## SESIÓN ORDINARIA

N.° 13-2015

26 de marzo de 2015

San José, Costa Rica

#### SESIÓN ORDINARIA N.º 13-2015

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

## ARTÍCULO 1. Constancia de participación de la directora Adriana Garrido Quesada mediante videoconferencia.

Se deja constancia de que la directora Adriana Garrido Quesada participa mediante el sistema de videoconferencia, desde Marsella, Francia, de acuerdo con lo informado mediante carta del 26 de marzo de 2015, dirigida al señor Dennis Meléndez Howell, Presidente de esta Junta Directiva.

#### ARTÍCULO 2. Aprobación del Orden del Día.

El señor *Dennis Meléndez Howell* da lectura al Orden del Día de esta sesión. Sugiere modificarlo de la siguiente manera:

- Trasladar el punto 2 de la agenda relacionado con la solicitud de la Asociación Solidarista de la ARESEP (ASAR) para el incremento del 0.33% en el aporte patronal, cuya exposición estará a cargo de la Dirección General de Operaciones y de la firma BDS Asesores Jurídicos, una vez finalizado el conocimiento de la modificación presupuestaria 3-2015.
- Sustituir el título del punto 6.2 de manera que se lea: "Propuestas de metodologías ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural y solicitud de ampliación de prórroga a la Contraloría General de la República, para cumplir con la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013".
- Sustituir el nombre del punto 6.1 de forma que se lea: "Modificación al Plan Operativo Institucional POI 2015 y Modificación Presupuestaria 3-2015".

Analizados los planteamientos, el señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación el Orden del Día y la Junta Directiva resuelve, por unamidad:

#### ACUERDO 01-13-2015

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, con las siguientes modificaciones:

- Trasladar el punto 2 de la agenda relacionado con la solicitud de la Asociación Solidarista de la ARESEP (ASAR) para el incremento del 0.33% en el aporte patronal, cuya exposición estará a cargo de la Dirección General de Operaciones y de la firma BDS Asesores Jurídicos, una vez finalizado el conocimiento de la modificación presupuestaria 3-2015.
- Sustituir el título del punto 6.2 de manera que se lea: "Propuestas de metodologías ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural y solicitud de ampliación de prórroga a la Contraloría General de la República, para cumplir con la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013".
- Sustituir el título del punto 6.1 de forma que se lea: "Modificación al Plan Operativo Institucional POI 2015 y Modificación Presupuestaria 3-2015".

#### A la letra el Orden Día ajustado dice:

- 1. Aprobación del Orden del Día.
- Asuntos de la SUTEL: Plan Operativo Institucional para el Canon de Regulación de Telecomunicaciones 2016 de la Sutel. Oficio 2003-SUTEL-SCS-2015 del 20 de marzo del 2015.
- 3. Solicitud de la Asociación Solidarista de la ARESEP (ASAR) para incremento del 0.33% en el aporte patronal. Oficio 127-DGO-2015 del 16 de marzo de 2015. (Exposición a cargo de BDS Asesores Jurídicos).
- 4. Aprobación de las actas de las sesiones 11-2015 y 12-2015.
- 5. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.
- 6. Asuntos resolutivos.
  - 6.1 Modificación al Plan Operativo Institucional POI 2015 y Modificación Presupuestaria 3-2015. Oficios 146-DGEE-2015 y 145-DGEE-2015 ambos del 23 de marzo de 2015.
  - 6.2 Propuestas de metodologías ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural y solicitud de ampliación de prórroga a la Contraloría General de la República para cumplir con la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.
  - 6.3. Criterio técnico en torno al tema de riesgo país emitido por el Centro de Desarrollo de la Regulación.

- 6.4 Recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-037-2014. Expediente ET-038-2014. Oficio 1084-DGAJR-2014 del 19 de diciembre de 2014.
- 6.5 Recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-038-2014. Expediente ET-040-2014. Oficio 1088-DGAJR-2014 del 19 de diciembre de 2014.
- 6.6 Recurso de reposición interpuesto por la Federación Nacional de Cooperativas de Taxis R.L. (FENACOOTAXI), contra la resolución RJD-141-2014. Expediente OT-162-2014. Oficio 165-DGAJR-2015 del 26 de febrero de 2015.
- 6.7 Recurso de reposición interpuesto por Aguacorporación Internacional S.A., contra la resolución RJD-106-2014 del 30 de setiembre de 2014. Expediente OT-120-2014. Oficio 237-DGAJR-2015 del 19 de marzo de 2015.
- 6.8 Solicitud de la Intendencia de Energía para que se valore la posibilidad de aclaración del acuerdo 06-02-2015 de la sesión ordinaria 2-2015, mediante el cual se dispuso declarar de oficio la nulidad absoluta de la resolución RIE-075-2013 y por su conexidad de la resolución RIE-067-2014. Oficio 0372-IE-2015 del 26 de febrero de 2015.
- 6.9 Propuesta para trasladar a la Administración el trámite de la reforma parcial al "Reglamento para la administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE)". Oficio 131-DGAJR-2015 del 18 de febrero de 2015.

## ARTÍCULO 3. Asuntos de la SUTEL: Plan Operativo Institucional para el Canon de Regulación de Telecomunicaciones 2016 de la Sutel.

A las catorce horas con quince minutos ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Gilbert Camacho Mora y Maryleana Méndez Jiménez, Presidente y Miembro del Consejo de la Sutel, respectivamente; así como la señora Sharon Jiménez Delgado y el señor Mario Campos Ramírez, funcionarios de esa Superintendencia, a participar en el tema objeto de este artículo.

La Junta Directiva conoce oficio 2003-SUTEL-SCS-2015 del 20 de marzo de 2015, mediante el cual la Superintendencia de Telecomunicaciones somete para aprobación de la Junta Directiva, el Plan Operativo Institucional para el Canon de Regulación de Telecomunicaciones 2016, de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

El señor *Gilbert Camacho Mora* inicia su presentación y se refiere a la vinculación de los objetivos estratégicos y el Plan Operativo Institucional (POI), el cual apunta hacia las siguientes líneas:

- ✓ Acercamiento al usuario de los servicios de telecomunicaciones
- ✓ Dinamizar la competencia
- ✓ Renovación permanente de instrumentos de regulación

#### ✓ Aprendizaje v crecimiento institucional

Por otra parte, explica en detalle los proyectos de las áreas de calidad; mercados; operaciones y comunicación.

En cuanto al canon de regulación, indica que el objetivo estratégico es favorecer el desarrollo óptimo del mercado de las telecomunicaciones, mediante la consolidación de los procesos internos, tanto administrativos como regulatorios. Asimismo, se refiere a los siguientes proyectos relacionados:

- Implementación de un sistema informático para la captura y presentación de información georeferenciada de infraestructura para el soporte de redes públicas de telecomunicaciones.
- Desarrollo de una metodología para la medición del nivel de eficiencia en el mercado de las telecomunicaciones.
- Propuesta de modificación al Reglamento del nivel de eficiencia en el mercado de las telecomunicaciones.
- Sistema Nacional de Gestión de terminales móviles.
- Verificación del Plan de Desarrollo de red (Contratos de concesión Claro y Telefónica).
- Implementación del sistema de monitoreo de Calidad del Servicio.
- Consolidación de modelo de datos institucional (integración de herramientas).
- Auditoría final para la Certificación ISO del Sistema de gestión de calidad y los procesos de la DGM.
- Plan Estratégico de información y documentación de la Sutel.
- Uniformar la identidad gráfica de la Sutel.
- Centro de Excelencia de Sutel.

Finaliza su presentación con una explicación respecto de los proyectos plurianuales que maneja la Superintendencia, específicamente en torno a lo realizado en el 2014, así como lo que se está realizando en el 2015 y lo que se pretende para el 2016.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Superintendencia de Telecomunicaciones, de conformidad con el oficio 2003-SUTEL-SCS-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **ACUERDO 02-13-2015**

Aprobar, de conformidad con lo establecido en el artículo 73, inciso q) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, el Plan Operativo Institucional 2016 para el canon de regulación de las telecomunicaciones de la Superintendencia de Telecomunicaciones, conforme a la documentación remitida mediante oficio 2003-SUTEL-SCS-2015, del 20 de marzo de 2015, así como lo expresado por la Dirección General de Estrategia y Evaluación en su oficio 149-DGEE-2015 del 26 de marzo de 2015.

Lo anterior en el entendido de que, el citado Plan Operativo Institucional, será retomado en la etapa correspondiente a la formulación del presupuesto, oportunidad en la que se considerará el análisis de los proyectos asociados al canon de Reserva del Espectro y los proyectos relacionados al porcentaje máximo del 1% del gasto administrativo de la contribución parafiscal para FONATEL.

#### ACUERDO FIRME.

A las quince horas con diez minutos se retiran del salón de sesiones, los señores (as) Gilbert Camacho Mora, Maryleana Méndez Jiménez, Mario Campos Ramírez y Sharon Jiménez.

#### ARTÍCULO 4. Aprobación de las actas de las sesiones 11-2015 y 12-2015.

Los señores miembros de la Junta Directiva conocen el borrador de las actas de las sesiones 11-2015 y 12-2015, celebradas el 16 y 19 de marzo de 2015, respectivamente.

#### a) En cuanto a la sesión 11-2015

El señor *Dennis Meléndez Howell* y la directora *Adriana Garrido Quesada* manifiestan que se abstienen de votar dicha acta, ya que no participaron en esa oportunidad. La Junta Directiva resuelve con los votos de Grettel López Castro, quien presidió en esa oportunidad; Sylvia Saborío Alvarado, Edgar Gutiérrez López y Pablo Sauma Fiatt:

#### **ACUERDO 03-13-2015**

Aprobar el acta de la sesión 11-2015, celebrada el 16 de marzo de 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 y la directora Adriana Garrido Quesada.

#### b) En cuanto a la sesión 12-2015

El señor *Dennis Meléndez Howell* somete a votación. La directora Adriana Garrido Quesada manifiesta que se abstiene de votar dicha acta, ya que no participó en esa oportunidad. La Junta Directiva resuelve, con los votos de Dennis Meléndez Howell, Pablo Sauma Fiatt, Edgar Gutiérrez López y Sylvia Saborío Alvarado.

#### **ACUERDO 04-13-2015**

Aprobar el acta de la sesión 12-2015, celebrada el 19 de marzo de 2015, cuyo borrador se distribuyó con anterioridad, entre los señores miembros de la Junta Directiva para su revisión, con la salvedad manifestada por la directora Adriana Garrido Quesada.

#### ARTÍCULO 5. Asuntos de los Miembros de Junta Directiva.

La directora *Adriana Garrido Quesada* comenta que está presentando una carta mediante la cual informa respecto a una situación familiar, misma que le impidió participar en las sesiones de Junta Directiva de la semana anterior, por lo que, en la citada carta manifiesta que dentro de las condiciones de excepcionalidad de esta situación, solo podrá participar por el sistema de videoconferencia hasta finales de abril de 2015, fecha en la que espera regresar a Costa Rica para permanecer por largos períodos. Por lo anterior, agradece la continuación del apoyo brindado para su participación efectiva por este sistema en las sesiones de Junta Directiva y en otras reuniones de trabajo, según se requiera.

#### ARTÍCULO 6. Modificación al POI 2015 y Modificación Presupuestaria 3-2015.

A las quince horas ingresan al salón de sesiones, las señoras Guisella Chaves Sanabria y Roxana Montenegro Romero, funcionarias de la Dirección General de Estrategia y Evaluación, a participar en la presentación del tema objeto de artículo.

La Junta Directiva conoce oficios 146-DGEE-2015 y 145-DGEE-2015, ambos del 23 de marzo de 2015, mediante los cuales la Dirección General de Estrategia y Evaluación somete para aprobación de la Junta Directiva, una Modificación al Plan Operativo Institucional 2015 y la Modificación Presupuestaria 3-2015.

La señora *Guisella Chaves Sanabria* explica los pormenores de la propuesta de modificación al Plan Operativo Institucional- POI 2015, que básicamente consiste en modificar el proyecto "Cálculo de parámetros de servicio e indicadores para la metodología de taxis", de manera que se incrementa el monto presupuestado de \$\mathbb{Q}25,0\$ a \$\mathbb{Q}50,0\$ millones, se aumenta el tiempo de 12 a 16 meses y el alcance del proyecto.

En lo tocante a la propuesta de modificación del POI 205, específicamente en el citado proyecto, el señor *Enrique Muñoz Aguilar* explica que la Intendencia de Transporte está trabajando en el tema de la metodología ordinaria para el servicio de taxi. Agrega que se está haciendo una contratación para llevar a cabo dos trabajos en paralelo: i) revisión de cómo está el servicio de taxi, cómo ha evolucionado y ii) revisar los coeficientes de la metodología ordinaria, para valorar si es razonable respecto del mercado que se está regulando en la actualidad.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, de conformidad con los oficios 146-DGEE-2015 y 145-DGEE-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### En cuanto a la modificación del POI 2015

#### **ACUERDO 05-13-2015**

Aprobar la modificación al proyecto "Cálculo de parámetros de servicio e indicadores para la metodología de taxis" contenido en el Plan Operativo Institucional 2015, conforme a lo descrito por la Dirección General de Estrategia y Evaluación en su oficio N°145-DGEE-2015 del 23 de marzo del 2015, de manera que se incrementa el monto presupuestado de \$\mathbb{C}25,0\$ a \$\mathbb{C}50,0\$ millones, y se aumenta el tiempo de 12 a 16 meses y el alcance del proyecto.

#### ACUERDO FIRME.

#### En cuanto a la Modificación Presupuestaria 3-2015

La señora *Guisella Chaves Sanabria* explica los pormenores de la propuesta de Modificación Interna 3-2015, por un monto de £167.3 millones, cuyo detalle a nivel de partida es el siguiente:

CUENTA	DESCRIPCION		RESUMEN		
			AUMENTA	DISMINUYE	
	TOTALES	¢	167.269.890,09	167.269.890,09	
0,00,00	REMUNERACIONES		-	23.874.436,60	
1,00,00	SERVICIOS		152.505.577,00	128.600.977,00	
2,00,00	MATERIALES Y SUMINISTROS		3.742.300,00	6.730.000,00	
5,00,00	BIENES DURADEROS		9.496.100,00	4.038.563,40	
6,00,00	TRANSFERENCIAS CORRIENTE	s	1.525.913,09	4.025.913,09	
9,00,00	CUENTAS ESPECIALES		-	-	

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación, de conformidad con los oficios 146-DGEE-2015 y 145-DGEE-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### ACUERDO 06-13-2015

Aprobar la Modificación No. 3-2015, al presupuesto de la ARESEP por un monto de \$\psi\167.269.890,09\$ (Ciento sesenta y siete millones doscientos sesenta y nueve mil ochocientos noventa colones con 09/100), tal como se presenta en la información contenida en el documento remitido mediante el oficio 145-DGEE-2015 de la Dirección General de Estrategia y Evaluación.

#### ACUERDO FIRME.

A las quince horas con treinta y cinco minutos se retiran del salón de sesiones, las señoras Guisella Chaves Sanabria y Roxana Montenegro Romero.

## ARTÍCULO 7. Solicitud de la Asociación Solidarista de ARESEP (ASAR) para incremento del 0.33% en el aporte patronal.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, la señora Paola Ayala Gamboa, funcionaria de la Dirección General de Operaciones y el señor Marco Durante Calvo de la empresa BDS Asesores Jurídicos, a participar en el tema objeto de este artículo.

Se deja constancia de que, a partir de este momento, se retiran del salón de sesiones, el señor Dennis Meléndez Howell, la señora Grettel López Castro, así como los señores Juan Manuel Quesada Espinoza, Enrique Muñoz Aguilar y Ricardo Matarrita Venegas, por cuanto consideran conveniente no participar por ser afiliados a la ASAR.

En consecuencia, en este artículo la señora Sylvia Saborío Alvarado preside la sesión, en su calidad de Presidenta ad hoc, de conformidad con el acuerdo 03-01-2015 de la sesión 01-2015

Por otra parte, el señor **Rodolfo González Blanco** y la señora **Carol Solano Durán** manifiestan que, dado el tema en análisis en este artículo, y como se les ha solicitado estar presente en la discusión, indican que si hubiese alguna consulta que atender, estarían en la disposición de

hacerlo, en el tanto la situación no implique un conflicto de intereses en lo personal, en cuyo caso, tendrían que abstenerse de brindar opinión.

La Junta Directiva conoce oficio 127-DGO-2015 del 16 de marzo de 2015, mediante el cual la Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos-ASAR- presenta solicitud de incremento del 0.33% en el aporte patronal.

La señora *Paola Ayala Gamboa* explica los antecedentes de dicha solicitud.

