 de abril de 2010, en la que dispuso en el punto 3, crear el Comité de Regulación y establecerle sus funciones, entre las que se encuentran: “Resolver lo que corresponda en materia de quejas y denuncias y conocer en primera instancia los recursos de revocatoria que se presenten contra sus actuaciones”. Este acuerdo rigió a partir del 8 de mayo de 2010 y hasta la primera sesión que llevara a cabo la nueva Junta Directiva y fue publicado en La Gaceta No. 84, del 3 de mayo de 2010.

Luego, la Junta Directiva resolvió prorrogar su vigencia y funciones mediante los acuerdos 06-026-2010, de la sesión ordinaria 019-2010, celebrada el 7 de mayo de 2010, publicado en La Gaceta N° 109, de 7 de junio de 2010, 010-020-2010, publicado en La Gaceta N° 151, de 5 de agosto de 2010, 002-039-2010 de la sesión extraordinaria 039-2010, de 4 de octubre de 2010, que adicionó dos transitorios al RIOF, publicado en La Gaceta N° 203, de 20 de octubre de 2010, y el artículo 3 de la sesión de Junta Directiva 21-2011, de 30 de marzo de 2011, publicada en el Alcance N° 24 a La Gaceta N° 79, del 26 de abril de 2011. En cada uno de estos acuerdos, se encuentran las consideraciones que llevaron a la Junta Directiva a tomar sus decisiones.

En lo que interesa, estos acuerdos dispusieron que el Comité de Regulación fungiese como órgano decisor en los procedimientos administrativos sancionatorios. En este contexto, es que el 14 de junio de 2011, el entonces Comité de Regulación ordenó el inicio de un procedimiento administrativo sancionatorio contra la investigada (folios 67 al 73).

De ello, se tiene que durante la tramitación de este procedimiento hubo un cambio en cuanto a la asignación del órgano decisor de este tipo de asuntos, por cuanto la sanción a imponer es la revocatoria de la concesión y de conformidad con el artículo 55 de la Ley 7593 el órgano decisor es la Junta Directiva. Es por ello, que las resoluciones que en adelante deba suscribir el órgano decisor, corresponderán a la Junta Directiva. Ello en aplicación del artículo 67 párrafo 2 de la Ley 6227.

Este cambio obedece a que posterior a la emisión de la resolución en estudio y ante una consulta de la Autoridad Reguladora, por medio del Dictamen C-217-2011, la Procuraduría General de la República (PGR) interpretó que corresponde a la Junta Directiva la revocatoria de las concesiones.

Por último, conviene indicar que el 30 de noviembre de 2011, la Sala Constitucional, mediante la parte dispositiva de la resolución 016591-2011, declaró parcialmente con lugar una acción de inconstitucionalidad interpuesta por la Asociación de Consumidores de Costa Rica contra varios acuerdos de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en lo que interesa resolvió:

“(…) La función asignada al Comité de Regulación en el punto c del artículo 65 del Reglamento Autónomo de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sus Órganos Desconcentrados y Acuerdos Conexos, no resulta inconstitucional en tanto se interprete que no puede dictar resolución final en los procedimientos establecidos por los artículos 38 y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por ser ello competencia del Regulador General o la Junta Directiva de la ARESEP, según sea el caso. En lo demás se declara sin lugar la acción. (...) Esta sentencia tiene efectos a partir de la anulación de la normativa impugnada (...)”

Se puede apreciar que existió gran coincidencia entre el criterio de la PGR y la resolución de la Sala Constitucional. Esta última, determinó que el Comité de Regulación no puede emitir el acto final en los procedimientos sancionatorios de los artículos 38 y 41 de la Ley 7593. Sin embargo, interesa para este caso que se dimensionaron los efectos de esa resolución, a partir de la anulación de las normas cuestionadas en esa instancia o sea a partir del 30 de noviembre de 2011. Nótese que la resolución recurrida -519-RCR-2011- fue emitida el 14 de junio de 2011 por ello se puede concluir, que los actos que fueron emitidos en procedimientos sancionatorios dictados por el Comité de Regulación antes de la emisión de dicho fallo, fueron válidos.

Por lo tanto, la resolución 519-RCR-2011, fue dictada por el Comité de Regulación en ejercicio de una competencia legal de la Autoridad Reguladora y que en ese momento tenía asignada por disposición de la Junta Directiva. Se trata de un acto válido y eficaz, que en razón de la fecha en que se emitió, no le alcanza lo dispuesto por la Sala Constitucional en el voto 16591-2011.

Es por ello que la resolución de este recurso, en atención al dictamen C-217-2011, la resolución 016591-2011 y el artículo 67 de la Ley 6227, así como la función de órgano decisor para este procedimiento es la Junta Directiva. Ello, por cuanto, los hechos objeto de este procedimiento (uso de unidades no autorizadas) podrían estar en el presupuesto de los incisos c) y m) del artículo 41 de la Ley 7593. En tales circunstancias, corresponde a ésta la atención de las gestiones interpuestas por la investigada, de conformidad con lo establecido en el artículo 55 de la Ley 7593.

Por último, debe indicarse que no lleva razón, la investigada, en el sentido que la Administración delegó indebidamente las funciones dadas por ley. Ello por cuanto, como se indicó antes, la competencia fue dada por ley, a la Autoridad Reguladora, sin precisar a qué órgano le correspondía su ejercicio. En atención a ello, se respetaron los límites contenidos en el artículo 90 incisos b) y d) de la Ley 6227. Además al momento de la emisión de la resolución recurrida no se habían emitido el dictamen C-217-2011 y la resolución 016591-2011 de la Sala Constitucional que vinieron a aclarar las competencias de los órganos de la Autoridad Reguladora en esta materia.