Por otra parte, el señor *Marco Durante Calvo* brinda una presentación en torno al criterio sobre el aumento en el aporte patronal para los empleados de la ARESEP, la cual consta de tres puntos: i) Objeto de la consulta del criterio legal OP-14-0396, ii) Asociaciones solidaristas y aporte patronal, y iii) Posibilidad de incrementar el aporte patronal a un 5,33%.

Indica que la ARESEP requirió el análisis de la posibilidad de incrementar el aporte patronal a la Asociación Solidarista de Empleados de la Autoridad Reguladora (ASAR) en un 0,33%, pues el aporte patronal a la ASAR es de un 5%.

El criterio consiste en un análisis de la viabilidad legal desde el punto de vista laboral, en cuanto a la procedencia de dicho aumento; no se contemplan aspectos referentes a la conveniencia institucional desde el punto de vista administrativo o financiero.

Seguidamente se refiere, de forma general, al tema de las asociaciones solidaristas, las cuales son organizaciones privadas, con personalidad jurídica que buscan el beneficio y bienestar de los trabajadores a partir de una relación armoniosa patrono-trabajador. El solidarismo administra recursos que provienen, específicamente de dos fuentes, los ahorros mensuales de los trabajadores afiliados a la Asociación y un aporte que proviene del patrono, el cual es importante al momento de definir si es posible o no aumentar el porcentaje que aporta el patrono.

Explica que el aporte patronal es un adelanto sobre la cesantía del trabajador, es decir, es un pago que en derecho un patrono sí podría hacer, a favor de un afiliado, a la Asociación Solidarista y no se entendería como una donación, porque tiene una relación directa con el derecho de auxilio de cesantía que los trabajadores pueden tener; con la particularidad de que al momento de hacer ese traslado o ese aporte, ese dinero ya se convierte en un beneficio para el trabajador, y por lo tanto, será entregado al trabajador una vez que termine la relación laboral.

Las asociaciones solidaristas lo que hacen es un manejo del fondo que proviene, tanto de los ahorros del trabajador, como del aporte del patrono. Al momento en que el trabajador abandone la organización (sea voluntariamente o por despido), tanto el adelanto sobre la cesantía, como el ahorro individual, serán entregados al trabajador.

En lo tocante a los recursos de financiamiento, según lo establece el artículo 18 de la Ley de Asociaciones Solidaristas, el ahorro mensual mínimo de los asociados se fija con base en el porcentaje mínimo que defina la asamblea general (no menor al 3%, ni mayor al 5%). Asimismo, el aporte mensual del patrono es fijado de común acuerdo entre las partes, conforme a los principios solidaristas.

En cuanto a la posibilidad de incrementar el aporte a un 5.33%, explica que la ARESEP es una institución autónoma con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía técnica y administrativa. Sus actuaciones deben ser autorizadas por el ordenamiento y sus recursos se encuentran sujetos a la fiscalización de la Contraloría General de la República.

Indica que, basados en el artículo 18 de la Ley de Asociaciones, el cual dispone que el porcentaje se fija de común acuerdo, en virtud del principio de legalidad. En el sector público debe acudirse al Código de Trabajo (artículo 29), que fija un límite de 5,33% como porcentaje correspondiente para calcular el monto respectivo al auxilio de cesantía; por lo tanto, la ARESEP sí podría aumentar de un 5% a un 5.33%, que sería el máximo permitido a un patrono del sector público.

En este sentido, la Contraloría General de la República ha determinado que, tratándose de empleo público, el 5,33% constituye un límite máximo para el aporte patronal; oficio DFOE-SOC-114-2007, ratificado por el Informe FOE-SOC-0379 del año 2008, por ende, es viable el incremento del aporte patronal a la ASAR en un 0,33%, siempre y cuando este aumento no sobrepase el 5,33%. Conviene que esto se documente en el acuerdo que exista entre la ARESEP y la ASAR.

El eventual aumento otorgaría a los asociados una situación más favorable. Una vez que ingrese a las arcas de la Asociación se constituye un derecho adquirido, no susceptible de devolución. Cualquier disminución futura en el aporte no podría ser efectuada de manera unilateral por parte de la ARESEP.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* consulta qué sucedería ante esta situación, es decir, que este incremento implique que el patrono, en este caso, la institución pública, termine pagando mucho más de lo que serían sus obligaciones laborales; es decir, cómo se justificaría excederse en el monto de la cesantía.

El señor *Marco Durante Calvo* explica que los aportes que hace el patrono a la Asociación Solidarista se tienen como parte de pago de la cesantía. Se justificaría como un aporte que hace el patrono al movimiento en beneficio del asociado, no tiene ningún sesgo de ilegalidad, ya que existe una ley que fomenta el movimiento solidarista.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* agrega que existe la obligación de manejar los recursos públicos de la mejor manera. En este caso, si la ARESEP está dispuesta a tener un movimiento solidarista abierto y aportar el máximo, prácticamente se está garantizando que el costo al final de la liquidación de los asociados va a ser mucho mayor de lo que la Institución hubiera tenido que aportar.

El señor *Edgar Gutiérrez López* consulta si existen pronunciamientos de la Procuraduría General de la República o de la Contraloría General de la República, respecto al tope del 5.33%.

El señor *Marco Durante Calvo* responde que no fue parte del estudio; sin embargo, podría suministrar la información; aclara, que no duda de que exista mucho criterio al respecto. Indicar que en el estudio sí se incluyó un criterio de la Contraloría General de la República,

específicamente para la consulta que formuló la ARESEP, y que fue en el sentido de si era posible incrementar ese aporte patronal hasta un 5.33%, el cual constituye un límite máximo para el aporte patronal.

El señor *Pablo Sauma Fiatt* comenta que el pronunciamiento de la Contraloría General de la República surge debido a que hay instituciones que aportan más de lo establecido por la ley.

El señor *Marco Durante Calvo* finaliza su presentación e indica que es viable el incremento del aporte patronal a la ASAR en un 0.33%, siempre y cuando este aumento no sobrepase el 5,33%. Conviene que esto se documente en el acuerdo que exista entre la ARESEP y la ASAR.

El señor *Edgar Gutiérrez López* solicita explicación respecto a lo señalado en el estudio en conocimiento, que dice: previo a la aprobación de este incremento resulta indispensable lo dispuesto en la regulación propia de la Asociación Solidarita y la normativa interna de la misma institución, de manera que se pueda asegurar que la ARESEP se encuentra facultada para efectuar un incremento de esta índole.

Señala que lo anterior le preocupa, por la fuente de ingresos de esta Institución, que es a través de los cánones que pagan los regulados y que normalmente se distribuye en función del servicio que la ARESEP necesita para atender esa regulación.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* manifiesta que en este informe no hay un análisis de conveniencia, lo que se aclara es que, realizar el incremento no es ilegal. Entiende que esto conlleva un riesgo alto ya que le costaría más a la Institución.

Por otra parte, consulta cuántos de los empleados de la ARESEP están asociados a la ASAR, a lo que el señor *Rodolfo González Blanco* indica que prácticamente la totalidad, ya que a partir del año 2013, hubo un criterio de la Procuraduría General de la República que señaló que los funcionarios que estaban nombrados a tiempo determinado, sí podían asociarse.

El señor *Marco Durante Calvo* agrega que respecto del comentario realizado por el director Gutiérrez López, en el informe se indica que cuando se cita la importancia de verificar instrumentos internos, era por si existiese alguna circular, directriz o resolución de la Junta Directiva que señalara que no era procedente ese incremento.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* consulta si en el planteamiento de la ASAR, están contemplando incrementar también su aporte, a lo que el señor *Rodolfo González Blanco* indica que es un deber, y para lo cual se firmará un documento para adquirir un compromiso. El señor *Marco Durante Calvo* agrega que la Asociación ya aporta el máximo.

Seguidamente el señor *Rodolfo González Blanco* brinda una explicación en torno a la proyección del 5,33% realizada por la Dirección de Finanzas; esto para el periodo febrerodiciembre 2015.

El señor *Pablo Sauma Fiatt* manifiesta que es una fracción y el costo es muy pequeño; sin embargo, dada la dinámica de la política salarial que tiene la ARESEP, no lo considera en este momento, ya se ha venido avanzando en el tema y al final esto es parte de esa política salarial.

En su criterio, no es el momento para aprobar la solicitud planteada por la ASAR, aunque a futuro debería quedar abierto para hacer ese pequeño ajuste.

La señora *Sylvia Saborío Alvarado* indica que no está de acuerdo con la propuesta de la ASAR, dado que representa un manejo de fondos públicos que vienen de cánones que pagan todos los costarricenses. No encuentra cómo justificar tomar una medida en este sentido, sobre todo que, en este caso, no solo por la fuente de los recursos de la ARESEP, los cuales se tienen que resguardar cuidadosamente, sino porque no existe un esfuerzo paralelo del lado de los trabajadores. Este es un costo neto y adicional únicamente para la ARESEP, sin que implique que los beneficiarios realicen algún aporte. Por tales razones, no está dispuesta a apoyar esta iniciativa en este momento, desde el punto de vista de oportunidad, así como de la política salarial.

La señora *Adriana Garrido Quesada* señala que el esfuerzo de los trabajadores trae consigo un ahorro colectivo y un beneficio propio, por lo cual no es comparable con el esfuerzo institucional. Por otro lado, la realidad es que con esta propuesta los beneficios de la cesantía los obtienen inmediatamente los trabajadores, en el sentido de que tienen ese dinero disponible y ademá se rompe cualquier tope de años de cesantía, lo cual cuestiona si es legal o conveniente.

Le parece que de todas maneras, lo solicitado es un incremento que probablemente no sea tan necesario.

Analizado el tema, según lo expuesto por la Dirección General de Operaciones y el representante de la firma BDS Asesores Jurídicos, la señora *Sylvia Saborío Alvarado* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, con los votos de los directores Saborío Alvarado, Gutiérrez López, Sauma Fiatt y Garrido Quesada:

#### **RESULTANDO:**

- I. Que el señor Juan Diego Solano Henry de la Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora (ASAR), mediante correo electrónico, presentó solicitud para un incremento del 0.33% en el aporte patronal para la ASAR.
- **II.** Que el Despacho de la Reguladora General Adjunta, trasladó a la Dirección General de Operaciones para su atención, la solicitud del señor Solano Henry, con la finalidad de realizar los trámites para obtener los estudios jurídicos y técnicos correspondientes.
- **III.** Que mediante oficio Nº 170-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones solicitó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria criterio legal sobre la solicitud del incremento del 0.33% en el aporte patronal para la ASAR.
- **IV.** Que mediante oficio Nº 187-DGAJR-2014, Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se abstuvo de emitir criterio respecto a este tema en particular.
- **V.** Que mediante oficio Nº 292-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones le solicitó criterio legal a la empresa consultora BDS Asesores Jurídicos, sobre el tema en cuestión.

- **VI.** Que mediante oficio Nº OP14-396 del 30 de abril de 2014, la empresa consultora BDS Asesores Jurídicos remitió el criterio legal sobre el aumento del 5% al 5,33% del aporte patronal a la ASAR.
- **VII.** Que mediante oficio Nº 340-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones le solicitó a la empresa BDS Asesores Jurídicos, ampliar el criterio remitido.
- **VIII.** Que mediante oficio Nº OP14-402, la empresa BDS Asesores Jurídicos, amplió el criterio solicitado y recomendó verificar la existencia o no de algún acuerdo de Junta Directiva, en el que se haya señalado la no procedencia del aumento referido.
  - **IX.** Que mediante oficio Nº 565-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones le solicitó a la Secretaría de Junta Directiva, información sobre el tema en cuestión.
  - **X.** Que mediante oficio Nº 509-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió la información solicitada a la Dirección General de Operaciones.
  - **XI.** Que mediante memorando Nº 622-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones le solicitó a la Dirección de Finanzas, proyección del costo de pasar el aporte del 5% al 5,33%, del mes de octubre a diciembre de 2014 y de todo 2015.
- **XII.** Que mediante oficio Nº 1469-DF-2014, la Dirección de Finanzas adjuntó la proyección solicitada por la Dirección General de Operaciones.
- **XIII.** Que mediante oficio Nº 674-DGO-2014, la Dirección General de Operaciones le solicitó a la Secretaría de Junta Directiva ampliación de la información remitida.
- **XIV.** Que mediante oficio Nº 665-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Operaciones la ampliación de información solicitada.
- **XV.** Que mediante oficio Nº 112-DGO-2015, la Dirección General de Operaciones le solicitó a la Dirección de Finanzas, proyección del costo de pasar el aporte del 5% al 5,33%, con el presupuesto del 2015.
- **XVI.** Que mediante oficio Nº 368-DF-2015, la Dirección de Finanzas adjuntó la proyección solicitada por la Dirección General de Operaciones.
- **XVII.** Que mediante oficio Nº 127-DGO-2015, la Dirección General de Operaciones, remitió la solicitud de la Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASAR), para el incremento del 0.33% en el aporte patronal para la ASAR.

#### **CONSIDERANDO:**

I. Que el artículo 53 inciso ñ) de la Ley Nº 7593, faculta a la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, a dictar las normas y políticas que regulen las condiciones laborales, la creación de plazas, los esquemas de remuneración, las obligaciones y

derechos de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

**II.** Que mediante oficio Nº LABOR OP-14-396 la empresa BDS Asesores Jurídicos, concluyó y recomendó lo siguiente:

#### "4. Conclusiones y recomendaciones.

- ✓ Las asociaciones solidaristas son organizaciones que, según el artículo 18 de la Ley N° 6970, se financian, entre otros, con el aporte mensual del patrono en favor de sus trabajadores, cuyo porcentaje será fijado de común acuerdo entre el patrono y la misma Asociación.
- ✓ El rubro recaudado por concepto de aporte patronal debe considerarse como parte del fondo económico del auxilio de cesantía en beneficio del trabajador, convirtiéndose de esta forma en un derecho cierto a la percepción de la cesantía, pues sus aportes se cancelan independientemente del motivo por el cual se produzca el cese del vínculo.
- ✓ El aporte patronal contribuido por el empleador y depositado en la cuenta de la Asociación Solidarista constituye un derecho consolidado en favor de cada trabajador y no una mera expectativa de derecho. Por ende, una vez que las partes pacten el porcentaje que el empleador va a contribuir a la asociación solidarista por concepto de aporte patronal, a tenor del artículo 18 mencionado, este aporte constituirá un derecho cierto del trabajador.
  - ✓ Sobre este tema, la jurisprudencia ha estipulado que el establecimiento del monto correspondiente al aporte patronal debe considerar los posibles límites establecidos en el ordenamiento, entendiendo el porcentaje del 5,33%, establecido en el artículo 29 del Código de Trabajo como uno de ellos.
  - ✓ De esta manera, el 5,33% del salario mensual derivado de esta norma será el máximo porcentaje negociable por acuerdo de partes respecto de las cuotas que el patrono pueda trasladar a la Asociación Solidarista para el respectivo fondo de cesantía.
  - ✓ Por lo anterior, el incremento del aporte patronal a la ASAR en un 0,33% resulta viable, siempre y cuando este aumento no sobrepase el 5,33%, el cual constituye el límite que, por concepto de auxilio de cesantía, ARESEP, en su condición de patrono del sector público, se ve obligado a respetar. (...)"
- III. Que en la sesión 13-2015 la empresa consultora BDS Asesores Jurídicos expuso los oficios Nº LABOR OP-14-396 y OP14-402, mediante los cuales, emitió criterio legal sobre el aumento del 5% al 5,33% del aporte patronal a la ASAR.
- IV. Que en la sesión 13-2015, los miembros de la Junta Directiva realizaron un análisis apegados a los principios de oportunidad y conveniencia, principios propios de la conducta discrecional de la Administración, dentro de lo cual consideran que la Institución debe velar por el buen manejo de los recursos públicos, por lo que se debe garantizar que el aporte máximo que puede realizar la Asociación, sea el mismo que realice el patrono, en cuyo caso es el de 5%, como actualmente rige. De otra forma, implicaría un costo adicional únicamente para la Aresep y no habría un incentivo al

ahorro por parte de los trabajadores, puesto que el 5% es el límite máximo al que la ley les permite llegar.

V. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: "No acoger la solicitud planteada por la Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el sentido de aumentar el aporte patronal en un 0.33%, por las razones expuestas en la presente sesión".

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

#### **ACUERDO 07-13-2015**

No acoger la solicitud planteada por la Asociación Solidarista de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el sentido de aumentar el aporte patronal en un 0.33%, por las razones expuestas en la presente sesión.

A las dieciséis horas con veinticinco minutos se retiran del salón de sesiones, la señora Paola Ayala Gamboa y el señor Marco Durante Calvo.

Asimismo, se reincorporan a la sesión los señores (as) Dennis Meléndez Howell, quien continúa presidiendo la sesión, Grettel López Castro, Enrique Muñoz Aguilar, Juan Manuel Quesada Espinoza y Ricardo Matarrita Venegas.