En cuanto al segundo argumento, en el cual se afirmó, por la investigada, que la Aresep carece de competencia para iniciar este procedimiento administrativo, por cuanto, por ley posterior, le corresponde esa competencia al Consejo de Transporte Público, se tiene lo siguiente:

El transporte remunerado de personas en vehículos automotores –en sus distintas modalidades autobuses y taxi-, constituye un servicio público. En efecto, la Ley Reguladora del Transporte Remunerado de Personas en Vehículos Automotores (Ley 3503) del 10 de mayo de 1965, califica al transporte remunerado de personas en vehículos automotores colectivos como un servicio público regulado, controlado y vigilado por el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, cuya prestación

puede ser delegada en los particulares, a quienes se autorice expresamente, de acuerdo con las normas establecidas en dicha ley (artículos 1 y 2).

También está así dispuesto en el artículo 5, inciso f) de la Ley 7593 del 9 de agosto de 1996, que califica el transporte remunerado de personas, salvo el aéreo, como un servicio público.

Finalmente, mediante la reforma introducida al artículo 2 de la Ley 7969, por el artículo 2 de la Ley 8955, del 16 de junio del 2011, se establece como servicio público el transporte remunerado de personas en cualquier tipo de vehículo automotor, independientemente del grado de intervención estatal. El párrafo segundo de la norma en cuestión, dispone:

“El transporte remunerado de personas, que se realiza por medio de autobuses, busetas, microbuses, taxis, automóviles y cualquier otro tipo de vehículo automotor, ya sea que se ofrezca al público en general, a personas usuarias o a grupos determinados de personas usuarias con necesidades específicas que constituyen demandas especiales, es un servicio público del cual es titular el Estado. Lo anterior independientemente del grado de intervención estatal en la determinación del sistema operativo del servicio o en su fiscalización.”

Existen varios supuestos en los cuales, la prestación del servicio público es regulada administrativamente por dos entes estatales, donde uno de ellos siempre es la Aresep. Ello sucede en el caso de la regulación que ejerce el MOPT a través del Consejo de Transporte Público y la Aresep, con respecto a la prestación del servicio de transporte remunerado de personas, en la modalidad autobús o taxi, por ejemplo; donde cada uno participa desde sus competencias e incluso tienen ostentan competencias concurrentes.

Ahora bien, a pesar de que tanto el CTP como la Aresep tienen establecidas sus competencias para ejercer la regulación del servicio desde un punto de vista normativo, resulta lógico que éstas deban complementarse en beneficio de una fiscalización adecuada. Incluso, puede ocurrir que ambas entidades tengan competencias concurrentes, como es el caso de la potestad de revocar la concesión o permiso del prestador.

Así lo ha analizado la Sala Primera, al indicar:

“IV. Lo primero que debe analizarse, es la competencia de la Autoridad Reguladora en la supervisión de los servicios públicos incluidos el transporte remunerado de personas en la modalidad de taxis, puesto que este examen resulta esencial para el desarrollo de los siguientes agravios. En este tanto, hay que indicar que la Ley 7593, le otorgó a la Autoridad Reguladora, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de transporte remunerado de personas en sus diferentes modalidades, salvo los de aviación. En este sentido, el canon 5 inciso f) de la Ley de Cita, establece, que además de fijar los precios y tarifas; corresponde a la Aresep velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio que se brinde en cualquier medio de transporte público remunerado de personas, salvo el aéreo. En consonancia con lo anterior, la Ley 7969 establece que le corresponde a la Aresep, fijar y modificar las tarifas del transporte de personas en la modalidad taxis (artículos 57 y 58 respectivamente). Vistas las anteriores normas, resulta evidente que el legislador dispuso involucrar a la Aresep en el

tema del transporte público remunerado de personas, incluida la modalidad de taxi. Por tal razón, precisó que el control de los servicios de transporte público concesionados o autorizados, lo ejercerá el Consejo conjuntamente con la Autoridad Reguladora, para garantizar la aplicación correcta de los servicios y el pleno cumplimiento de las disposiciones contractuales correspondientes. **En ningún momento se estableció en las normas analizadas, que las competencias del Ente Regulador en el transporte de personas modalidad taxi, quedaban derogadas en función exclusiva del CTP.** De ser así, habría sido indicado expresamente y no de forma tácita como alega el recurrente, puesto que la propia Ley 7969 involucra y reconoce la participación activa de la Aresep en la fijación y modificación tarifaria en el transporte de personas modalidad taxi. De esta forma, lleva razón el Tribunal cuando establece lo siguiente: “En su correcta comprensión, esos desarrollos legales ulteriores vienen a configurar un marco regulatorio complementario, en la medida en que establecen elementos particulares y atinentes a cada servicio, que han de ser además ponderados por la ARESEP en el ejercicio de sus atribuciones... La interpretación finalista e integral de las normas, conforme a lo ordenado en el precepto 10 de la Ley General de la Administración Pública y con arreglo a los mecanismos hermeneúticos que estatuye el canon 10 del Código Civil, llevan a concluir sobre la complementación de esas disposiciones legales... La finalidad de esa competencia concurrente se justifica en la fiscalización misma de los aspectos tarifarios del servicio de taxi... **no existe una derogatoria tácita de competencias, sino la emisión de normas sectoriales** que precisan aspectos propios del servicio de taxi, lo que no desmejora las competencias que la Ley No. 7593 otorga al ente regulador...” (folios 245 y 246 del principal). De este modo, el cardinal 41 de la Ley 7593 que dispone la potestad de la Aresep para realizar la revocatoria de la concesión o los permisos a los prestatarios de los diversos servicios, en ningún momento fue suprimido con la entrada en vigencia de la Ley 7969, por lo cual dicha entidad siempre ha mantenido su competencia respecto de este tema; máxime porque se encuentra la supervisión y el control de aspectos tarifarios, los cuales son de vital importancia para armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicio público. Desde esta perspectiva, resulta claro que en lugar de una derogatoria tácita, lo que **el legislador creó, fue un régimen sancionatorio “sui generis” con competencia dual o complementaria, en donde la Aresep y el Consejo, se encuentran suficientemente habilitadas para suspender concesiones o permisos por las razones estipuladas en ambos textos normativos.**” Sentencia 00450-F-S1-2013 de las 11:00 horas del 10 de abril de 2013 dictada por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia. Ver en igual sentido, la sentencia 47-2011-VI de las 07:45 horas del 25 de febrero de 2011 dictada por la Sección Secta del Tribunal Contencioso Administrativo. (Énfasis propios)

Vistas así las cosas, se tiene que el ordenamiento jurídico establece dos mecanismos no excluyentes para actuar cuando se produce el supuesto de hecho que prevén las normas.

Es decir, estamos ante un caso típico de competencias concurrentes, donde resulta válido que el CTP conforme lo dispuesto en la Ley 3503 fiscalice la prestación del servicio público en cuestión; pero también resulta válido que la ARESEP proceda al ejercicio de sus competencias regulatorias, conforme lo dispuesto en el artículo 41 incisos c) y m) requiriendo para ello, constatar cuáles son las unidades autorizadas para la prestación del servicio. Ello significa que tanto la Ley 3503 como el artículo 44 de la Ley 7593 están vigentes y, dependiendo de las circunstancias, las autoridades competentes están autorizadas, por el ordenamiento jurídico, a actuar con fundamento en ellas.

En virtud de lo anterior, la excepción de incompetencia planteada por la recurrente debe ser declarada sin lugar.

Por último, en el tercer argumento, indicó la investigada que el Convenio de cooperación con el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), citado en el resultando II de la resolución 519-RCR-2011, no les es aplicable, por cuanto el objeto de éste es la fiscalización de la “prestación no autorizada” y la investigada está autorizada para la prestación del servicio público. Al respecto se debe indicar lo siguiente:

Efectivamente dicho convenio no tiene relación alguna con el asunto en estudio, en atención a ello, se debería anular los resultandos II y III, de la resolución 519-RCR-2011, únicamente.

V. CONCLUSIONES

Conforme el análisis realizado, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- 1. El recurso de reposición, la gestión de nulidad y la excepción de incompetencia interpuestas contra la resolución 519-RCR-2011, son admisibles por haberse interpuesto en tiempo y forma.*
- 2. El Comité de Regulación, al momento de la emisión de la resolución 519-RCR-2011 era el órgano competente por iniciar un procedimiento administrativo de tipo sancionatorio. En la actualidad esa competencia corresponde, cuando se trate de una posible revocatoria del título habilitante, a la Junta Directiva según lo dispone el artículo 55 de la Ley 7593.*
- 3. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, es competente para instruir y decidir procedimientos administrativos de tipo sancionatorios, contra los prestadores del servicio público de transporte de personas modalidad autobús. Ello con sustento en los artículos 38 y 41 de la Ley 7593, sin perjuicio de las competencias que conforme la Ley 3503 le corresponden al Consejo de Transporte Público. Es un caso de competencias concurrentes.*
- 4. Los resultandos II y III, de la resolución 519-RCR-2011, no tiene relación alguna con el asunto en estudio, en tanto que son disposiciones aplicables al transporte no autorizado de personas, y en el presente caso la investigada es concesionaria de la ruta 225-A.*
- 5. La resolución 519-RCR-2011, es un acto válido y eficaz, al cumplir con todos los elementos del acto administrativo que establece la Ley General de la Administración Pública, salvo lo indicado sobre los resultandos II y III.*

(...)”

- II.** Que, por otra parte, conforme el artículo 22 inciso 11 del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) actualmente la competencia de la instrucción de este tipo de procedimientos sancionatorios, está asignada a los funcionarios que integran la Dirección General de Atención al Usuario. Es por esta razón, que lo procedente es sustituir el actual órgano director, cuyos funcionarios no pertenecen a esa dirección.

- III.** Que de conformidad con los resultandos y el considerando que preceden y de acuerdo al mérito de los autos, lo procedente es declarar sin lugar, la excepción de incompetencia interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela Sociedad Anónima, contra la resolución 519-RCR-2011, declarar parcialmente con lugar, el recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela S.A. contra la resolución 519-RCR-2011, únicamente en cuanto a la anulación de los resultandos II y III, de la resolución 519-RCR-2011, dar por agotada la vía administrativa en cuanto al recurso interpuesto, trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda, sustituir la integración del órgano director y notificar a las partes, tal y como se dispone:
- IV.** Que en la sesión 35-2015, celebrada el 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 657-DGAJR-2015, de cita, acordó entre otras cosas y con carácter de firme, 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:**

- I.** Declarar sin lugar, la excepción de incompetencia interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela Sociedad Anónima, contra la resolución 519-RCR-2011.
- II.** Declarar parcialmente con lugar, el recurso de reposición y la gestión de nulidad interpuesta por Transportes Montecillos Alajuela S.A. contra la resolución 519-RCR-2011, únicamente en cuanto a la anulación de los resultandos II y III, de la resolución 519-RCR-2011.
- III.** Dar por agotada la vía administrativa en cuanto al recurso interpuesto.
- IV.** Trasladar el expediente a la Dirección General de Atención al Usuario para lo que corresponda.
- V.** Sustituir la integración del órgano director (titular y suplente), nombrado en la resolución 519-RCR-2011. En adelante fungirá como órgano director, la funcionaria Flor Emilia Ramírez Azofeifa, portadora de la cédula de identidad 4-0145-0610. En todo lo restante se mantiene incólume la resolución 519-RCR-2011.
- VI.** Notificar a las partes.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME

A partir de este momento se retiran del salón de sesiones, los señores Eric Chaves Gómez y Henry Payne Castro.

ARTÍCULO 13. Recursos de reconsideración interpuestos por la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), P.V. Paso Hondo S.A. y Enel Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015. Expediente OT-296-2014.

La Junta Directiva conoce el oficio 676-DGAJR-2015 del 17 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre los recursos de reconsideración (reposición), interpuestos por: Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), P.V. Paso Hondo S.A., y Enel Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015. Expediente OT-296-2014.