## ARTÍCULO 8. Propuestas de metodologías ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

A partir de este momento ingresan al salón de sesiones, los señores Marlon Yong Chacón, Mike Osejo Villegas, Marco Otoya Chavarría y la señora Samantha Wegmann Quesada, funcionarios (a) del Centro de Desarrollo de la Regulación, a participar en el tema objeto de este y siguiente artículo.

La Junta Directiva conoce el oficio 36-CDR-2015, del 23 de marzo de 2015, mediante el cual, el Centro de Desarrollo de la Regulación somete a conocimiento las propuestas de metodología ordinaria para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

El señor *Marlon Yong Chacón* indica que, posterior al proceso de revisión y análisis de las oposiciones presentadas en el proceso de audiencia pública, el Centro de Desarrollo de la Regulación remitió a la Secretaría de Junta Directiva las propuestas de metodología ordinaria para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. La Secretaría de la Junta Directiva trasladó el tema a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria para que procediera a emitir un criterio al respecto.

Posteriormente, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre las propuestas metodológicas en cuestión y recomendó valorar que, en caso de mantenerse los cambios de fondo sustanciales identificados, estas deberán someterse nuevamente a audiencia pública.

Al respecto, el Centro de Desarrollo de la Regulación considera relevantes y pertinentes las modificaciones realizadas a las metodologías citadas, producto del proceso de revisión y análisis de las oposiciones presentadas por los operadores en el proceso de participación ciudadana. En ese sentido, recomienda someter las siguientes propuestas a un nuevo proceso de audiencia pública:

- Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.
- Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos.
- Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, de conformidad con el oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo de 2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve; por unanimidad y con carácter de firme:

a) En cuanto a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

#### **ACUERDO 08-13-2015**

- 1. Dar finalizado el proceso de discusión de la propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural" sometida a audiencia pública mediante el acuerdo 08-62-2014 del 16 de octubre del 2014 y ordenar el archivo del expediente OT-242-2014.
- 2. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de metodología señalada en el punto anterior e informarles que con fundamento en el oficio 11-CDR-2015/ 4630 del 13 de febrero de 2015 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 177-DGAJR-2015, esta Junta directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, expediente OT-242-2014.
- **3.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a las disposiciones 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.

#### ACUERDO FIRME.

#### **ACUERDO 09-13-2015**

I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, cuya propuesta se copia a continuación:

#### 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:

- 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.
- 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-.
- 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 pública 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...". GARIÑO: 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  $N^{\circ}$  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 Nº 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:

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 Nº 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 Nº 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 <u>distribución</u> 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 Nº 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 Nº 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:

$$IT = COMA + (R * BT)$$
 (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 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 periodo *t* para el cálculo, de la siguiente manera:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t)$$
 (Fórmula 2)

Donde:

= 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<sub>t</sub> = 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 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:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv:t+1} * BT_{t+1})$$
 (Fórmula 3)

Donde:

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

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:

$$R_{tv;t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (F\'{o}rmula \ 3.1)$$

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  $(R_{n,t+1})$ , 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:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1})$$
 (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

 $COMA_{t+1}$  = 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:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT$$
 (fórmula 4.1)

Donde:

-1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario

 $\Delta IT$  = 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:

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

Donde:

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

 $\Delta IT$  = 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+I (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:

$$IT_{t+1} = Iv_{t+1} + Iap + Io (F\'{o}rmula 4.3)$$

Y en consecuencia:

$$Iv_{t+1} = IT_{t+1} - (Iap + Io)$$
 (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 <math>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:

$$\Delta IT = Iv_{t+1} - Iv (F\'{o}rmula 4.5)$$

Donde:

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

 $\Delta IT$  = 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 obtenido 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:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 (F\'{o}rmula 5)$$

Donde:

%IT = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.

 $\Delta IT$  = 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:

$$GTA_z = GR_{coma.z} - GE_{coma.z}$$
 (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:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z$$
 (Fórmula 7)

Donde:

 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:

$$LI_z = ITA_z - GTA_z$$
 (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:

$$IT = Iv + Iap + Io$$
 (Fórmula 9)

Donde:

ITIngresos totales.

Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el Ιv período t+1 con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10)

Ingresos por venta de energía al servicio de alumbrado público para el Iap

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).

## 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.

$$Iv = \sum_{s=1}^{m} \left( \sum_{i=1}^{n} \overline{P}_{t,s} * ET_{kWh,t+1,s,i} \right) \quad (F\'{o}rmula\ 10)$$

Donde:

Período base de análisis considerado en el estudio de fijación

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

Iυ Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el período t+1 con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes.

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)<sup>1</sup>.

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

$$\overline{P}_{t,s} = \frac{I_s + I_{ph}}{\sum_{i=1}^{n} \text{VRE}_{kWh,s,ph,i}} \quad (F\'{o}rmula \quad 11)$$

Donde:

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 formula 11.1). = Ingresos por tarifa horario (ver formula 11.8 y 11.9).  $I_{ph}$  $VRE_{kWh,s,ph,i}$ Ventas de energía reales en kWh para la tarifa s y el mes i, obtenidas de la información suministrada por el operador. Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera). Periodos horarios (punta, valle o nocturno). phÍndice de mes. i = 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

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

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:

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

Donde:

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).

B1Bloque de consumo 1. B2Bloque de consumo 2. *B3* Bloque de consumo 3.

Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).

Índice de mes. Cantidad de meses. n

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:

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

Donde:

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.

 $CM_{R1}$ 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.

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

$I_{B1}$	=	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:

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{BI}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}]$$
 (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.

$$\mathbf{I}_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}]$$
 (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
DL		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.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}]$$
 (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:

 $I_{R3}$  = 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

Ι.

 $T_{B1}$  = 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<sub>B2</sub> = 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:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} \quad (F\'{o}rmula 11.8)$$

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:

$$I_{ph} = \sum_{ph,i=1}^{k,n} V_{ph,i} * T_{ph,i} + \sum_{ph,i=1}^{k,n} (V_{\$,ph,i} * T_{\$,ph,i} * Tcc) \quad (F\'{o}rmula \ 11.9)$$

 $I_{ph}$  = 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
T.7		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 (Iv).

## 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:

$$ET_{kWh,t+1,s,i} = (\mathbf{QA}_{t+1,s,i} * \overline{C}_{s,i})$$
 (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.  $C_{s,i}$  = 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:

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

Donde:

 $\bar{C}_{s,i}$  = Consumo promedio mensual de energía real de los abonados, para la tarifa s, en el mes i.

 $VRE_{kWh,s,i} = V$ entas de energía reales para la tarifa s, en el mes i (kWh).

 $QA_{si}$  = 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:

$$Iap = Pap * VAP_{Kwh}$$
 (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).

 $VAP_{Kwh} = V$ entas totales estimadas para el sistema de alumbrado público, en kWh.

kWhKilovatio 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:

$$P_{MAP} = \frac{\left(TG_{kWh,pp}*2 + TG_{kWh,pn}*10\right)}{12} + \frac{TG_{kW,pp} + TG_{kW,pn}}{365} + T_{Trans} \quad (F\'{o}rmula~15)$$

Donde:

 $P_{MAP} = TG =$ Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público.

Tarifa de generación eléctrica. Es la tarifa correspondiente a la empresa

que solicita el estudio.

kWhKilovatio hora.

kWKilowatt.

Periodo punta. pp

Periodo nocturno. pn

 $T_{Trans}$ 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:

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

Donde:

Precio de la energía del sistema de alumbrado público.

Precio mensual de la energía del sistema de alumbrado público. 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:

$$Io_t = at_t + ap_t + rm_t + ia_t$$
 (Fórmula 16)

Donde:

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.

 $ap_t = Mquiler de postes.$   $rm_t = Recargo por mora.$ 

 $ia_t$  = 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:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t}\right) * Iv \quad (F\'{o}rmula\ 17)$$

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.

 $I_V$  = 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:

 $COMA = CEP + Peaje + OyM + Admin + GP + Co + Creg + D + Pa + GPer + INC + SG + AR \ (F\'ormula\ 18)$ 

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

26 de marzo de 2015

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 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 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.

Со

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.

D =

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).

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 3.1.2 y
		5.3.2).
INC	=	Gasto por incobrables. Se utiliza el porcentaje técnicamente reconocido

= 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).

SG = Gasto por seguros. En esta cuenta se registran los contratos de seguros (ver 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 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.

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 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:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}}$$
 (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.

 $IPP_{L,t+1}$  = Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado

promedio del periodo t+1.

IPP<sub>L,t</sub> = 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:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}}\right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t}$$
 (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.

 $IPP_{E,t+1}$  = Índice de precios promedio. Es el índice de precios promedio externo

estimado, para el periodo t+1.

 $IPP_{Et}$  = 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:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg) \qquad (F\'{o}rmula 21)$$

Donde:

*IAC* = Índice de actualización compuesto.

 $FA_{I}$  = 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:

$$CEP = CE + CP$$
 (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:

$$CE = \sum_{ph.tm=1}^{k} \sum_{i=1}^{n} VHT_{t+1,i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm}$$
 (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:

$$VHT_{t+1,i,ph,tm} = \sum_{s=1}^{m} \frac{ET_{kWh,t+1,s,i}}{1 - \%Per} * \%P_{ph,tm} (F\'{o}rmula~23.1)$$

Donde:

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

$VHT_{t+1,i,ph,t}$	m =	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.
$\boldsymbol{S}$	=	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:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{\sum_{ph,tm}^{k} VRE_{ph,tm}} (f \'{o}rmula \ 23.2)$$

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:

$$CP = \sum_{ph,tm,i=1}^{k,n} kW_{i,ph,tm} * TG_{i,ph,tm}$$
 (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:

$$kW_{i,ph,tm} = \frac{VHT_{t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} (f \'{o}mula 24.1)$$

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:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * 30 * H_{ph,tm} (formula 24.2)$$

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.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} \ (f\'{o}rmula\ 24.3)$$

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:

 $\circ$  Compras de energía al ICE ( $CE_{ICE}$ ). Se determinan de la siguiente manera

$$CE_{ICE,t+1,i} = \left(\frac{\sum_{s=1}^{m} ET_{kWh,t+1,s,i}}{1-\%Per} - GenP_i - CEOG_i\right) \ (F\'{o}rmula\ 25)$$

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:

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

O Generación propia (GenP<sub>i</sub>): 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<sub>i</sub>): 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 Coneléctricas, 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.

$$GCEOG = CEOG * TGOG$$
 (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:

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{pl,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,pl,i,} * \text{Tcve}_{t+1} \qquad (f\'{o}rmula\ 28)$$

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:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{v_D}{A} + k_e * \frac{v_{CP}}{A}$$
 (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 <a href="http://www.stern.nyu.edu/~adamodar">http://www.stern.nyu.edu/~adamodar</a>. El CAPM se calcula mediante el siguiente procedimiento:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$
 (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.

 $\boldsymbol{\beta}_a$  = 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  $(\boldsymbol{\beta}_d)$ .

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:

$$\beta_a = \beta_d * \left[ 1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right] \quad (F\'{o}rmula \ 30.1)$$

Donde:

 $\beta_a$  = Beta apalancada.

 $\beta_d$  = Beta desapalancada.

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<sub>L</sub>*): 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 ( $\beta_d$ ): 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:

$$R_{kr} = R_{k;v} * \left[\frac{12 - nm}{12}\right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12}\right) (F\'{o}rmula\ 31)$$

$$R_{kr} = R_{k;v} + \left(R_{k;e} - R_{k;v}\right) * \frac{nm}{12}$$
 (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:

$$BT = AFNORP + CT$$
 (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.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (F\'{o}rmula \quad 33)$$

Donde:

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). Activo fijo neto en operación revaluado estimado del periodo t+1 (ver Fórmula 35).

La empresa tiene la obligación de valuar 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<sub>t</sub>)

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

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t)$$
 (Fórmula 34)

Donde:

 $AFR_t$ 

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.

Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t.  $AFNOR_t =$ 

 $AFC_t$ Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo 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:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (F\'{o}rmula \ 35)$$

Donde:

Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último t+1Estado 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).

Total de activos fijos revaluados, para el periodo t+1 (ver fórmula  $AFR_{t+1}$ 

 $DC_{t+1}$ Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo t+1 (ver

fórmula 39).

Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo t+1 $DR_{t+1}$ (ver fórmula 42).

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

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

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:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + \text{Rev} (F\'{o}rmula 35.2)$$

Donde:

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:

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

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

IR = Indice 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 revaluados.  $TA_r$  = 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:

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

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

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:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E$$
 (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.

 $egin{array}{lll} L & = & {
m Local.} \\ E & = & {
m Externo.} \\ Com & = & {
m Compuesto.} \\ \end{array}$ 

Depreciación al costo (DC<sub>t+1</sub>):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto}$$
 (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.

 $\begin{array}{lll} \textit{Dep} & = & \text{Depreciación (ver fórmula 40).} \\ \textit{TD}_{\textit{cto}} & = & \text{Traslados depreciados al costo.} \end{array}$ 

cto = Al costo

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

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VII}$$
 (Fórmula 41)

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo

VAR = Valor de rescate

VU = Vida útil

■ Depreciación acumulada revaluada (**DR**<sub>t+1</sub>):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr}$$
 (Fórmula 42)

Donde:

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.

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. 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

$$Dep_r = TDA * [AFR_t - (0.5 * RA_r) \pm TA_r]$$
 (Fórmula 43)

Donde:

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.

 $RA_r = Retiros de activos revaluado.$  $TA_r = Traslado de activos revaluados.$ 

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

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})]$$
 (Fórmula 44)

Donde:

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:

$$CT = \left[ \left( \frac{CxC}{I_V} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer - CEP - Peaje)}{360} \quad (F\'{o}rmula~45)$$

Donde:

CTCapital de trabajo.

CxCPromedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales

auditados de los estados financieros.

Ingreso por ventas de energía y potencia a usuarios (ver fórmula 10).  $I_V$ 

COMA =Costos de operación, mantenimiento y administración (según apartado 3

de la sección 3, ver fórmula 18).

D Gasto por depreciación de activos. Pa Gastos por partidas amortizables.

GPer =Gastos por pérdidas de retiros de activos. CEPGastos por compra de energía y potencia.

Peaje = 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 subclasificaciones 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 de sustentarse en estudios de calidad de la tensión de redes primarias.
- Las obras de instalación de re-conectadores se deben de 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:

Adiciones = Inversiones Reconocidas capitalizadas en el periodo t + 1

Inversiones Reconocidas = Inversiones \* 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. Instruir al departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite respectivo del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva.

#### ACUERDO FIRME.

b) En cuanto a la propuesta de metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos.

#### **ACUERDO 10-13-2015**

- 1. Dar finalizado el proceso de discusión de la propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos" sometida a audiencia pública mediante el acuerdo 09-62-2014 del 16 de octubre del 2014 y ordenar el archivo del expediente OT-243-2014.
- 2. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de metodología señalada en el punto anterior e informarles que con fundamento en el oficio 17-CDR-2015/6481 del 02 de marzo de 2015 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 193-DGAJR-2015, esta Junta directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos, expediente OT-243-2014.
- **3.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a las disposiciones 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.

#### ACUERDO FIRME.

#### **ACUERDO 11-13-2015**

I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 36-CDR-2015 del 23 de marzo del 2015, cuya propuesta se copia a continuación:

#### 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:

- 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 pública 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 Nº 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:

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 Nº 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

"Artículo 1°. 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 <u>transmisión</u>, 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  $N^\circ$  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:

$$IT = COMA + (R * BT)$$
 (Fórmula 3)

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:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t)$$
 (Fórmula 4)

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<sub>t</sub> = 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:

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv:t+1} * BT_{t+1}) (F\'{o}rmula 3)$$

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:

$$R_{tv,t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (F\'{o}rmula \ 3.1)$$

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:

$$TA_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1}*BT_{t+1}) - (ITRE + Io)}{ETT_{kWh,t+1}} \quad (F\'{o}rmula~4)$$

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:

$$GTA_z = GR_{coma.z} - GE_{coma.z}$$
 (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:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z$$
 (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.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z$$
 (Fórmula 7)

Donde:

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:

$$IT = ITN + ITRE + Io$$
 (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:

$$ITN = \left(TT_{kWh,t} * ETE_{kWh,t+1}\right) + \left[\left(TUD_{kWh,t} * E_{UD,t+1}\right) * Tcc\right] \qquad (F\'{o}rmula~9)$$
 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 trasmitir, 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:

$$ETT_{kWh,t+1} = ETE_{kWh,t+1} + E_{UD,t+1}$$
 (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

trasmitir, 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:

$$ETE_{kWh,t+1} = \left( \left( \frac{\sum_{i=1}^{n} ET_{kWh,t+1,i}}{1 - \% Per} \right) - GNT_{kWh,t+1} \right) \quad (F\'{o}rmula\ 11)$$

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 trasmitir, excepto usuarios directos para el periodo t+1 (ver fórmula

, <u>,</u>

 $ET_{kWh\,t+1,i} =$  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** =  $\frac{\text{Disponibilidad-Ventas totales Reales}}{\text{Disponibilidad}}$  (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:

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

Donde:

 $ET_{kWh,t+1,i}$  = Energía total vendida estimada. Se refiere al total de ventas de energía en kWh, por mes i, para el período t+1.