La señora **Roxana Herrera Rodríguez** explica los antecedentes, argumentos del recurrente, análisis de forma, 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, conforme al oficio 676-DGAJR-2015, el señor **Dennis Meléndez Howell** lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 11-35-2015

1. Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición interpuesto por la Asociación Costarricense de Productores de Energía, contra la resolución RJD-095-2015.
2. Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición, interpuesto de manera conjunta por P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015.
3. Reiterar el agotamiento de la vía administrativa, realizado mediante la resolución RJD-095-2015.
4. Notificar a las partes, la presente resolución.
5. Trasladar el expediente a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para lo que corresponda.
6. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que el 24 de noviembre de 2014, mediante el acuerdo 05-68-2014 de la sesión ordinaria 68-2014, la Junta Directiva entre otras cosas, resolvió: « [...] 1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas” [...]». (Folios del 1 al 208).
- II. Que el 13 y 16 de enero de 2015, se publicó en La Gaceta N° 8 y en los periódicos La Nación y en el Diario Extra, respectivamente, la convocatoria a audiencia pública para exponer la propuesta de “Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas”. (Folios 212 y 213).
- III. Que el 10 de febrero de 2015, se celebró la audiencia pública en el auditorio de la Aresep e interconectados por medio del sistema de videoconferencia con los Tribunales de Justicia en los centros de Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas,

- además de forma presencial en el Salón Parroquial de BriBrí, Limón, Talamanca, lo anterior es visible en el acta N° 007-2015. (Folios 324 al 330).
- IV.** Que el 12 de febrero de 2015, mediante el oficio 0526-DGAU-2015, la Dirección General de Atención al Usuario, emitió el Informe de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 340 al 341).
- V.** Que el 16 de marzo de 2015, mediante la resolución RJD-034-2015, la Junta Directiva, resolvió entre otras cosas, aprobar la “*Metodología para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Solares Fotovoltaicas Nuevas*”. Dicha resolución, fue publicada en La Gaceta N° 60 del 26 de marzo de 2015. (Folios 342 al 380 y del 429 al 444).
- VI.** Que el 30 de marzo de 2015, la Asociación Costarricense de Productores de Energía (en adelante ACOPE), inconforme con lo resuelto, interpuso recurso de reposición o reconsideración contra la resolución RJD-034-2015. (Folios 381 al 409).
- VII.** Que el 30 de marzo de 2015, P.V. Huacas S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., inconformes con lo resuelto, interpusieron conjuntamente, recurso de reposición contra la resolución RJD-034-2015. (Folios 410 al 417).
- VIII.** Que el 12 de mayo de 2015, mediante el oficio 403-DGAJR-2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (en adelante DGAJR) emitió el criterio sobre los recursos de reposición, interpuestos por ACOPE, P.V. Huacas S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-034-2015. (Folios 446 al 451).
- IX.** Que el 28 de mayo de 2015, mediante la resolución RJD-095-2015, la Junta Directiva entre otras cosas, resolvió: « [...] I. *Rechazar por inadmisibile, el recurso de reposición interpuesto por la Asociación Costarricense de Productores de Energía, contra la resolución RJD-34-2015. II. Rechazar por inadmisibile, el recurso de reposición interpuesto por Enel Green Power Costa Rica S.A. y PV Huacas S.A., contra la resolución RJD-34-2015. [...]* ». (Folios 489 al 498).
- X.** Que el 10 de junio de 2015, ACOPE inconforme con lo resuelto, presentó recurso de reconsideración (reposición) contra la resolución RJD-095-2015. (Folios 484 al 486).
- XI.** Que el 10 de junio de 2015, P.V. Paso Hondo S.A., (anteriormente P.V. Huacas S.A.) y ENEL Green Power Costa Rica S.A., inconformes con lo resuelto, interpusieron conjuntamente recurso de reconsideración (reposición), contra la resolución RJD-095-2015. (Folios 477 al 482).
- XII.** Que el 11 de junio de 2015, mediante los memorandos 404-SJD-2015 y 405-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva, remitió respectivamente para el análisis de la DGAJR, los recursos de reconsideración (reposición) interpuestos por ACOPE, P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015. (Folios 487 y 488).
- XIII.** Que el 17 de julio de 2015, mediante el oficio 676-DGAJR-2015, la DGAJR rindió el criterio sobre los recursos de reconsideración (reposición) interpuestos por: Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015.
- XIV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 676-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“[...]”

II. ANÁLISIS POR LA FORMA**1. Recurso de ACOPE:****a) Naturaleza**

A pesar de que la recurrente, indicó que la gestión interpuesta se trataba de una solicitud de reconsideración de la resolución RJD-095-2015, en aplicación del principio de informalismo se tiene por presentado un recurso de reposición contra la resolución supra indicada, en los términos que señala el artículo 345 inciso 2 de la LGAP.

En este sentido, establece el numeral 345 de la LGAP, que en el procedimiento ordinario proceden –entre otros- los recursos ordinarios contra el acto final, que en este caso en particular, resulta ser la resolución RJD-034-2015.

Ahora bien, la resolución RJD-095-2015 fue dictada por la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora, que resolvió -entre otras cosas- en su momento procesal oportuno, rechazar por inadmisibile el recurso de reposición que la propia recurrente interpuso contra la resolución RJD-034-2015, -acto final del procedimiento- y se procedió expresamente a dar por agotada la vía administrativa dentro del procedimiento, precluyendo con ello las instancias ordinarias de impugnación.

En razón de lo anterior, y de conformidad con los artículos 292 y 342 de la LGAP, el recurso interpuesto por ACOPE contra la resolución RJD-095-2015, debe ser rechazado de plano por improcedente, por no ser éste el acto final del procedimiento.

b) Temporalidad

Como bien se indicó en el punto anterior, al resultar el recurso improcedente, no es posible ponderar ni determinar cuál es el plazo que le resultaría aplicable a este asunto, para efectos de determinar la temporalidad del recurso.

c) Legitimación

Respecto a la legitimación activa, cabe indicar que ACOPE está legitimada para actuar -en la forma en que lo ha hecho- de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, en relación con el numeral 275 de la LGAP, ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.

d) Representación

El señor Mario Alvarado Mora, actúa en su condición de apoderado generalísimo con límite de suma de hasta quinientos mil colones -según consta en la certificación visible a folio 409- por lo cual está facultado para actuar en nombre de la citada asociación.

2. Recurso de P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A.**a) Naturaleza**

A pesar de que las recurrentes indicaron que el recurso interpuesto contra la resolución RJD-095-2015, es el de reconsideración, en aplicación del principio de informalismo se tiene por presentado el recurso de reposición, en los términos que señala el artículo 345 inciso 2 de la LGAP.

En este sentido, establece el numeral 345 de la LGAP, que en el procedimiento ordinario proceden –entre otros- los recursos ordinarios contra el acto final, que en este caso en particular, resulta ser la resolución RJD-034-2015.

Ahora bien, la resolución RJD-095-2015 fue dictada por la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora, que resolvió -entre otras cosas- en su momento procesal oportuno, rechazar por inadmisibile el recurso de reposición que las propias recurrentes interpusieron contra la resolución RJD-034-2015, -acto final del procedimiento- y se procedió expresamente, a dar por agotada la vía administrativa dentro del procedimiento, precluyendo con ello las instancias ordinarias de impugnación.

En razón de lo anterior, y de conformidad con los artículos 292 y 342 de la LGAP, el recurso interpuesto de manera conjunta, por P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015, debe ser rechazado de plano por improcedente, por no ser éste el acto final del procedimiento.

b) Temporalidad

Como bien se indicó en el punto anterior, al resultar el recurso improcedente, no es posible ponderar ni determinar, cuál es el plazo aplicable a este asunto, para efectos de determinar la temporalidad del recurso.

c) Legitimación

Las recurrentes se encuentran legitimadas para actuar dentro del expediente, ya que son parte en el procedimiento dentro del cual recayó la resolución recurrida, al tenor de lo establecido en el artículo 275 de la LGAP, en concordancia con lo establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.

Ahora bien, es importante aclarar que en relación con la legitimación de P.V. Paso Hondo S.A., cotejando las certificaciones registrales visibles a folios 295 a 296 y 481 a 482, se desprende que se dio un cambio en la razón social o denominación de P.V. Huacas S.A., a

P.V. Paso Hondo S.A., manteniendo la misma cédula de persona jurídica, número 3-101-665647.

d) Representación

El señor José Antonio Benavides Sancho, actúa en su condición de representante judicial y extrajudicial de P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A.,-según consta en las certificaciones registrales visibles a folios 479 al 482- por lo cual está facultado para actuar en nombre de las recurrentes.

Dicho todo lo anterior, se concluye que los recursos de reposición interpuestos por ACOPE, P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015, resultan de plano improcedentes, por no ser éste el acto final del procedimiento. Como consecuencia de ello, se omite pronunciamiento en cuanto al fondo del asunto.

III. CONCLUSIONES

Sobre la base de lo arriba expuesto, se concluye que:

- 1. Desde el punto de vista formal, el recurso de reposición interpuesto por ACOPE, contra la resolución RJD-095-2015, resulta de plano improcedente.*
- 2. Desde el punto de vista formal, el recurso de reposición interpuesto por P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015, resulta de plano improcedente.*

[...]”

II. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.-** Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición interpuesto por la Asociación Costarricense de Productores de Energía, contra la resolución RJD-095-2015, **2.-** Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición, interpuesto de manera conjunta por P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015, **3.-** Reiterar el agotamiento de la vía administrativa, realizado mediante la resolución RJD-095-2015, **4.-** Notificar a las partes, la presente resolución, **5.-** Trasladar el expediente a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

III. Que en la sesión 35-2015, celebrada el 27 de julio de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 676-DGAJR-2015, de cita, acordó, entre otras cosas y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO:

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

RESUELVE:

- I. Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición interpuesto por la Asociación Costarricense de Productores de Energía, contra la resolución RJD-095-2015.
- II. Rechazar de plano por improcedente, el recurso de reposición, interpuesto de manera conjunta por P.V. Paso Hondo S.A., y ENEL Green Power Costa Rica S.A., contra la resolución RJD-095-2015.
- III. Reiterar el agotamiento de la vía administrativa, realizado mediante la resolución RJD-095-2015.
- IV. Notificar a las partes, la presente resolución.
- V. Trasladar el expediente a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, para lo que corresponda.

NOTIFÍQUESE.

ACUERDO FIRME

ARTÍCULO 14. Solicitud planteada por la empresa Transportes Unidos Alajuelenses S.A. (TUASA) en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial 04-311-163-CA.

La Junta Directiva conoce el oficio 681-DGAJR-2015 del 20 de julio de 2015, mediante el cual la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre la solicitud planteada por la empresa Transportes Unidos Alajuelenses S.A. (TUASA), en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial

El señor *José Andrés Meza Villalobos* explica los antecedentes, 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, conforme al oficio 681-DGAJR-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

ACUERDO 12-35-2015

1. Dar por conocido el documento presentado por la empresa TUASA, el 2 de febrero de 2015 en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial 04-311-163-CA.
2. Rechazar por improcedente la solicitud planteada a la Junta Directiva de la Aresep en cuanto a “interponer sus buenos oficios, con el fin de que evite ulteriores proceso judiciales, que según ella derivan en un desgaste innecesario”.
3. Instar a la empresa a que cumpla con lo ordenado en la resolución 2177-2011 de las 8:00 horas del 4 de octubre de 2011 del Juzgado Contencioso Administrativo y confirmada por resolución 67-2012-I de las 14:50 horas del 29 de febrero de 2012, del Tribunal Contencioso Administrativo,

procediendo a cancelar el monto ¢177.680.356,00, en costas personales que adeuda a la Aresep, por tratarse de una sentencia firme de un Tribunal de la República.