 $QA_{t+1,s,i,em}$  = Cantidad estimada de abonados. Se refiere a la cantidad estimada de abonados por mes i, para cada tarifa s, para el período t+1 por empresa

em.

 $\bar{C}_{s,i,em}$  = Consumo promedio mensual de energía real. Se refiere al consumo promedio mensual de energía real para cada tarifa s, por mes i, por empresa em (ver fórmula 13).

s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial,

m = Cantidad de tarifas existentes de acuerdo al pliego tarifario.

i = Índice de mes. em = Empresas.

f = 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.

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

Donde:

 $\bar{C}_{s,i,em}$  = Consumo promedio mensual real para cada tarifa s por empresa em.

$VRE_{kWh,s,i,em}$	=	Ventas de energía reales. Son las ventas de energía reales
		mensuales, por tarifa s, en kWh, por empresa em.
$QA_{s,i,em}$	=	Cantidad real de abonados por mes i para cada tarifa s por
		empresa em.
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+I 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:

$$E_{UD,t+1} = \sum_{n=1}^{f} \sum_{i=1}^{n} CUD_{kWh,t+1,i,em}$$
 (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 = Indice 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:

$$ITRE = (T_{R, US\$/KWh} * ET_{RCEM, t+1}) * Tcc + OI_{MER}$$
 (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 finción teriforio

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<sub>MER</sub> = 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:

 $Io = \left(\frac{\overline{Io}_t}{\overline{ITN}t}\right) * ITN \quad (F\'{o}rmula \ 16)$ 

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.

 $\overline{Io}_t$  = Otros ingresos calculados para el periodo t.

 $\overline{ITN}_{t}$  = 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:

$$COMA = OyM + Admin + GP + EPI + COP + Creg + D + Pa + GPer + SG + AR + MER + OMS$$
 (Fórmula 17)

Donde:

COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros gastos en que incurran los operadores para brindar el

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.

n Ordinaria N.°	13-2015 26 de marzo de 2015
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.

o 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).

DGasto 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.

Рa 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

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.

incluidos.

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:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}}$$
 (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:

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

Donde:

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

e 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:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_F * \%Eg) \qquad (F\'{o}rmula 20)$$

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

- 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.

$$AR = \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{lt,i} + \sum_{pl,i=1}^{g,n} CU_{\$,lt,i,} * Tcve_{t+1} \qquad \text{(fórmula 21)}$$

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:

$$GAMER_{t+1} = EORCRIE_{t+1} + CC_{t+1} + OG_{MER}$$
 (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:

$$EORCRIE_{t+1} = DEM_{CR,kWh,t+1} * P_{t+1} * Tcve_{t+1}$$
 (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  $(DEMR_{CR:I})$  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:

$$\boldsymbol{P_{t+1}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} CTEORCRIE_{CR,i}}{\sum_{i=1}^{n} DEMR_{CR,i}} \qquad (F\'{o}rmula~24)$$

Donde:

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

 $P_{t+1}$  = Precio o cargo estimado por servicio del EORCRIE; 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.

 $DEMR_{CR,i}$  = 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).

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:

$$\begin{aligned} &CC_{t+1} = \begin{bmatrix} \left(PIN * \sum_{i=1}^{n} & DEMR_{CR,i} \right) + \left(PNI * \sum_{i=1}^{n} & DEMR_{CR,i} \right) \end{bmatrix} * Tcve_{t+1} \\ & (F\'{o}rmula~25) \end{aligned}$$

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<sub>CR,i</sub> = 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:

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

Donde:

 $DEMP_{t+1} =$ 

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

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:

$$PNI = \frac{CCNI_i}{DEMR_{CR,i}}$$
 (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.
$DEMR_{CR,i}$	=	Demanda de energía real en kWh, obtenida de la información
•		disponible por parte del Ente Operador Regional de los
		<u>-</u>
		*
$DEMK_{CR,i}$	=	_

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:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{vD}{A} + k_e * \frac{vCP}{A}$$
 (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<sub>e</sub> = 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 (*ke*) 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:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$
 (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.

 $\beta_a$  = 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 ( $\beta d$ ).

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:

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

Donde:

 $\beta a$  = Beta apalancada.  $\beta d$  = 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<sub>L</sub>): 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<sub>d</sub>): 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:

$$R_{kr} = R_{k;v} * \left\lceil \frac{12 - nm}{12} \right\rceil + R_{k;e} * \left( \frac{nm}{12} \right) (F\'{o}rmula 28)$$

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

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 fórmula 27.

*nm* = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

### 5. BASE TARIFARIA

La base tarifaria se calcula como sigue:

$$BT = AFNORP + CT$$
 (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.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (F\'{o}rmula\ 30)$$

Donde:

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 valuar 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 reevaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t)$$
 (Fórmula 31)

Donde:

 $AFC_t =$ 

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.

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:

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

Donde:

 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:

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

En donde:

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

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<sub>t</sub> = 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:

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

Donde:

 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<sub>t</sub> = 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:

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

Donde:

 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:

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

$$IR_E = (\frac{IPUSA_{t+1}*Tcve_{t+1}}{IPUSA_t*Tcv_t} - 1) * (\% C_e)$$
 (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<sub>e</sub> = 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:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E$$
 (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.

 $egin{array}{lll} L & = & {
m Local.} \\ E & = & {
m Externo.} \\ com & = & {
m Compuesto.} \\ \end{array}$ 

• Depreciación al costo ( $DC_{t+1}$ ):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto}$$
 (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.

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$$
 (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<sub>t</sub> = 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:

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

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo

VAR = Valor de rescate

VU = Vida útil

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

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

Donde:

 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

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

Donde:

 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

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

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 tariforio.

 $Rev_{dr}$  = 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 perdidas de retiros de activos, lo anterior dividido entre 360). De la siguiente manera:

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

Donde:

CT = Capital de trabajo.

CxC = Promedio de las cuentas por cobrar de los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.

ITN = 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).

COMA = Costos de operación, mantenimiento y administración (según el

apartado 3 de la sección VII).

Depreciación de activos (según el apartado 3 de la sección VII).
 Pa = Gastos por partidas amortizables (según el apartado 3 de la sección

GPer = 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 subclasificaciones 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.** Instruir al departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite respectivo del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva.

#### **ACUERDO FIRME.**

 c) En cuanto a la propuesta de metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

#### **ACUERDO 12-13-2015**

- 1. Dar finalizado el proceso de discusión de la propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural" sometida a audiencia pública mediante el acuerdo 10-62-2014 del 16 de octubre del 2014 y ordenar el archivo del expediente OT-244-2014.
- 2. Agradecer a todos los participantes del proceso de audiencia pública en el cual se discutió la propuesta de metodología señalada en el punto anterior e informarles que con fundamento en el oficio 27-CDR-2015 / 82873 del 13 de marzo del 2015 y el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria 239-DGAJR-2015, esta Junta directiva someterá a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, expediente OT-244-2014.
- **3.** Comunicar a la Contraloría General de la República este acuerdo, en referencia a las disposiciones 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013

## ACUERDO FIRME.

#### **ACUERDO 13-13-2015**

I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 36-CDR-2014 del 23 de marzo del 2015, cuya propuesta se copia a continuación:

#### 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:

- 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 pública 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.° 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.° 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 Nº 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 Nº 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 Nº 29847-MP-MINAE-MEIC del 19 de noviembre de 2001), que dispone lo siguiente:

"Artículo 1°. 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 2°. 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 Ley 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 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.

*(...)* "

• 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 Nº 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:

$$IT = COMA + (R * BT)$$
 (Fórmula 5)

Donde:

IT = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10)

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 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 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 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:

$$IT_t = COMA_t + (Ro_t * BT_t)$$
 (Fórmula 6)

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<sub>t</sub> = 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:

$$IT = COMA_{t+1} + R_{tv:t+1} * BT_{t+1}$$
 (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:

$$R_{tv;t+1} = \frac{IT - COMA_{t+1}}{BT_{t+1}} \quad (F\'{o}rmula \ 3.1)$$

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:

$$IT_{t+1} = COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1})$$
 (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:

$$\Delta IT = IT_{t+1} - IT$$
 (fórmula 4.1)

Donde:

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

 $\Delta IT$  = 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:

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

Donde:

Período en el que estará vigente el ajuste tarifario

 $\Delta IT$ 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).

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:

$$IT_{t+1} = (Iv + ID)_{t+1} + (IE + Io)$$
 (fórmula 4.3)

 $(Iv + ID)_{t+1} = IT_{t+1} - (IE + Io)$  (fórmula 4.4) Y en consecuencia:

Donde:

Período en el que estará vigente el ajuste tarifario

Ingresos totales requeridos para la obtención de la tasa R<sub>t+1</sub> para el  $IT_{t+1}$ 

período t+1 (ver fórmula 4).

IDIngresos 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).

Ιv Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios locales, estimados

para el período t+1 con las tarifas vigentes de generación (ver fórmula

 $(Iv + ID)_{t+1} = los$  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

Ιo = 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:

$$\Delta IT = (Iv + ID)_{t+1} - (Iv + ID) \quad (f \'{o}rmula 5)$$

Donde:

Iυ

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

 $\Delta IT$  = 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

=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:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv + ID} * 100 (F\'{o}rmula 6)$$

Donde:

%IT = Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas locales.

 $\Delta IT$  = Ajuste o cambio requerido en los ingresos por ventas locales del servicio de generación eléctrica (ver fórmula 5).

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)

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:

$$VETE_{t+1} = \sum_{em,i}^{f,n} VETE_{em,t+1,i} \quad (f\'{o}rmula\ 7)$$

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:

$$P_{t+1} = \frac{COMA_{t+1} + (R_{t+1} * BT_{t+1}) - (IE + Io)}{VETE_{t+1}} (f \'{o}rmula \ 8)$$

Donde:

t+1 = Período en que estará vigente el ajuste tarifario. P<sub>t+1</sub> = 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).

E = 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).

 $VETE_{t+1}$  = 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.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z$$
 (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:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$$
 (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:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z$$
 (Fórmula 9.2)

Donde:

 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:

$$IT = Iv + ID + IE + Io$$
 (Fórmula 10)

Donde:

*IT* = Ingresos totales.

Iv = 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:

$$Iv = IVE + IVP(F\'{o}rmula\ 11)$$
 
$$ID = IVE_{dv} + IVP_{dv}\ (F\'{o}rmula\ 11.1)$$

Donde:

Iv = 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:

$$IVE = \left(\sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} \left(TG_{em,i,ph,tm} * VHT_{em,t+1,i,ph,tm}\right) \right. \\ \left. + \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} \left(TG_{\$,em,i,ph,tm} * VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm}\right) * Tcc\right) (F\'{o}rmula~12)$$

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
2 \$,em,ı,pn,tm		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
$em, \iota + 1, \iota, p \iota \iota, \iota m$		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)
$VHT_{s,em,t+1,i,ph,tm}$	=	Ventas totales estimadas mensuales en kWh por
Ψ,σσ,σ.: 2,σ,ρ.ισ,σσ		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	=	Temporada (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:

$$\%P_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm,t}}{\sum_{ph,tm=1}^{k} VRE_{ph,tm,t}} (f \'{o}rmula~12.1)$$

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.

$$VHT_{em,t+1,i,ph,tm} = (VETE_{em,t+1,i}) * \%P_{ph,tm}(f\'{o}rmula 12.2)$$

Donde:

siguiente manera:

t+1 = Período en el que estará vigente la tarifa.

 $VHT_{em,t+1,i,ph,tm} = V$ entas 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).

 $%P_{nh.tm}$  = 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

$$IVP = \sum_{em,i,ph,tm=1}^{f,n,k} (KW_{em,i,ph,tm} * TG_{em,ph,tm}) + \sum_{em,i,ph=1}^{f,n,k} (KW_{\$,em,i,t+1,ph} * TG_{\$,em,ph} * Tcc) (F\'{o}rmula~13)$$

-	•		
110	ทต	Δ.	
1 / ( )	11(1	L .	

<i>t</i> +1	=	Período en el que estará vigente la tarifa.
IVP	_	Ingresos por ventas de Potencia estimados para $t+1$ con la tarifa
1 / 1	_	vigente de generación.
<i>KW</i>	<sub>tm</sub> =	Potencia estimada para $t+1$ , por empresa $em$ , para el mes $i$ por
$KW_{em,i,ph,i}$	tm –	
77747		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.

$$FC_{ph,tm} = \frac{VRE_{ph,tm}}{DM_{ph,tm} * 365 * H_{ph,tm}} (f \'{o}rmula 13.1)$$

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:

$$COP_{ph,tm} = FC_{ph,tm} * (30 * H_{ph,tm}) (f\'{o}rmula 13.2)$$

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:

$$kW_{em,i,ph,tm} = \frac{VHT_{em,t+1,i,ph,tm}}{COP_{ph,tm}} (f\'{o}mula~13.3)$$

Donde:

$kW_{em,i,ph,tm}$	<b>1</b> =	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:

$$\%P_{UD,KW,ph} = \frac{VREP_{ph}}{Ventas_{ph}} (f \'{o}rmula 13.4)$$

Donde:

El resultado de las ventas por período horario de potencia se obtiene de la siguiente manera:

$$kW_{\$,em,i,t+1,ph} = VHT_{\$,em,t+1,i,ph,tm} * \%P_{UD,kW,ph} (f \'{o}rmula 13.5)$$

Donde:

 $kW_{\$.em.i.t+1.ph}$ Ventas de Potencia a usuarios directos por período horario y mes, estimadas para el período t+1.  $%P_{IID.KW,ph}$ 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). Período en el que estará vigente la tarifa. t+1= Período horario. phUD= Usuarios Directos. em= Empresa distribuidora y usuarios directos. = 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:

$$VETE_{em,t+1,i} = \left(\frac{ET_{kWh\ t+1,em,i}}{1-\%Per} - GenP_{em,i} - CEOG_{em,i}\right)$$
 (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 em; se toma como máximo el valor

promedio de la industria (fórmula 14. 1).

 $GenP_{em,i}$  = Generación propia de em, en el mes i; esta no se considera

cuando *em* es el ICE; se calcula como se indica más abajo.

 $CEOG_{em,i}$  = Compras de energía de em a otros generadores que no sean el

ICE en el mes i; se calcula como se indica más abajo.

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 =  $\frac{Disponibiliad-Ventas totales Reales}{Disponibilidad}$  (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 <i>t</i> +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:

$$ET_{kWh\ t+1,em,i} = \sum_{s=1}^{m} (QA_{t+1,em,s,i} * \bar{C}_{em,s,i}) \quad (F\'{o}rmula\ 16)$$

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 formula 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:

$$\overline{C}_{em,s,i} = \frac{VRE_{em,kWh,s,i}}{QA_{em,s,i}}$$
 (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 directos.

# 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 (Io)

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:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t}\right) * Iv \quad (F\'{o}rmula\ 17)$$

Donde:

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

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

Io = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período *t*+1

 $Io_t$  = Otros ingresos calculados para el período t.

 $Iv_t$  = Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el

período t.

Iv = Ingreso por ventas. Son los ingresos por ventas proyectados para el

período *t*+1 con las tarifas vigentes (ver fórmula 11).

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

$$COMA = CGP + M + OyM + Co + Admin + GP + EP + EPI + COP + Creg + Ca + D + Pa + GPer + SG + AR + Lub + CMER (Fórmula 18)$$

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.

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).

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.
<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).
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:

$$FA_L = \frac{IPP_{L,t+1}}{IPP_{L,t}}$$
 (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:

$$FA_E = \left[\frac{IPP_{E,t+1}}{IPP_{E,t}}\right] * \frac{Tcve_{t+1}}{Tcv_t}$$
 (Fórmula 19.1)

Donde:

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:

$$IAC = (FA_L * \%Lg) + (FA_E * \%Eg)$$
 (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). %Eq = 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
- 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:

$$AR = \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{pl,i} + \sum_{i,g=1}^{n,g} CU_{\$,pl,i,} * Tcve_{t+1}$$
 (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.

$$Lub = \left(\sum_{pl,i=1}^{te,n} LLts_{t+1,i,pl}\right) * PLub_{t+1} (f\'{o}rmula 21)$$

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.

$$LLts_{t+1,i,pl} = \frac{kWh_{t+1,i,pl}}{RendL_{pl}} (f\'{o}rmula 21.1)$$

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) = Índice de mes.