4. Notificar a la empresa, la presente resolución.

5. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el expediente judicial 04-311-163-CA se tramitó en el Juzgado Contencioso Administrativo una demanda presentada por la empresa Transportes Unidos Alajuelenses S.A. (TUASA), contra la Aresep, por habersele denegado mediante la resolución RRG-2836-2002, un aumento tarifario solicitado.
- II. Que dicha demanda fue declarada sin lugar, mediante resolución 962-2007 de las 08:00 del 14 de agosto de 2007, del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda y posteriormente confirmada por las resoluciones del Tribunal Contencioso Administrativo 20-2009-S.X de 13:00 horas del 13 de febrero de 2009 y 0000613-F-S1-2010 de las 08:50 horas del 20 de mayo de 2010 de la Sala Primera. En dicha resolución, se condena en ambas costas del proceso a la actora.
- III. Que en virtud de la anterior condenatoria, la Aresep presentó la respectiva liquidación de costas ante el Juzgado el día 18 de mayo de 2011, por un monto de ¢2333 en costas procesales y un monto de ¢177.680.356,00, en costas personales.
- IV. Que dicha liquidación de costas fue aprobada en los términos solicitados por Aresep, mediante la resolución 2177-2011 de las 08:00 horas del 4 de octubre de 2011 del Juzgado Contencioso Administrativo y confirmada por resolución 67-2012-I de las 14:50 horas del 29 de febrero de 2012, del Tribunal Contencioso Administrativo, hallándose firme en la actualidad.
- V. Que al día de hoy, no obstante reiteradas solicitudes de la Aresep al Juzgado y órdenes emitidas por éste a la empresa, TUASA no ha cumplido con el depósito de las costas personales, ordenadas en sentencia.
- VI. Que el 20 de julio de 2015, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria DGAJR, mediante el oficio 681-DGAJR-2015, rindió su criterio con respecto al memorando 046-SJD-2015.
- VII. Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 681-DGAJR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

“ [...]

II. SOBRE LA CONSULTA PLANTEADA:

Mediante el memorando 046-SJD-2015/3457, se consultó a esta Dirección General sobre el escrito presentado por la empresa Transportes Unidos Alajuelenses S.A. el día 2 de

febrero de 2015, en el que señala la empresa que realizó el depósito de ¢2333 por costas procesales, ordenado en la resolución judicial 2117-2011, dentro del proceso judicial 04-000311-163-CA, dentro del cual esa empresa había demandado a la Aresep, pero señala además, que no cancelarán el monto de costas personales por ¢177.680.356,00 ordenado en esa misma sentencia, por considerar la empresa que dicho monto es ilegal y no es conforme a derecho.

De la redacción del escrito presentado por la empresa TUASA, se desprende que en realidad no se consulta algo en particular, sino que simplemente se limita a informar su desacuerdo con lo ordenado por el Juzgado y su decisión de no pagar esa suma, como si este fuera un aspecto disponible por parte de la empresa. Es decir, resulta una nota informativa más que consultiva.

Respecto a esa nota, debemos indicar que lo ordenado en esa sentencia se origina de una demanda planteada por TUASA contra la Aresep, demanda que fue declarada sin lugar por el Tribunal Contencioso Administrativo y en consecuencia condenó en costas a la actora al perder el proceso. Dicha resolución se encuentra en firme –prueba de ella es que la misma actora canceló ya el monto por costas procesales, el cual era un monto muy bajo- pero se niega a pagar las costas personales, por ser un monto mucho mayor.

Sobre dicho monto no hay tema adicional que discutir, pues primero como dijimos fue fijado por un Tribunal de la República y además se encuentra en firme, por lo que no admite discusión alguna, y debe ser cancelado al ser una disposición judicial que Aresep, no puede ni debe variar.

Las inconformidades que la empresa tenga con respecto a ese monto, debieron ser alegadas dentro de mismo proceso judicial, o bien, debieron haber interpuesto los recursos extraordinarios que en esa sede puedan caber, pero no procede venir a cuestionarlas ahora en la sede administrativa. No podría la Aresep sustituir la voluntad del juez, y renunciar a ese cobro que es procedente jurídicamente, sin incurrir en violación al principio de legalidad.

Son diversos procesos en los que a la Aresep se le han reconocido costas personales, no obstante haber sido todos ellos tramitados por abogados de planta, esto en virtud de una amplia jurisprudencia judicial, que reconoce que las costas personales son para la parte vencedora no para sus abogados, y dichos montos no van a parar al patrimonio de los abogados de las instituciones sino al de propia Institución. Ese es un tema muy claro a nivel jurisprudencial que solo evidencia desconocimiento de parte de TUASA y su renuencia a cumplir con lo ordenado por el Tribunal. Esa parte confunde las costas personales con lo que refiere a honorarios profesionales, que es un tema aparte, y que aplica para una relación cliente - abogado que no se da en nuestro caso, pero que no enerva el derecho de la Institución al reclamo de las costas personales del proceso.

Véase por ejemplo, en ese sentido, la resolución 429-2007 de las 9:30 horas del 29 de marzo de 2007, del Juzgado Contencioso Administrativo, que resulta relevante por haber sido dictada en un proceso en el que Aresep era parte y obtuvo a su favor una condena en costas a la parte contraria:

“III. En primer término debe señalarse a la actora que vistos los libelos de liquidación formulados por las gestionantes, mismos que corren a folios 720 a 722, así como 728 a 729 de los autos, éstos únicamente se limitan al cobro de las costas que en su opinión les corresponden por la prosecución de la Litis y en ese tanto, resulta innecesario el ofrecimiento de material probatorio relacionado con la situación laboral del Lic. Francisco Muñoz Chacón, (a esa fecha abogado de planta de la Aresep) toda vez que el derecho de pervivir tales emolumentos no resulta condicionado por la situación jurídica particular -en este caso estatutaria- que tenga quien se haya desempeñado como abogado de alguna de las partes, sino que corresponde a la parte litigante propiamente tal, por el hecho de haber sido traída al estrados judiciales y haber tenido que recurrir a defenderse dentro del íter procesal (artículo 226 del Código Procesal Civil). En atención a lo anterior, se rechaza la prueba ofrecida.”

Véase también la resolución 01191 de las 09:30 horas del 18 de setiembre de 2013 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, dictada dentro del expediente 09-002761-1027-CA:

“ IV. - En el segundo agravio, se cuestiona los montos concedidos por concepto de costas procesales, personales y de ejecución, dada la existencia de un contrato de cuota litis, por lo que su reconocimiento, asegura, implicaría un doble pago a favor de la representante especial judicial de los ejecutantes. Ello contraviene, afirma, el precepto 238 del CPC, de aplicación supletoria en virtud del numeral 220 del CPCA. Ante la afirmación de la casacionista, conviene observar, en primer lugar, lo indicado en la parte dispositiva de la resolución ejecutoria: *“Se condena a los demandados a pagar a los actores, la suma de QUINCE MILLONES DOSCIENTOS VEINTITRÉS MIL SETECIENTOS VEINTISÉIS COLONES CON NOVENTA Y UN CÉNTIMOS (¢15.223.726,91) por concepto de costas personales del proceso de principal y OCHENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS CUARENTA COLONES (¢82.340.00) de costas procesales. Son ambas costas de la ejecución de sentencia a favor de los actores y a cargo del Estado y del Consejo Nacional de Vialidad, las que se fijan en CINCO MILLONES VEINTICUATRO MIL SETENTA Y NUEVE COLONES CON SETENTA CÉNTIMOS (¢5.024.079,70).”* (Se agregó el subrayado, las mayúsculas son del original). Tal y como se desprende del extracto citado, los beneficiarios de estos rubros son la señora Marina Gamboa Vargas y sus hijos, no la abogada quien los asesoró en el proceso. Como bien lo explicó la jueza ejecutora en el citado fallo, el acuerdo que hayan suscrito los demandantes con su representante especial judicial, para el pago de sus honorarios, obedece *“única y exclusivamente en la relación cliente-abogado”* por lo que *“solo afecta a los actores y su abogado, y no tiene ninguna incidencia en las costas personales que aquí se cobran, que deben ser asumidas por la parte vencida.”* Desde esta perspectiva, obsérvese que

no se trata de conferir a la profesional en derecho “*un doble pago por su asesoría*”, como equivocadamente lo entiende la casacionista. Para ello es necesario recordar la distinción entre las costas (cuyo monto le pertenecen a la parte vencedora, según lo haya estipulado la sentencia) y los honorarios de abogado; aspecto sobre el cual esta Sala ya se ha pronunciado: “[...] *Todo proceso jurisdiccional tiene repercusiones económicas, no sólo en cuanto a la pretensión material reclamada-resarcimiento económico del objeto del proceso-, sino al proceso en sí. A esos gastos, procesales y personales, que ocasiona se les denomina en forma genérica "costas". Para lo que al caso interesa, es menester indicar, que existe una diferencia entre los conceptos de "costas personales" y "honorarios de abogado", [...]. Esta Sala desde vieja data ha establecido que la naturaleza de ambos conceptos resultan distintos, debido a que las costas personales se generan dentro del proceso judicial y le pertenecen a la parte victoriosa. Los honorarios de abogado por su parte, surgen por el servicio profesional brindado por el litigante respecto de su cliente [...]. El concepto de costas personales, es en estricto sentido, parte de la condena que se impone a quien perdió el juicio. En concreto, es la indemnización que en principio el vencido cubre al victorioso, resarciéndolo de lo que este último pagó o se vería obligado a pagar por asistencia profesional. Incluye todos aquellos gastos propios en el desenvolvimiento de la actividad procesal, es decir en el caso concreto, erogaciones que debe sufrir el amparado como producto del trámite de su recurso, las que debe cancelar la entidad recurrida como responsable de los mismos, al obligar a que se acuda a la vía jurisdiccional en satisfacción de sus pretensiones y resultar vencido en la contienda judicial. Como se indicó anteriormente, estas se establecen en sentencia a favor de la parte victoriosa dentro del proceso, a quien corresponde presentar la liquidación respectiva (o su apoderado judicial, pero en su representación y no a título personal), y se giran a ella, con el único fin de evitar un doble pago, porque por regla general, ya los honorarios han sido abonados al abogado que dirigió el proceso, y precisamente lo que se busca es que se resarza el gasto”* (sentencia no. 615-F-S1-2012 de las 9 horas 10 minutos del 23 de mayo de 2012). Lo anterior aplica también para las procesales, en tanto es claro que los montos concedidos por ambas costas le pertenecen, en este caso, a los aquí ejecutantes –sea, a la señora Gamboa Arias y sus hijos– para que, precisamente, puedan hacerle frente a los honorarios que deban cancelar a su representante especial judicial, conforme los términos que hubieren pactado (tal y como lo sería, por ejemplo, el pago del porcentaje acordado sobre los montos concedidos en sentencia, según lo hayan estipulado en el contrato de cuota litis), así como los demás cargos procesales que les implicó este proceso judicial; o bien –si ya los ejecutantes cancelaron a su abogada la totalidad o parte de lo convenido– puedan entonces resarcirse de las sumas invertidas para la defensa de sus intereses en este proceso. Desde esa perspectiva, es claro que no se incurre en el vicio alegado por la recurrente; razón por

la cual, atendiendo a lo indicado en el considerando anterior y al amparo del artículo 140, inciso c), *in fine* del CPCA, se rechaza de plano por el fondo el agravio invocado.”

En el mismo sentido, cabe citar la sentencia 409 de las 13:40 horas del 24 de noviembre de 2014, del Tribunal Segundo Civil, Sección I.

La jurisprudencia de cita señala que la condena en costas: "*En concreto, es la indemnización que en principio el vencido cubre al victorioso, resarciéndolo de lo que este último pagó o se vería obligado a pagar por asistencia profesional.*" y que es a él, a quien corresponde presentar la liquidación respectiva y a quien debe girarse dicho monto: "*con el único fin de evitar un doble pago, porque por regla general, ya los honorarios han sido abonados al abogado que dirigió el proceso, y precisamente lo que se busca es que se resarza el gasto.*". Nótese, que el argumento expuesto por la parte actora no tiene ningún fundamento en la jurisprudencia mencionada, tampoco en las normas procesales, las cuales no establecen como requisito de la liquidación de costas personales, que dicho pago se haya realizado, a fin de fijar su monto en etapa de ejecución, evidentemente los apelantes confunden condena con fijación del monto, los cuales constituyen dos momentos diferentes. En esta última, el derecho a su cobro por parte del vencedor ya fue declarado, por lo que ningún cuestionamiento puede hacerse al respecto. En el presente asunto, mediante el voto número 135 de las 10:30 horas del 10 de mayo de 2013 (folios 236 y 237), este Tribunal y Sección, estableció la condenatoria en costas en contra de la parte actora, quien resultó vencida, por lo que, lo único que correspondía seguidamente a la parte vencedora, es proceder a liquidar las costas personales, cuyo monto, se deriva del numeral 233 del Código Procesal Civil, debe ser fijado por el juez conforme se establecen los honorarios profesionales, es decir, mediante el decreto ejecutivo respectivo, por lo que resulta claro, que no se requiere de ningún tipo de prueba para esos efectos, dado que, no puede dejarse de lado que, la cancelación de los honorarios, en la relación cliente-abogado, ya se puede haber efectuado al momento de la liquidación -regla general dice la jurisprudencia-, pero también puede hacerse en forma posterior, voluntaria o coactivamente, por medio del incidente de cobro de honorarios respectivo.”