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.

$$RendL_{pl} = \frac{\sum_{i,pl=1}^{n,g} kWh_{i,pl}}{\sum_{i=1}^{n} Total\ de\ Llts_{i,pl}} \ (f\'{o}rmula\ 21.2)$$

Donde:

 $RendL_{nl}$  = Rendimiento en (kWh/litro).

 $kWh_{i,pl}$  = Cantidad de kilowatt-hora reales generados.

Total de  $Llts_{i,nl}$  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.

$$PL_{t+1} = \sum_{i=1}^{n} \frac{GC_i}{CC_i} * (1 + IPC_{t+1}) (f\'{o}rmula 21.3)$$

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.

Consumo de combustible en litros para el mes 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.

Cantidad de meses n

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:

$$CGP_{t+1} = \sum_{i,fu,car=1}^{n,y,ne} (TGP_{fu,car} * CGPE_{t+1,i,fu}) * Tc_{t+1} (f \circ rmula 22)$$

Donde:

Periodo para el cual estará vigente la tarifa.

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.

Ι Índice de mes.

Fu Tipo de fuente.

Car = Característica (planta nueva o existente).

Y = Cantidad de fuentes de generación.

Cantidad de características. ne

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:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{vD}{A} + k_e * \frac{vCP}{A}$$
 (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 (*ke*) 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:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$
 (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.

 $\beta_a$  = 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 ( $\beta d$ ).

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:

$$\beta_a = \beta_d * \left[ 1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right]$$
 (Fórmula 24.1)

Donde:

 $\beta a =$ Beta apalancada.  $\beta d =$ 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<sub>L</sub>*): 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 ( $\beta_d$ ): 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:

$$R_{kr} = R_{k;v} * \left[\frac{12 - nm}{12}\right] + R_{k,e} * \left(\frac{nm}{12}\right) (F\'{o}rmula 25)$$

$$R_{kr} = R_{k;v} + \left(R_{k;e} - R_{k;v}\right) * \frac{nm}{12} \qquad (F\'{o}rmula\ 25.1)$$

En donde:

 $R_{kr}$  = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

 $R_{k,n}$  = 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:

$$BT = AFNORP + CT$$
 (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.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2}$$
 (Fórmula 27)

Donde:

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 valuar 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<sub>t</sub>)

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

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t)$$
 (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:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (F\'{o}rmula \ 29)$$

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:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto}$$
 (Fórmula 29.1)

Donde:

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:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev$$
 (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:

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

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

$$IR_E = (\frac{IPUSA_{t+1}*Tcve_{t+1}}{IPUSA_{t}*Tcv_{t}} - 1) * (\% C_e)$$
 (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.

 $Tcve_{t+1}$  = 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
		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:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E$$
 (Fórmula 32)

Donde:

IR Índice de revaluación compuesto. Índice de revaluación de activos local.  $IR_L$  $IR_E$ Índice de revaluación de activos externo. LLocal.

 $\boldsymbol{E}$ Externo. Compuesto. com

Depreciación al costo ( $DC_{t+1}$ ):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto}$$
 (Fórmula 33)

Donde:

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+1Período 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.

Depreciación. (ver fórmula 34) Dep Traslados depreciados al costo.  $TD_{cto}$ 

ctoAl costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$$
 (Fórmula 34)

Donde:

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 35)

 $AFC_t$  = Activo fijo al costo para el período 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.  $TA_{cto}$  = 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:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU}$$
 (Fórmula 35)

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo

VAR = Valor de rescate

VU = Vida útil

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

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr}$$
 (Fórmula 36)

Donde:

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 para el período t+1.

 $DR_t$  = Depreciación revaluada para el período t.  $RA_{dr}$  = Retiro de activos depreciados revaluados.  $Dep_r$  = Depreciación revaluada (ver fórmula 37).  $Rev_{dr}$  = Revaluación de la depreciación revaluada.

 $TA_{dr}$  = Traslado de activos depreciados revaluados.

r = Revaluado.

Cálculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0, 5 * RA_r) \pm TA_r] \quad (F\'{o}rmula 37)$$

Donde:

 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

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})]$$
 (Fórmula 38)

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:

$$CT = \left[ \left( \frac{CxC}{I_V} \right) * 360 \right] * \frac{(COMA - D - Pa - GPer)}{360} \quad (F\'{o}rmula\ 39)$$

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 formula 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 subclasificaciones 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 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 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.** Instruir al departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite respectivo del expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva.

#### ACUERDO FIRME.

ARTÍCULO 9. Solicitud de ampliación de prórroga a la Contraloría General de la República para cumplir con la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.

La Junta Directiva conoce el 035-CDR-2015 del 23 de marzo de 2015, mediante el cual el Centro de Desarrollo de la Regulación remite para su aprobación, una solicitud de ampliación de prórroga a la Contraloría General de la República, para cumplir con la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.

El señor *Marlon Yong Chacón* indica que, tomando en consideración lo resuelto en el artículo anterior, en el sentido de someter a una segunda audiencia las propuestas de metodologías

ordinarias para los servicios de distribución, transmisión y generación eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural; se debe solicitar a la Contraloría General de la República una prórroga del plazo de cumplimiento de la disposición 4.3 y 4.4 del Informe DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013, titulado "Informe acerca del modelo de regulación técnica y económica de los servicios eléctricos utilizado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, de conformidad con el oficio 035-CDR-2015, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **CONSIDERANDO:**

I. Que el 31 de mayo del 2013, se recibió en la Autoridad Reguladora el oficio 04174 (DFOE-AE-0195) del 20 de mayo de 2013, mediante el cual la Contraloría General de la República remitió el informe DFOE-AE-IF-04-2013, titulado: "Informe acerca del modelo de regulación técnica y económica de los servicios eléctricos utilizado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)", en el cual se dispuso a este órgano colegiado, lo siguiente:

*"(...)* 

4.3 Conocer y analizar la propuesta del modelo tarifario elaborado por la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación de esa Autoridad Reguladora, según los resultados del estudio señalado en el párrafo 4.9 de este aparte. Además, aprobar el modelo que decida adoptar ese órgano colegiado, para el proceso de fijación tarifaria de los servicios eléctricos que brindan los operadores públicos. Remitir a la Contraloría General, a más tardar el 28 de noviembre de 2014, copia de la resolución que dicte el modelo de cita e instruya su aplicación a lo interno de la ARESEP y a los operadores regulados.

4.4 Emitir la normativa económica que permita mitigar los efectos en el desequilibrio que se pueda generar en el desarrollo del servicio en el corto, mediano y largo plazo, mediante la tarifa. Remitir a la Contraloría General, a más tardar el 13 de diciembre de 2013, la resolución que dicte la normativa antes citada y copia del acuerdo de ese órgano colegiado en el que dispone su divulgación y aplicación obligatoria a lo interno de la ARESEP. Ver párrafos del 2.38 al 2.44 de este informe.

(...)"

II. Que el 31 de mayo del 2013, se recibió en la Autoridad Reguladora el oficio 04174 (DFOE-AE-0195) del 20 de mayo de 2013, mediante el cual la Contraloría General de la República remitió el informe DFOE-AE-IF-04-2013, titulado: "Informe acerca del modelo de regulación técnica y económica de los servicios eléctricos utilizado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)", en el cual se dispuso "Al señor Guillermo Monge Guevara, Director General del Centro de Desarrollo de la Regulación de la ARESEP, o a quien en su lugar ocupe dicho puesto", lo siguiente:

"(...)

4.9 (...)

Remitir a la Junta Directiva de esa Autoridad Reguladora, con copia a esta Contraloría General, a más tardar el 31 de mayo de 2014, el informe que propone a ese órgano colegiado el modelo de fijación tarifaria de los servicios eléctricos de los operadores públicos. Además, comunicar a la Contraloría General el avance en el desarrollo de las actividades que realice esa Intendencia para la ejecución del estudio solicitado, uno el 30 de setiembre de 2013 y el otro el 28 de febrero de 2014.

*(...)*"

- III. Que el 23 de mayo de 2014, mediante el oficio 63-CDR-2014, el Director General del Centro de Desarrollo de la Regulación de la ARESEP, informó al Área de Seguimiento de Disposiciones el cumplimiento de la disposición 4.9 del informe No. DFOE-AE-IF-04-2013, al haber remitido a la Junta Directiva las primeras versiones de propuestas: i) "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural"; ii) "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de energía eléctrica en operadores públicos"; iii) "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural".
- **IV.** Que mediante el Acuerdo 10-62-2014, del acta de la sesión ordinaria 62-2014, celebrada el 16 de octubre de 2014, la Junta Directiva resolvió aprobar, con carácter de firme:
  - "I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 133-CDR-2014 del 13 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación: (...).
  - II. Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
  - III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
  - IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente."
- V. Que mediante el Acuerdo 09-62-2014, del acta de la sesión ordinaria 62-2014, celebrada el 16 de octubre de 2014, la Junta Directiva resolvió aprobar, con carácter de firme:
  - "I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 130-CDR-2014 del 08 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación: (...).

- II. Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente."
- **VI.** Que mediante el Acuerdo 08-62-2014, del acta de la sesión ordinaria 62-2014, celebrada el 16 de octubre de 2014, la Junta Directiva resolvió aprobar, con carácter de firme:
  - "I. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 130-CDR-2014 del 08 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación: (...).
  - II. Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
  - III. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
  - IV. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que una vez realizado el proceso de audiencia pública, para que proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esa Junta Directiva oportunamente."
- VII. Que una vez actualizada la programación del proceso de aprobación de las tres metodologías de fijación ordinaria para el servicio de electricidad, se procedió a solicitar una ampliación del plazo a la Contraloría General de la República para la aprobación y publicación en La Gaceta y dos diarios de circulación nacional, de las propuestas de metodología ordinaria para los servicios de generación, transmisión y distribución eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, hasta el 06 de abril de 2015.
- **VIII.** Que la Contraloría General de la República mediante oficio No 12713 concede a la Autoridad Reguladora una prórroga hasta el 06 de abril del 2015. El texto es el siguiente:
  - "Con la solicitud de que este oficio lo haga del conocimiento de los señores miembros de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en la sesión inmediata siguiente que celebre ese órgano con posterioridad a su recepción, me refiero a su oficio Nº 773-SJD-2014/85414 del

05 de noviembre de 2014, con el cual se solicita una prórroga, para el cumplimiento de la disposición contenida en el párrafo 4.3 del informe DFOE-AE-IF-04-2013, acerca del modelo de regulación técnica y económica de los servicios eléctricos utilizado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Sobre el particular, tomando en consideración los argumentos expuestos en dicho oficio remitido a esta Contraloría General, y en el entendido de que esa administración adoptará dentro del plazo adicional solicitado, las previsiones para el cumplimiento a satisfacción de la disposición en comentario, esta Área de Seguimiento de Disposiciones le concede a ese órgano colegiado la prórroga solicitada, de manera que la fecha de vencimiento para el cumplimiento de la disposición referida sea el 06 de abril de 2015, asimismo se le solicita reportar un avance de lo actuado al 16 de febrero de 2015."

**IX.** Que las metodologías propuestas fueron conocidas en la Audiencia Pública, producto de la misma se recibieron oposiciones y coadyuvancia según consta en el respectivo expediente.

A continuación se indica el día de realización de la Audiencia Pública y las posiciones recibidas por las personas físicas o jurídicas.

 Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural (Expediente OT-242-20149).

La convocatoria a dicha audiencia se publicó el 31 de octubre del 2014 en La Gaceta Nº 210. Asimismo, fue publicada el 04 de noviembre del 2014, en dos periódicos de circulación nacional: La Prensa Libre y La Nación.

La audiencia pública se realizó el día 26 de noviembre de 2014, de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (oficio 2515-3897-DGAU-2014/ 088375), se indica que se recibieron 9 posiciones por parte de personas físicas o jurídicas (se rechazó la posición de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago)

 Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de transmisión de energía eléctrica en operadores públicos (Expediente OT-243-20149).

La convocatoria a dicha audiencia se publicó el 03 de noviembre del 2014 en La Gaceta Nº 211. Asimismo, fue publicada el 06 de noviembre del 2014, en dos periódicos de circulación nacional: La Prensa Libre y La Nación.

La audiencia pública se realizó el día 02 de diciembre de 2014, de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario ((oficio 3946-DGAU-2014/088705), se indica que se recibieron y se admitieron 3 posiciones por parte de personas físicas o jurídicas.

 "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural" (Expediente OT-244-20149).

La audiencia pública se realizó el día 26 de noviembre de 2014, de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

La audiencia pública se realizó el día 03 de diciembre de 2015, de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario oficio 3949-DGAU-2014/ 088710), se indica que se recibieron y se admitieron 6 posiciones por parte de personas físicas o jurídicas.

- X. Que mediante oficio 093-SJD-2015/5066 del 18 de febrero de 2015 y en complimiento del Oficio No 12713 de la CGR, la Autoridad Reguladora remitió a la Contraloría General de la República un avance de lo actuado al 16 de abril del 2015.
- XI. Que mediante oficios a-) 11-CDR-2015/4630 del 13 de febrero de 2015, b-) 17-CDR-2015/6481 del 02 de marzo del 2015 y, c-) 27-CDR-2015/82873 del 13 de marzo del 2015 y luego del proceso de revisión y análisis de las oposiciones presentadas en el proceso de Audiencia Pública, el CDR remitió respectivamente las propuestas de metodología ordinaria para los servicio de generación, transmisión y distribución eléctrica en operadores públicos y cooperativas de electrificación rural a la Secretaría de Junta Directiva.
- XII. Que de la revisión realizada por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria se determinan que existen cambios de fondo sustanciales, respecto a la versión sometida a audiencia pública. Al contener cambios de fondos sustanciales y, dado que estos cambios se consideran oportunos y relevantes por parte del CDR producto de las posiciones presentadas en el proceso de Audiencia Pública, la nueva versión de las metodologías propuestas deberán someterse nuevamente al proceso de Audiencia Pública.
- XIII. Que el 23 de marzo de 2015 el Centro de Desarrollo de la Regulación remitió a la Junta Directiva el oficio 35-CDR-2015, en el cual se recomienda la solicitud de una prórroga para el cumplimiento de la disposición 4.3 del informe No. DFOE-AE-IF-04-2013 del 20 de mayo de 2013.

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

**ACUERDO 14-13-2015** 

- I. Informar a la Contraloría General de la República, sobre el estado de cumplimiento de la disposición 4.3 y 4.4 del informe No. DFOE-AE-IF-04-2013, del 20 de mayo de 2013 y precisar las tareas pendientes para el cumplimiento en pleno de la disposición, para lo cual se remite copia del oficio 35-CDR-2015 del 23 de marzo de 2015.
- II. Con base en lo indicado en el oficio 35-CDR-2015, solicitar a la Contraloría General de la República una prórroga para el cumplimiento de la citada disposición, hasta el 31 de julio de 2015, para el cumplimiento de la disposición 4.3 y 4.4 del Informe No. DFOE-AE-IF-04-2013.
- III. Comuníquese a la Contraloría General de la República.

ACUERDO FIRME.

## ARTÍCULO 10. Criterio técnico en torno al tema de riesgo país, elaborado por el Centro de Desarrollo de la Regulación.

A las diecisiete horas ingresan al salón de sesiones, los señores (as) Laura Núñez Sibaja, Stephanie Castro Benavides, Henry Payne Castro, José Carlos Rojas Vargas y Daniel Fernández Sánchez, funcionarios (as) de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, a participar en el tema objeto de este y siguientes dos artículos.

De conformidad con lo resuelto en el acuerdo 03-12-2015 del acta de la sesión 12-2015, celebrada el 19 de marzo de 2015, la Junta Directiva conoce una propuesta de resolución elaborada por el Centro de Desarrollo de la Regulación respecto del criterio técnico en torno al tema de riesgo país, para lo cual, el señor *Marlon Yong Chacón* explica los detalles de la citada propuesta.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **RESULTANDO:**

- I. Que para efectos de regular los servicios públicos se requieren instrumentos e instituciones. Instrumentos que se establecen en normas y procedimientos, metodologías, fijaciones tarifarias, aseguramiento y control de la calidad, fiscalización, entre otros.
- II. Que la discusión sobre el otorgamiento de una "tasa justa y razonable" es amplia en la literatura sobre regulación: la empresa debe obtener ingresos suficientes para cubrir no solo los costos operativos sino también los costos de capital. El retorno del capital propio debería ser conmensurable con los retornos obtenidos por otras empresas con riesgo similar.