Finalmente, es importante informar a esa Junta Directiva por otra parte, que en ese proceso judicial desde hace mucho tiempo, la Aresep ha venido reiterando al despacho judicial –ante la inercia de la empresa actora- que ordene a TUASA cumplir con el pago de las costas del proceso, solicitando incluso embargo sobre varios de sus bienes para garantizarse el pago de las sumas adeudadas, que como vemos excede los ¢177.680.356,00 millones de colones y que la empresa, al día de hoy no ha cancelado.

Por último, vale indicar que cualquier recurso de revisión que la empresa plantee o haya planteado en sede judicial, del cual la Aresep a la fecha no ha sido notificada, en nada

impide que se cumpla con lo ordenado en la sentencia que aprueba la liquidación de costas hecha por Aresep, puesto que la presentación de dicho recurso no suspende esa ejecución. Lo anterior, de conformidad con los artículos 154 y 220 del Código Procesal Contencioso Administrativo en relación con los artículos 619 a 628 del Código Procesal Civil, en especial el artículo 622, además de que nada garantiza que dicho recurso sea declarado con lugar. De allí que, salvo disposición expresa de la Sala Primera, la sentencia debe hacerse efectiva aun existiendo un recurso de revisión planteado.

III. CONCLUSIONES:

Considera esta Dirección General que no es de recibo la solicitud hecha por la empresa a la Junta Directiva, “con el fin de que evite ulteriores proceso judiciales, que según ella derivan en un desgaste innecesario”, pues lo único que ha hecho Aresep es ejercer su defensa ante acciones judiciales emprendidas por esa empresa en su contra, y una vez obtenida una sentencia favorable, cobrar las costas otorgadas en sentencia. Siendo esas costas la forma legal de resarcirse los gastos incurridos para hacer frente a esos procesos judiciales.

Por el contrario, acceder a lo peticionado, implicaría que dichos gastos incurridos por la Administración para hacer frente al proceso, repercutirían en menoscabo a los recursos institucionales y tendrían que ser cubiertos con el presupuesto institucional que se financia vía canon de regulación.

Acceder a lo solicitado por la empresa, implicaría dejar de ejercer un deber legal de cobrar los gastos incurridos para hacer frente a los procesos judiciales que se planteen contra el ente regulador y actuar en contra del principio de legalidad.

*Jurisprudencialmente se han reconocido costas personales a los entes estatales, independientemente de que los procesos hayan sido dirigidos por Abogados de planta, pues las costas son un derecho de la parte vencedora en el proceso, con lo cual estimamos que lo resuelto por el juzgado es acorde a derecho y como tal debe ser cumplido cabalmente por las partes del proceso.
[...].”*

- II.** Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1-** Dar por conocido el documento presentado por la empresa TUASA, el 2 de febrero de 2015 en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial 04-311-163-CA; **2-** Rechazar por improcedente la solicitud planteada a la Junta Directiva de la Aresep en cuanto a “interponer sus buenos oficios, con el fin de que evite ulteriores proceso judiciales, que según ella derivan en un desgaste innecesario”; **3-** Instar a la empresa a que cumpla con lo ordenado en la resolución 2177-2011 de las 8: horas del 4 de octubre de 2011 del Juzgado Contencioso Administrativo y confirmada por resolución 67-2012-I de las 14:50 horas del 29 de febrero de 2012, del Tribunal Contencioso Administrativo, procediendo a cancelar el monto ¢177.680.356,00, en costas personales que adeuda a la Aresep, por tratarse de una sentencia firme de un Tribunal de la República; **4-** Notificar a la empresa, la presente resolución, tal y como se dispone.

- III. Que en la sesión 35-2015, celebrada el 27 de julio de 2015, cuya acta fue ratificada el 6 de agosto de 2015; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, sobre la base del oficio 681-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. Dar por conocido el documento presentado por la empresa TUASA, el 2 de febrero de 2015 en relación con el no pago de costas personales del proceso judicial 04-311-163-CA.
- II. Rechazar por improcedente la solicitud planteada a la Junta Directiva de la Aresep en cuanto a “interponer sus buenos oficios, *con el fin de que evite ulteriores procesos judiciales, que según ella derivan en un desgaste innecesario*”.
- III. Instar a la empresa a que cumpla con lo ordenado en la resolución 2177-2011 de las 8: horas del 4 de octubre de 2011 del Juzgado Contencioso Administrativo y confirmada por resolución 67-2012-I de las 14:50 horas del 29 de febrero de 2012, del Tribunal Contencioso Administrativo, procediendo a cancelar el monto ¢177.680.356,00, en costas personales que adeuda a la Aresep, por tratarse de una sentencia firme de un Tribunal de la República.
- IV. Notificar a la empresa, la presente resolución.

NOTIFÍQUESE.

A partir de este momento se retira del salón de sesiones, la señora Roxana Herrera Rodríguez.

ARTÍCULO 15. Asunto Informativo.

Se da por recibida la respuesta a la Asamblea Legislativa sobre el Proyecto de Ley Reforma de la Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, expediente 19.103, contenida en el oficio 661-RG-2015 del 22 de julio de 2015, cuyo tema se agenda como asunto de carácter informativo.

A las dieciocho horas con quince minutos finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario de la Junta Directiva