- III. Que el reconocimiento de esta rentabilidad o retorno para los servicios públicos en Costa Rica objeto de la Ley 7593 y sus reformas, está explícito en el planteamiento que se indica en el inciso b) del artículo 3 sobre el servicio al costo y en el artículo 31 sobre el garantizar el equilibrio financiero. Más aún, en dicho cuerpo normativo se establece en el artículo 4, como objetivo fundamental de la Autoridad Reguladora, el que se armonicen los intereses y se procure el equilibrio de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.
- IV. Que para el reconocimiento del retorno al capital, en la teoría y en la práctica se han formulado diversos métodos, desde los que establecen una tasa explícita de retorno del capital a través de intereses o de otro tipo de retornos como los índices de Gordon, tasas de retorno implícitas en los activos utilizados, los modelos financieros del CAPM (costo del capital –Capital Asset Pricing Model), del WACC (costo promedio ponderado del capital –Weighted Average Cost of Capital-), del APM (precios de arbitraje –Arbritage Pricing Model), entre otros.
- V. Que la Autoridad Reguladora ha utilizado el método del CAPM (y del WACC) en los modelos de tasa de retorno, con el fin de reconocer los retornos del capital sobre la base tarifaria. En general, la metodología tasa de retorno busca que los ingresos obtenidos a partir de las tarifas, cubran el costo razonable de prestación del bien o servicio, incluyendo una retribución al capital invertido en los activos fijos. Esta retribución al capital o costo de capital es definida como el promedio ponderado entre el costo de los recursos propios -representado por el CAPM- y el de los recursos ajenos, estos últimos considerados como deuda.
- VI. Que el modelo de CAPM fue desarrollo para mercados de capitales y financieros profundos. La formulación teórica incluye una serie de supuestos. Para efectos prácticos, el CAPM varía en su formulación inicial a fin de ser objeto de aplicación. De esta manera, para su aplicación, se consideran las particularidades de los mercados regulados al momento de fijar una tasa de rentabilidad para el capital invertido, evitando aplicar automáticamente el modelo teórico original, a realidades que no se corresponden con sus supuestos. Es en este contexto en que se utiliza el modelo CAPM en la Autoridad Reguladora e incorpora los siguientes elementos: la tasa "libre de riesgo", la prima de riesgo para un mercado de referencia amplio y diversificado, la beta de la inversión -que trata de relacionar el rendimiento de una inversión en particular con el rendimiento del mercado- y otras posibles primas. Las otras primas pueden incluir conceptos tales como riesgo país, riesgo de iliquidez, etc.
- VII. Que en particular, el riesgo país pretende reflejar la prima adicional de rendimiento de una inversión que se reconoce debido a los posibles efectos negativos que pueden tener las condiciones particulares del país en que se opera —o se va a operar-, sobre los flujos de caja esperados. En la práctica, en países de América, la prima por riesgo país se puede calcular como el diferencial entre un bono emitido por gobierno nacional y un bono de similar maduración emitido por el gobierno de los EEUU. Se hace la observación de que la calificación del riesgo país es realizada por empresas calificadoras de riesgo (ECR).

- VIII. Que Aresep ha analizado el tema de riesgo país en varias ocasiones y a distintos niveles, especialmente con ocasión de recursos planteados por los prestadores que solicitan la inclusión de esta variable dentro del cálculo del CAPM. En uno de los casos, del año 2012, el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillado (AyA) solicitó que se reconociera una prima de riesgo país como parte del CAPM que se aplica a sus fijaciones tarifarias. La Dirección de Agua no acogió esa petición, la cual finalmente fue aprobada por la Junta Directiva de Aresep (RJD-146-2013), con base en el criterio de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria DGAJR- (1005-DGAJR-2013). En un caso más reciente, Coopelesca, R.L. presentó recurso y respuesta a emplazamiento (GG-586-214, GG-684-2014) para que se reconozca en sus tarifas el riesgo país. La intendencia de Energía se manifestó en contra del reconocimiento (RIE-049-2014, 1089-IE-2014), en tanto que la DGAJR, emitió un criterio favorable al prestador (1084-DGAJR-2014).
  - IX. Que el 09 de diciembre de 2013, mediante el oficio 1105-DGAJR-2013, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria atendió un recurso de apelación interpuesto por el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados solicitando el reconocimiento del riesgo país en su costo de capital y cuyo criterio, a favor de la empresa, fue acogido por la Junta Directiva en la resolución RJD-146-2013.
  - **X.** Que el 08 de julio de 2014, COOPELESCA interpuso un recurso de apelación en el que se solicita el reconocimiento del riesgo país a dicha empresa, la cual fue rechazada mediante resolución No. 1089-RIE-2014, del 13 de agosto de 2014.
  - XI. Que mediante oficio 1084-DGAJR-2014, del 19 de diciembre de 2014, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emitió criterio sobre el recurso de apelación de Coopelesca contra la resolución RIE-037-2014, a solicitud de la Junta Directiva (oficio 551-SJD-2014), recomendando el reconocimiento del riesgo país para dicha empresa.
- XII. Que el 29 de julio de 2014, mediante los oficios 96-CDR-2014/491-IA-2014 /0981-IE-2014, el Director General de la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, en conjunto con los Intendentes de Agua y Energía, remitieron a la Junta Directiva el informe técnico titulado "Acerca de la pertinencia técnica de incluir el riesgo país en el cálculo del costo de capital de operadores estatales de servicios públicos".
- XIII. Que el 30 de julio de 2014, por medio del memorando 469-SJD-2014, la Secretaría de Junta Directiva remitió a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) para su análisis, el informe técnico supra citado.
- **XIV.** Que el 13 de noviembre de 2014, mediante oficio 959-DGAJR-2014 remite a la Junta Directiva su criterio sobre el documento "Acerca de la pertinencia técnica de incluir el riesgo país en el cálculo del costo de capital de operadores estatales de servicios públicos".

- **XV.** Que en la sesión de Junta Directiva No.03-2015 del 29 de enero de 2015, se conoció el criterio de la DGAJR sobre el documento "Acerca de la pertinencia técnica de incluir el riesgo país en el cálculo del costo de capital de operadores estatales de servicios públicos" y el oficio 96-CDR-2014/491-IA-2014 /0981-IE-2014 del Director General de la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación, en conjunto con los Intendentes de Agua y Energía.
- **XVI.** Que el Acuerdo 05-03-2015, del 29 de enero de 2015 la Junta Directiva resolvió: "Continuar, en una próxima oportunidad, con el análisis del tema de riesgo país, en el entendido de que se lleve a cabo un informe más elaborado y se reestructuren los documentos del Centro de Desarrollo de la Regulación, las Intendencias de Energía y Agua, a partir de los argumentos y observaciones formulados en esta ocasión".
- **XVII.** Que el 26 de febrero de 2015, por medio del oficio 116-SJD-2015, la Secretaría de Junta Directiva comunica el acuerdo antes citado a la Intendencia de Agua, la Intendencia de Energía y el Centro de Desarrollo de la Regulación.
- **XVIII.** Que el 18 de marzo de 2015, el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 34-CDR-2015, basado en el oficio 96-CDR-2014/491-IA-2014/981-IE-2014 del 29 de julio de 2014, emite su criterio sobre el tema del reconocimiento explícito en la fórmula del CAPM (costo del capital) del parámetro riesgo país en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas.

#### **CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 34-CDR-2015 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

#### "ARGUMENTACION

- I. Tal y como se ha definido anteriormente, la prima por riesgo país puede o no incorporarse en el modelo del CAPM, en el sentido de que en el caso eventual de un mayor riesgo de no poder recuperar la inversión que se desea llevar a cabo, mayor es la tasa de rentabilidad que se pretende obtener, y en este caso en particular, lo es debido a las condiciones del país en que se invierte. El supuesto fundamental es que haya movilidad de capitales para el inversionista. Al fin y al cabo, en términos de valor presente o futuro de la inversión o de su costo de oportunidad, subyace el precepto de la preocupación del inversionista por el riesgo de no poder recuperar la inversión realizada en un determinado país, lo cual puede expresarse de manera directa refiriéndose a la posibilidad de que los flujos de caja obtenidos por la inversión sean insuficientes para recuperarla.
- II. Tal y como se indicó en el numeral III de los ANTECEDENTES I del presente documento, para brindar un servicio público objeto de la regulación de la Ley 7593, se le reconocen los costos asociados a la prestación. Se citan en particular los artículos 3, 4 y 31 de esa normativa. Este marco normativo es fundamental para resolver el tema de la aplicabilidad del riesgo país en las fijaciones tarifarias correspondientes a los servicios públicos objeto de esta discusión.

- III. Retomando, el artículo 4 de la Ley 7593 señala que la Aresep debe reconocer "los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad". Esto significa que los recursos que se otorgan deben ser los necesarios para cubrir las necesidades de operación y de inversión, con lo cual están cubiertas las necesidades del operador del servicio público. El artículo 31 es aún más contundente al indicar que "No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público".
- IV. Así, se tiene que por una parte la Aresep está obligada a otorgar tarifas que respeten y garanticen el equilibrio financiero del operador del servicio público y, por otra, que éste puede solicitar un ajuste tarifario cuando considere que su situación económica lo amerita. Por tanto, está claro que el operador regulado cuenta con un marco jurídico regulatorio, que reduce su riesgo por debajo del que es usual en un ambiente sometido a la competencia normal, al garantizarle legalmente su derecho al equilibrio financiero.
- V. Aún más: i) el riesgo país está incluido en el costo del financiamiento que forma parte del rendimiento (en este caso en particular, otorgado por medio del WACC); ii) la inclusión de una prima adicional por riesgo país asume movilidad (perfecta) de capitales, lo cual no es el caso del capital propio de las empresas objeto de discusión, o sea las que prestan un servicio público autorizadas vía concesión por el Estado. Por otra parte, si se dieran desequilibrios financieros originados en caso fortuito o de fuerza mayor, el prestador puede solicitar el estudio de reajuste tarifario correspondiente según la Ley 7593.
- VI. Debe indicarse que también la Ley 7593 establece que no se deben tomar en cuenta costos no aceptables para fines regulatorios, tipificados en el artículo 32 de la Ley 7593. En el evento de que se presenten casos de este tipo, por el principio de defensa de los derechos de los consumidores, no procedería reconocer dichos gastos. Debe notarse que el riesgo de incurrir en desequilibrio financiero por incurrir en gastos inaceptables, puede que no se origine en las condiciones de la nación (riesgo país) o del marco regulatorio, sino más bien en la operación propia de las empresas reguladas.

#### **CONCLUSION**:

Por todo lo anterior, se concluye que:

- I. El marco legal imperante en la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora establece la obligación de respetar el equilibrio financiero del operador. Esto indica que se protege la solvencia y solidez del operador, pero también, la Ley previene los excesos contra el consumidor. Este es un elemento esencial de la cuestión.
- II. De esta manera, el reconocer una prima adicional por riesgo país de manera explícita en la ecuación del CAPM implicaría separarse del principio de servicio al costo, que es la aceptación general en materia regulatoria y se encuentra en nuestro marco legal, porque dicha prima está reconocida en el financiamiento o deuda que tenga el operador. Además, para el caso particular aquí analizado no existe movilidad de

capitales para los recursos propios y la rentabilidad reconocida lo es suficiente en términos del costo de oportunidad financiera de los recursos, para el servicio regulado que realiza el operador.

III. Fuentes eventuales de déficit, tales como las originadas en caso fortuito o fuerza mayor, pueden ser objeto de solicitudes de ajuste tarifario por parte del prestador, tal y como lo establece la Ley.

*(...)* "

- II. Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Establecer como política regulatoria para el caso específico de operadores estatales y las cooperativas de servicios públicos creadas para ese fin, no considerar dentro del cálculo del rendimiento o rédito sobre el capital propio la variable riesgo país.
- III. Que en la sesión 13-2015, del 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base de los oficios 34-CDR-2015 y 96-CDR-2014/491-IA-2014/981-IE-2014 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:

#### **ACUERDO 15-13-2015**

Establecer como política regulatoria para el caso específico de operadores estatales y las cooperativas de servicios públicos creadas para ese fin, no considerar dentro del cálculo del rendimiento o rédito sobre el capital propio la variable riesgo país.

Rige a partir de la firmeza de este acuerdo, (26 de marzo de 2015).

PUBLÍQUESE.

#### ACUERDO FIRME.

A las diecisiete horas con veinte minutos se retiran del salón de sesiones, los señores Marlon Yong Chacón, Marco Otoya Chavarría, Mike Osejo Villegas y la señora Samantha Wegmann Quesada.

# ARTÍCULO 11. Recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-037-2014. Expediente ET-038-2014.

La Junta Directiva conoce los oficio 1084-DGAJR-2014 del 19 de diciembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el

recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-037-2014.

Las señoras *Laura Núñez Sibaja* y *Stephanie Castro Benavides* explican 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, de conformidad con el oficio 1084-DGAJR-2014, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **ACUERDO 16-13-2015**

- 1. Rechazar por el fondo el recurso de apelación interpuesto por Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014.
- 2. Declarar de oficio la nulidad absoluta, de la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014 y por su conexidad la resolución RIE-049-2014 del 14 de agosto de 2014 por cuanto en el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, se utilizó el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución del crédito BNCR No. 2 (\$\psi\$1.492.445.866,26), siendo lo correcto utilizar el monto total de \$\psi\$2.016.611.000, y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al momento del análisis tarifario.
- **3.** Dimensionar los efectos de la anulación de la resolución RIE-049-2014, manteniendo vigentes las tarifas fijadas en ella, hasta tanto la Intendencia de Energía realice el análisis tarifario, considerando lo señalado esta resolución y proceda a fijar las tarifas, si corresponde.
- **4.** Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en esta resolución y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.
- 5. Con base en lo establecido en la resolución RJD-037-2015 del 26 de marzo de 2015, en relación con el reconocimiento explícito del parámetro riesgo país en la fórmula de rentabilidad para el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas, consecuentemente se rechaza el argumento y la petición del recurrente de incluir el riesgo país.
- **6.** Agotar la vía administrativa.
- 7. Notificar a las partes la presente resolución.
- 8. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.
- **9.** Díctese la siguiente resolución:

#### **RESULTANDO:**

- I. Que el 19 de marzo de 2014, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. (en adelante Coopelesca), mediante el oficio COOPELESCA-GG-198-2014, presentó solicitud de fijación tarifaria para el servicio de generación de electricidad que brinda la Cooperativa. (Folios del 3 al 416).
- **II.** Que el 7 de mayo de 2014, se publicó en los diarios de circulación nacional La Extra, La Teja y en La Gaceta N° 86, la convocatoria a audiencia pública para conocer la propuesta tarifaria planteada por Coopelesca. (Folios 510 y 511).
- III. Que el 18 de junio de 2014, la Dirección General de Atención al Usuario, mediante el oficio 1790-DGAU-2014, emitió el acta N° 65-2014, de la audiencia pública celebrada el 9 de junio de 2014. (Folios del 542 al 546).
- IV. Que el 8 de julio de 2014, la Intendencia de Energía (IE), mediante la resolución RIE-037-2014, entre otras cosas, fijó las tarifas para el servicio de generación de energía eléctrica que brinda Coopelesca. Dicha resolución fue publicada en La Gaceta N° 135 del 15 de julio de 2014. (Folios del 588 al 624 y del 638 al 649).
- V. Que el 17 de julio de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA GG-586-2014 presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-037-2014. (Folios del 627 al 637).
- VI. Que el 14 de agosto de 2014, la IE, mediante la resolución RIE-049-2014, resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio de 2014, en la que dispuso, entre otras cosas: "(...) I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca, R.L. contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio de 2014, únicamente en cuanto a la inclusión del contrato del arrendamiento financiero de la excavadora con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL, en el cálculo del rédito para el desarrollo. II. Fijar las tarifas de la actividad de generación que presta Coopelesca, R.L. a partir de la publicación de la respectiva resolución, [...]". (Folios del 669 al 680). Dicha resolución se publicó en La Gaceta No. 160 del 21 de agosto de 2014. (Folios del 681 al 684).
- **VII.** Que el 21 de agosto de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA GG-684-2014 respondió el emplazamiento conferido. (Folios del 650 al 656).
- VIII. Que el 1 de setiembre de 2014, la IE mediante el oficio 1169-IE-2014, emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, respecto al recurso de apelación interpuesto por Coopelesca, contra la resolución RIE-037-2014. (Folios del 685 al 686).
  - IX. Que el 3 de setiembre de 2014, la Secretaría de Junta Directiva mediante el memorando 551-SJD-2014, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) el recurso de apelación interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-037-2014. (Folio 687).

- **X.** Que el 19 de diciembre de 2014, la DGAJR mediante el oficio 1084-DGAJR-2014, rindió el criterio sobre el recurso de apelación presentado por COOPELESCA, contra la resolución RIE-037-2014.
- XI. Que el 18 de marzo de 2015, el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 34-CDR-2015, basado en el oficio 96-CDR-2014/491-IA-2014/981-IE-2014 del 29 de julio de 2014, emite su criterio sobre el tema del reconocimiento explícito en la fórmula del CAPM (costo del capital) del parámetro riesgo país en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas.
- **XII.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

#### **CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 1084-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

*"[...]* 

#### II. ANÁLISIS POR LA FORMA

#### 1. NATURALEZA DEL RECURSO

El recurso presentado es el ordinario de apelación, al cual se le aplican las disposiciones contenidas en los artículos del 342 al 352 de la L.G.A.P. y sus reformas.

#### 2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 14 de julio de 2014 (folios 623 y 624) y la impugnación fue planteada el 17 de julio de 2014 (folio 627).

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado en el artículo 346 inciso 1 de la L.G.A.P. y que vencía el 17 de julio de 2014, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo legal.

#### 3. LEGITIMACIÓN

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar, que la recurrente se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 y 36 de la Ley 7593 y 275 y 276 de la L.G.A.P., ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.

#### 4. REPRESENTACIÓN

El señor Omar Miranda Murillo, actúa en su condición de gerente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma, -según consta en la certificación visible a folio 389- por lo cual está facultado para actuar en nombre de la citada cooperativa.

[...]

#### IV. PRECISIÓN NECESARIA

De previo a analizar los argumentos de inconformidad de la recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas del servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca.

#### V. ANÁLISIS POR EL FONDO

Sobre los argumentos esbozados, se procede hacer las siguientes valoraciones y consideraciones.

#### 1. CÁLCULO ERRÓNEO DE LA RENTABILIDAD

Indica la recurrente que el cálculo de la rentabilidad es erróneo dado que se utilizaron valores de deuda y capital propio equivocados, la Intendencia utiliza el mismo valor de deuda que utiliza para el cálculo del costo de la deuda total y no de la deuda total de los estados financieros auditados y el valor de capital propio se tomó del año 2013. De acuerdo a años anteriores se han utilizado valores promedio de deuda y capital propio de los últimos dos años, tomados de los estados financieros auditados.

En cuanto a lo argumentado, cabe señalar que en el Considerando I de la resolución recurrida-RIE-037-2014- se indicó:

[...]

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes

préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

[...]

Continúa indicando la IE que:

[...]

El valor de los pasivos (P) es de &ppen 15 561,2 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de &ppen 14 684,1 millones y el valor total de los activos (A) es de &ppen 16 678,2 millones, según la información de los Estados Financieros auditados 2013 de la cooperativa.

[...]

Con respecto a lo argumentado, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-049-2014 —que resolvió el recurso de revocatoria- dispuso:

[...]

Se le indica al recurrente que para determinar el WACC, se requiere, entre otros parámetros, el costo de la deuda, el cual se obtiene de los saldos de los pasivos con costo al 31 de diciembre del 2013 según los Estados Financieros Auditados de Coopelesca, R.L. y sus respectivas tasas de interés.

[...]

Continúa indicando las razones que justifican el uso de los pasivos de largo plazo:

[ ... j

La principal razón por la cual se utilizan únicamente los pasivos de largo plazo con costo para dicho objetivo, es porque se calcula la tasa de interés promedio ponderado de ellos mismos (como costo de la deuda), y por lo tanto debe existir una consistencia en los parámetros utilizados.

Es por las razones indicadas anteriormente, que mediante la resolución RIE-027-2013, Por Tanto III y IV se le indicó a Coopelesca, R.L lo siguiente:

"(...)

III. Indicarle a Coopelesca, R.L. que para futuras peticiones tarifarias deberá de presentar simultáneamente, por separado, la que corresponda al servicio de generación y al servicio de distribución. Además deberá de presentar todos los criterios técnicos y financieros utilizados para distribuir costos comunes entre ambos servicios." IV. Para las solicitudes tarifarias futuras el cálculo del rédito para el desarrollo mediante el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés). Para ello deberá brindar la información necesaria y completa sobre total de pasivos, los pasivos con costo y la tasa de interés efectiva ponderada de esos pasivos."

*(...)*"

Aunado a lo anterior, en el Por Tanto I de la resolución RIE-049-2014 se dispuso:

[...]

Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca, R.L. contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio de 2014, únicamente en cuanto a la inclusión del contrato del arrendamiento financiero de la excavadora con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL, en el cálculo del rédito para el desarrollo.

[...]

De lo anterior se desprende que para determinar el WACC, se requiere, entre otros parámetros, el costo de la deuda, el cual se determinó en este caso como la tasa de interés promedio ponderado de los pasivos a largo plazo con costo al 31 de diciembre de 2013.

Al respecto, es oportuno considerar lo señalado en el oficio 452-DGAJR-2014 del 18 de junio de 2014:

*[...]* 

*En ese sentido Gitman*<sup>1</sup> (2007) *indica lo siguiente:* 

El costo de capital promedio ponderado (CCPP, ka, refleja el costo futuro promedio esperado de los fondos a largo plazo. Se calcula ponderando el costo de cada tipo específico de capital por su proporción en la estructura de capital de la empresa.

$$Ka = (wi*ki) + (wp*kp) + (ws*kroon)$$

Donde

Wi= proporción de la deuda a largo plazo en la estructura de capital Wp= proporción de acciones preferentes en la estructura de capital Ws= proporción de capital de acciones comunes en la estructura de capital

wi+wp+ws=1

La suma de los ponderadores debe ser igual a 1.

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

# Pasivos corrientes Deuda a largo plazo Activos Patrimonio de los accionistas Acciones preferentes Capital en acciones comunes Acciones comunes Ganancias retenidas Capital de deuda Capital de deuda Capital propio

Balance General Simplificado

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

[...]

Y más adelante continúa indicando el mismo oficio acerca de la concordancia en el tiempo:

[...]

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

[...]

Con respecto a los valores de deuda a largo plazo y capital social utilizados, que se detallan a folio 587, archivo electrónico denominado "MODELO COSTO DE CAPITAL (CAPM - WACC)" hoja de cálculo nombrada como "Costo deuda Lesca" correspondientes al sector de generación, concuerda con los montos detallados en los Estados Financieros Consolidados para el período que termina al 31 de diciembre de 2013, Nota 13, Documentos e Hipotecas por pagar, página 41 y en el Anexo 1, Estado de Posición Financiera al 31 de diciembre de 2013, sector de Generación, página 89 (consta en los archivos de la IE).

Adicionalmente, se debe considerar que mediante la resolución RIE-049-2014 se acogió parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por la recurrente contra la resolución RIE-37-2014, ajustando únicamente el saldo de deuda a largo plazo por la

suma de ¢48.098,00 millones correspondientes al arrendamiento financiero con CSI Leasing de la excavadora, ajuste que se detalla en folio 668 archivo excel denominado "MODELO COSTO DE CAPITAL (CAPM - WACC) - Recurso" en hoja de cálculo nombrada como "Costo deuda Lesca", suma que coincide con el monto incluido dentro de la nota 13 de los Estados Financieros Consolidados Auditados, página 41, antes citados. Por lo expresado en párrafos anteriores, esta asesoría considera que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

Por otra parte, de la revisión del oficio 1089-IE-2014 (folios del 657 al 668), que sirvió de base para la resolución RIE-049-2014 —que resolvió el recurso de revocatoria-, se extrae, del archivo excel denominado "MODELO COSTO DE CAPITAL (CAPM - WACC) - Recurso" en la hoja de cálculo nombrada como "Costo deuda Lesca", que para el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, el monto de deuda correspondiente al crédito del BNCR No 2, se consideró el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución de dicho crédito (\$\psi\$1.492.445.866,26), siendo lo correcto el 25,99% del total de la deuda del crédito BNCR No. 2 por \$\psi\$2.016.611.000, según nota 13 de los Estados Financieros de Coopelesca, con corte al 31 de diciembre de 2013, página 41 (consta en los archivos de la IE). Esta situación afecta el monto del total de pasivos para el servicio de generación y como consecuencia de ello, el cálculo del costo del capital propio y costo del endeudamiento (total GF) estimado por la IE y por ende el costo de capital de la empresa, aspecto que deberá ser corregido por la IE.

#### 2. NO SE INCLUYE EL VALOR DE RIESGO PAÍS

La recurrente alega que para realizar el cálculo de la rentabilidad mediante la metodología del CAPM, no se incluyó el valor de riesgo país, los argumentos dados por la Intendencia para no considerarlo, indican que los mercados de Estados Unidos y Costa Rica son iguales, lo cual no es cierto.

En cuanto a lo argumentado, cabe señalar que en el Considerando I de la resolución recurrida-RIE-037-2014- se indicó con respecto a la tasa de riesgo país:

[...]

El riesgo país (rp) se consideró como cero (0) en este caso, entre otras cosas por tratarse de una cooperativa, que no tiene la posibilidad de invertir alternativamente en recursos fuera del país.

[...]

Al respecto, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-049-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria- indicó:

[...]

considera esta Intendencia que el riesgo país no debe ser considerado en el cálculo del rédito para el desarrollo, dado que este tiene su fundamento en compensar los riesgos asociados a incertidumbres macroeconómicas, sociales, políticas e institucionales tales como inestabilidad jurídica y regulatoria, en que incurre el inversionista que coloca su capital en otro país. Además es importante indicar, que el modelo CAPM es una representación teórica del comportamiento de los mercados financieros, que se basa en varios supuestos entre los que están: que los inversionistas son adversos al riesgo, que no pueden afectar los precios, que el mercado de activos es perfecto, entre otros, todos supuestos de mercados en competencia perfecta, que no es aplicable al tipo de mercado eléctrico nacional.

Además, se considera que el reconocimiento de riesgo país asociado a los aportes de capital propio no sería aplicable a los operadores estatales o en empresas creadas para un fin específico, en este caso "solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales", porque éstas no tienen posibilidad legal de movilizar el capital aportado para ese fin. Es decir el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital. Así, el supuesto fundamental en la definición de este tipo de riesgo no se cumple.

[...]

Al respecto, cabe indicar lo manifestado por esta Dirección General en el oficio 959-DGAJR-2014 del 13 de noviembre de 2014:

[...]

Aplicar el modelo CAPM a mercados emergentes, requiere adaptar la información necesaria a un mercado distinto al de EE.UU. El modelo tradicional parte del supuesto de que el riesgo de negocio es similar al de EE.UU. (Casarín y otros, 2006). Utilizar información o datos del mercado Estadounidense para calcular el costo de capital propio por medio del modelo CAPM, supone que una empresa instalada, por ejemplo en Costa Rica, enfrenta un riesgo similar a una empresa de su mismo sector de negocio en EE.UU. A partir de ese supuesto, se emplean datos e indicadores de EE.UU. para calcular tanto el coeficiente beta, como la tasa de rendimiento libre de riesgo  $(R_f)$  y el rendimiento de mercado  $(R_m)$ , sin embargo, con ello se tiene que el rendimiento del capital obtenido al utilizar estos datos, es el rendimiento de capital de una empresa del sector que se desea obtener pero que opera en EE.UU.

Esta metodología es razonable si se asume que las empresas de una misma industria tienen un perfil de riesgo sistemático similar, independientemente del país en el que operen. Sin embargo, el modelo tradicional sin ajustes no reconoce que la empresa analizada no opera en EE.UU., sino que están situadas en diferentes países, razón por la cual enfrentan distintos riesgos, lo que hace necesario introducir cambios al modelo de cálculo del costo de capital. (Casarín y otros, 2006).

Kee-Hong, B8. y otros (2003) demostraron que en el caso de países desarrollados, especialmente los de mayor tamaño, el uso de un modelo de valoración de activos local y no internacional probablemente implica errores de baja magnitud, no así en el caso de países emergentes, donde la influencia local explica las rentabilidades exigidas a nivel internacional.

Considerando lo anterior, es criterio de este órgano asesor que al utilizar el modelo CAPM, se debe incorporar en el cálculo del costo de capital a partir de información del mercado estadounidense, una prima por riesgo país para "ajustar" la diferencia en el riesgo sistemático subyacente. De esa manera, por ejemplo el costo de capital propio de una empresa de acueducto y alcantarillado que opera en Costa Rica, es igual al costo de capital de una empresa que opera en el sector acueducto y alcantarillado en EE.UU., más un diferencial de riesgo país que refleja la divergencia de riesgo entre ambos países, independientemente si el operador tiene o no la posibilidad legal de invertir en otro país.

[...]

En ese sentido, Damodaran indica lo siguiente:

[...]

In many emerging markets, there is very little historical data, and what does exist is too volatile to yield a meaningful estimate of the risk Premium. To estimate the risk premium in these countries, let us start with the basic proposition that the risk premium in any equity market can be written as

Equity Risk Premium= Base Premium for Mature Equity Market + Country Premium

The country premium could reflect the extra risk in a specific market.

[...]

Al respecto la DGAJR concluyó en el oficio supracitado:

[...]

para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense a las condiciones nacionales de inversión, se debe incluir el riesgo país en su cálculo.

[...]

Es por todo lo anterior, que esta asesoría considera que lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

#### 3. EXCLUSIÓN INADECUADA DE GASTOS

Coopelesca, R.L. argumenta que la IE no reconoció un 51.22% de los gastos incluidos en la solicitud tarifaria, lo cual puede afectar la prestación óptima del servicio. Dentro de los más significativos están:

- i) Sobre las proyecciones de gastos para los años 2014 y 2015, indicó la recurrente que los valores de la inflación interna al final del año y la variación promedio anual mostrados en el cuadro No 1 de la resolución recurrida, no son consistentes con los datos mostrados en la resolución RIE-038-2014 para el servicio de distribución y que los valores utilizados por la Intendencia, castigan los resultados tarifarios.
- ii) Sobre la justificación del gasto: La Intendencia no ha definido en una resolución todos los requisitos que requieren para justificar los gastos, mismos que en esta resolución RIE-037-2014, utiliza como argumento para rechazarlos. La empresa regulada se encuentra en estado de indefensión, como en este caso, donde se aplican criterios subjetivos por parte del analista de turno de qué es o no una adecuada justificación de un gasto.
- iii) Salarios: Indica la recurrente que para el rubro de salarios, la Intendencia incorpora en el cálculo de las tarifas los aumentos salariales que rigen de Ley, sin embargo, no indica en que resolución se incluyó dicho criterio, la Cooperativa que es privada y no tiene los beneficios legales del empleo público, requiere tener salarios competitivos para no perder el capital humano calificado.
- iv) Arrendamientos: No se reconocieron los rubros de arrendamientos dentro del costo de la deuda (créditos con C.S.I. Leasing, BCR emisión privada bonos VII y Banco FMO y DEG)
- v) Modelo tarifario vigente: Aresep no ha documentado y sometido el modelo tarifario al proceso de audiencia pública que establece el artículo 36 de la Ley 7593, dejando en indefensión a los prestadores de servicios y a los usuarios. La Intendencia ha pretendido atribuirse competencias que le corresponden a la Junta Directiva.

De acuerdo al orden de los argumentos descritos anteriormente, tenemos que:

i) Con respecto a lo indicado de las proyecciones de gastos para los años 2014 y 2015:

En el Considerando I de la resolución recurrida –RIE-037-2014- se encuentra a folio 592 del expediente de marras el cuadro No.1 siguiente:

*[...]* 

# Cuadro Nº 1 Actividad de generación, Coopelesca, R.L. Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario Porcentajes de Variación Anuales (%) Periodo 2011-2015

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
Variaciones según ARESEP (al	final del año)				
Inflación interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	4,00%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢/U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	10,13%	0,00%
Variaciones según ARESEP (pro	omedio anual)				
Inflación interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	3,30%	3,48%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,31%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	9,00%	1,12%

Nota: Los años 2014 y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.

Fuente: Programa Macroeconómico 2014 y 2015 y del Fondo Monetario Internacional.

[...]

Por otra parte, el Considerando I de la resolución RIE-038-2014 –la cual fijó tarifas para el servicio de distribución que brinda Coopelesca-, folio 1099 del expediente ET-040-2014, se tiene que la información del cuadro No.1 es la siguiente: [...]

#### Cuadro Nº 1 Actividad de generación, Coopelesca, R.L. Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario Porcentajes de Variación Anuales (%) Periodo 2011-2015

INDICES	2011	2012	2013	2014	2015
Variaciones según ARESEP (al 1	final del año)				
Inflación interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	4,00%	4,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%
Depreciación (¢/U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	10,13%	0,00%
Variaciones según ARESEP (pro	omedio anual)				
Inflación interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	3,30%	3,48%
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,31%	1,40%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	9,00%	1,12%

Nota: Los años 2014 y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.

Fuente: Programa Macroeconómico 2014 y 2015 y del Fondo Monetario Internacional.

[...]

Al respecto la IE en la resolución RIE-049-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca contra la RIE-37-2014- indicó:

[...]

RIE-037-2014:

"(...)

Los parámetros macroeconómicos utilizados son los planteados en el apartado 1, los cuales corresponden a una inflación interna de 5,23%, 3,30% y 3,48% para los años 2013, 2014 y 2015 respectivamente."

RIE-038-2014:

"(...)

Los parámetros macroeconómicos utilizados son los planteados en el apartado 1, los cuales corresponden a una inflación interna de 5,23%, 3,30% y 3,48% para los años 2013, 2014 y 2015 respectivamente."

[...]

De la lectura de los párrafos precedentes, se desprende que los valores utilizados por la IE de la variación promedio anual para los años 2014 y 2015, en ambas resoluciones, son los mismos. Por otro lado, lo resuelto en la resolución recurrida, no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos, dado que no existe una metodología o modelo para fijar las tarifas, para el servicio de generación de energía eléctrica.

Así las cosas, considera esta Dirección General que no lleva razón la recurrente.

#### ii) Justificación del gasto:

En cuanto a este argumento, la IE en la resolución RIE-049-2014 –que resolvió recurso de revocatoria- indicó al respecto que:

[...]

Mediante la RIE-027-2013 del 1 de marzo del 2013, se dispuso en el Por Tanto IV, incisos 11 y 13, lo siguiente, en cuanto a los requerimientos que la empresa debía presentar en una nueva petición tarifaria:

"(...)

11. El análisis y las respectivas justificaciones técnicas de las variaciones de los gastos que superan la inflación y/o por encima del comportamiento interanual, para el período de análisis (tres últimos años auditados, el año base, y los años proyectados).

13. Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por sistema e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio."

Mediante el oficio 533-IE-2013 (sic), correspondiente a la solicitud de información adicional para el sistema de distribución, en su apartado II, inciso 2, se requirió:

"(...)

2. Cuantificar y demostrar todas las variaciones que superan la inflación, adjunte los soportes documentales y cálculos en los casos que amerita."

[...]

Conforme a lo indicado en párrafos anteriores, la IE precisó la información que requiere para validar los datos proporcionados por el prestador de servicio, por ello no se le causó a Coopelesca indefensión alguna.

Adicionalmente, la recurrente no incluyó el detalle de cuáles gastos se rechazaron y los criterios técnicos que considera subjetivos de ahí que no es posible para este órgano asesor referirse a ellos.

Por otro lado, en razón de que la IE realizó un análisis técnico de la información financiera proporcionada por Coopelesca, cuyo resultado motivó lo dispuesto en la resolución recurrida y que no existe una metodología o modelo aprobado por la Junta Directiva para fijar las tarifas, para el servicio de generación de energía eléctrica mediante el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, es que esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.

Con fundamento en lo anterior, considera esta Dirección que no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

#### iii) Salarios:

En el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-037-2014-, se indicó lo siguiente:

[...]

En el rubro de "salarios" la Intendencia de Energía estableció el criterio de incorporar en las tarifas los aumentos salariales que rigen de Ley.

En el caso de que un regulado disponga de una "política de desarrollo humano", y estos se desvíen significativamente de lo decretado por el Poder Ejecutivo en materia salarial, este debe de aportar las variables que se adecúen a la realidad del negocio, sus resultados y recomendaciones.

[...]

Con respecto a este argumento la IE en el Considerando I de la resolución RIE-049-2014 —que resolvió recurso de revocatoria- indicó que:

[...]

Como bien se indicó en las RIE-037-2014 y RIE-038-2014, para el cálculo y aumento de la partida la empresa utilizó un "estudio de mercado", que presenta las siguientes características:

- i. Incorpora empresas de diversos tamaños y sectores de la economía, tales como el industrial, comercial, agroindustrial, servicios y financiero, actividades con dinamismos diferentes a la actividad eléctrica.
- ii. Considera dentro de las remuneraciones un 15% de composición variable y beneficios en especie, los cuales no fueron justificados para la realidad salarial de la Cooperativa.
- iii. La empresa indicó en autos que la aplicación de los percentiles del estudio, depende de otras variables como el desempeño de los empleados. Medida que se realiza con base en desempeños pasados e individuales, no proyectados y generalizados.
- iv. Los porcentajes de ajustes salariales otorgados por la empresa no son consistentes entre años ni entre categorías salariales.

Lo indicado anteriormente hizo que se imposibilitara el uso del estudio presentado como parámetro de proyección de esta partida, tal y como se indica en las resoluciones recurridas. Y fue por esa razón que se utilizó una medida de actualización salarial que fuera pública, estándar y oficial como es el decreto del Poder Ejecutivo.

[...]

De lo anterior se desprende que la Intendencia aplicó el Decreto Ejecutivo No. 38101-MTSS para fundamentar este rubro, por ello esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos, ya que como se dijo, no existe una metodología o modelo aprobado por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de generación de energía eléctrica mediante el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.

Por lo anterior, no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

iv.) Arrendamientos

Al respecto la IE en el Considerando I de la resolución RIE-049-2014 —que resolvió el recurso de revocatoria- indicó:

[...]

...se requirió adjuntar contratos de todos los servicios que convino la empresa, sobre lo cual la empresa no aportó ningún contrato de índole financiero.

No obstante lo anterior, en los estados financieros auditados de la empresa, se evidencia lo siguiente:

- a) Para el día 25 de junio de 2013 se celebró contrato de una emisión privada de bonos entre Coopelesca R.L. y el BCR por \$3,3 millones, el cual no fue aportado.
- b) Se convino contratos de arrendamiento financiero con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL. Estos contratos no fueron aportados por la empresa en el estudio tarifario vigente, excepto por el del arrendamiento de la excavadora, que forma parte de la actividad de generación. El plazo de este contrato es de 60 meses a partir de su firma y vence el 1 de abril de 2016. Las cuotas mensuales son de \$1 142,7 con un interés anual del 8,25% y el principal financiado es de \$189 000, reflejando un saldo a diciembre del 2013 de 48 098 miles de colones.
- c) La empresa suscribió un contrato de fideicomiso con el Banco DEG y FMO, el cual tampoco fue aportado, que según los estados financieros el FMO financió \$20 millones y el DEG \$24 millones, bajo la figura de "Senior Facility" y \$5 millones como "Subordinated facility". La tasa de interés es la tasa libor más un margen adicional y el plazo es de 14 años, a partir del 23 de diciembre de 2010.

De conformidad con lo anterior, en primera instancia se le recuerda al recurrente que de conformidad con el artículo 33 de la Ley 7593, es obligación de la empresa, demostrar y justificar los costos que se han de incluir en las tarifas, dentro de los cuales se encuentran las variables incluidas en el cálculo del rédito para el desarrollo, por lo que se debe aportar los contratos que respalden las obligaciones crediticias.

[...]

Con fundamento en lo anterior, el Intendente de Energía indicó:

[...]

I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca, R.L. contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio de 2014, únicamente en cuanto a la inclusión del contrato del arrendamiento financiero de la excavadora con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL, en el cálculo del rédito para el desarrollo.

[...]

Así las cosas, este argumento fue acogido parcialmente por el Intendente de Energía en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, por lo que la pretensión del recurrente en cuanto a la inclusión del contrato de arrendamiento financiero de la excavadora con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL, en el cálculo del rédito para el desarrollo ya fue satisfecha.

Por otro lado, indicó la IE que «la empresa no aportó ningún contrato de índole financiero» de los citados por el recurrente en el argumento (excepto el contrato de leasing de la excavadora), que permitan valorar lo resuelto por la IE. Así las cosas, cabe indicarle al recurrente que de conformidad con el artículo 33 de la ley 7593 tiene la obligación de justificar toda petición tarifaria y cumplir con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora.

Por lo anterior, no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

#### v). Modelo tarifario vigente

Al respecto, cabe indicar que en el Considerando I de la resolución recurrida se indicó:

[...]

#### Tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo o rentabilidad en términos absolutos (monetarios); de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

[...]

En ese sentido, cabe indicar que en el Considerando I de la resolución RIE-049-2014 -la cual resolvió el recurso de revocatoria -, indicó:

[...]

En relación con lo indicado por la recurrente, es importante indicar que la metodología tarifaria aplicada, conocida como "Tasa de Retorno", ha sido utilizada desde el extinto Servicio Nacional de Electricidad, SNE y adoptada por la Autoridad Reguladora desde 1996; dicha metodología indica que los gastos de operación, mantenimiento y administrativos, y el nivel de rédito para el desarrollo, determinan los ingresos necesarios, los cuales se redistribuyen entre las diferentes tarifas para el servicio de interés.

De las resoluciones impugnadas se desprende que la metodología aplicada fue la "Tasa de Retorno". Un cambio metodológico podría implicar por ejemplo pasar de esta metodología a una de "Price Cap", lo cual no ocurrió en este caso.

Si bien la Intendencia ha ajustado algunos criterios para determinar los costos asociados a la prestación del servicio bajo la metodología vigente, estos han sido apegados al principio de servicio al costo. Considera está Intendencia que la modificación de los criterios en tanto estos pretendan ajustarse más a la técnica no implican un cambio en la metodología.

En razón de lo anterior, se recomienda rechazar los argumentados (sic) presentados por la cooperativa.

[...]

Al respecto, cabe indicarle al recurrente que si bien es cierto no existe una metodología tarifaria formalmente aprobada como se indicó en el apartado de precisión necesaria de este criterio, el artículo 6 inciso d) de la Ley 7593 dispone que es una obligación de la Aresep "fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos".

Por otra parte, se le debe aclarar al recurrente que la propuesta tarifaria presentada por Coopelesca fue convocada al trámite de audiencia pública el 7 de mayo de 2014, dicha convocatoria se publicó en los diarios de circulación nacional La Extra, La Teja y en La Gaceta N° 86 (folios 510 y 511) y que además el 9 de junio de 2014 se llevó a cabo la audiencia pública respectiva, ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 7593.

Luego, el 18 de junio de 2014 se celebró la audiencia pública en Ciudad Quesada de San Carlos y fue el 8 de julio de 2014 que la IE mediante la resolución RIE-037-2014, fijó las tarifas para los servicios de generación de energía eléctrica que brinda Coopelesca.

Posteriormente, el 17 de julio de 2014 la recurrente interpuso el recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-037-2014, el recurso de revocatoria fue resuelto mediante la resolución RIE-049-2014.

Así las cosas, queda claro que en la tramitación de la propuesta de fijación tarifaria presentada por Coopelesca se ha seguido el procedimiento legal establecido para tal efecto. Aunado a ello, debemos de indicarle que dicha empresa ha utilizado los remedios procesales (recursos) que el ordenamiento jurídico dispone en defensa de sus intereses, por lo que no se observa indefensión alguna en este sentido.

Con fundamento en lo anterior, no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

No obstante lo anterior, se le hace saber al recurrente que mediante el acuerdo N°10-62-2014 de la sesión ordinaria N°62 del 16 de octubre de 2014, la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora acordó lo siguiente:

[...]

c. En cuanto a la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural".

#### ACUERDO 10-62-2014

- 1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio 133-CDR-2014 del 13 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación: (...)
- **2.** Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- 3. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en periódicos de amplia circulación y en el diario oficial La Gaceta.
- 4. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

#### ACUERDO FIRME.

*[...]* 

#### SOBRE LA NULIDAD DE OFICIO

De conformidad con el análisis de fondo realizado -sección V de este criterio- y lo señalado en el artículo 102 inciso d) de la LGAP, el cual establece que el superior jerárquico tendrá entre otras, la potestad de adoptar las medidas necesarias para ajustar la conducta del inferior a la ley y a la buena administración, revocándola, anulándola o reformándola de oficio, o en virtud de recurso administrativo; en consonancia con lo establecido en el artículo 53 inciso b) de la Ley 7593 y lo dispuesto en el artículo 174 de la Ley General supra citada, y con el fin de evitar que los actos administrativos que se lleguen a dictar, adolezcan de vicios, este órgano asesor procede a señalar lo siguiente:

En primer lugar 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, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final adoptada en aspectos importantes, o bien, cuya omisión causare indefensión.

Dicha Ley General, hace referencia a una serie de elementos que debe tener todo acto administrativo para considerarse válido. Dichos elementos son: 1) Sujeto (artículo 129), 2) Forma (artículo 134), 3) Procedimiento (artículo 308 y siguientes), 4) Motivo (artículo 133), 5) Contenido (artículo 132); y, 6) Fin (artículo 131).

El motivo legítimo lo constituye el conjunto de antecedentes fácticos y jurídicos que justifican la decisión tomada por la respectiva Administración y su falta provocaría la nulidad absoluta del acto.

En cuanto al contenido del acto, el cual debe ser lícito, posible, claro, preciso y abarcar todas las cuestiones de hecho y derecho, surgidas del motivo, proporcionado al fin, y en caso de afectar derechos subjetivos de los particulares deben contar con un motivo legítimo y razonable.

Por otro lado, el artículo 223 de la LGAP, dispone:

- 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.

De los autos se desprende que existen vicios en el motivo y en el contenido de la resolución RIE-037-2014 -elementos esenciales del acto administrativo, al tenor de lo indicado en los artículos 128 y siguientes de la LGAP-, por cuanto se observa que el acto administrativo está defectuoso en cuanto a su motivo y contenido, tal y como se desarrolló en la sección V, apartados 1 párrafo final y 2 de este criterio.

Lo anterior es así, ya que para el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, el monto de deuda correspondiente al crédito del BNCR No 2, se consideró el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución de dicho crédito (\$\psi\$1.492.445.866,26), siendo lo correcto el 25,99% del total de la deuda del crédito BNCR No. 2 por \$\psi\$2.016.611.000, según nota 13 de los Estados Financieros de Coopelesca, con corte al 31 de diciembre de 2013, página 41 (consta en los archivos de la IE). Esta situación afecta el monto del total de pasivos para el servicio de generación y como consecuencia de ello, el cálculo del costo del capital propio y costo del endeudamiento (total GF) estimado por la IE y por ende el costo de capital de la empresa.

Aunado a lo anterior, al utilizar el modelo CAPM, se debe incorporar en el cálculo del costo de capital a partir de información del mercado estadounidense, una prima por riesgo país para "ajustar" la diferencia en el riesgo sistemático subyacente.

De esta forma, se concluye que el acto recurrido está viciado de nulidad absoluta en cuanto a su motivo y contenido, y así debe de oficio declararse.

Por lo anterior, debe retrotraerse el procedimiento hasta la etapa procesal oportuna, es decir, al momento del análisis tarifario, como en derecho corresponde.

### SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS DE LOS ACTOS ANULATORIOS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Considerando que a la fecha de este criterio, las tarifas vigentes son las fijadas en la resolución RIE-049-2014 para el servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca, es jurídicamente viable que la Junta Directiva decida dimensionar los efectos del acto anulatorio, siempre y cuando sustente dicha decisión, a fin de que no se produzcan graves dislocaciones de la seguridad jurídica, la justicia y la paz; todos bienes jurídicos comprendidos en el concepto de interés público; lo anterior de conformidad con los artículos 229 de la LGAP y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo.

Sobre la facultad de dimensionar los efectos de los actos, mediante el dictamen 188-AJD-2008, de 12 de junio de 2008, la entonces Asesoría Legal de Junta Directiva analizó ampliamente el tema.

De dicho oficio conviene extraer lo siguiente:

#### « [...] DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS ANULATORIOS

Comencemos diciendo que los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la Ley general de la administración pública, establecen los límites dentro de los que pueden actuar los funcionarios públicos y los órganos de las Administraciones públicas, nos referimos al llamado Principio de legalidad.

Conforme a dicho principio, los funcionarios públicos no pueden arrogarse facultades que la ley no les asigne, porque son simples depositarios de la autoridad que tiene su fuente en la ley.

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

La ley general de repetida cita, no contiene norma expresa que regule el dimensionamiento que comentamos. Sin embargo, su artículo 229 remite al Código

procesal contencioso-administrativo, cuando no haya norma en esa ley general, para resolver determinado caso. [...]

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

#### ARTÍCULO 131

- 1) La declaración de nulidad absoluta tendrá efecto declarativo y retroactivo a la fecha de vigencia del acto o la norma, todo sin perjuicio de los derechos adquiridos de buena fe.
- 2) La declaratoria de nulidad relativa tendrá efectos constitutivos y futuros.
- 3) Si es necesario para la estabilidad social y la seguridad jurídica, la sentencia deberá graduar y dimensionar sus efectos en el tiempo, el espacio o la materia. (El original no está subrayado).

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

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

#### **CONCLUSIONES**

A la luz de lo arriba expuesto, podemos llegar a las siguientes conclusiones, que conforman las respuestas a las preguntas formuladas por la Junta Directiva:

- 1. Es imperativo, por ministerio de ley, que los actos administrativos sean debidamente motivados o fundamentados, de ahí que no sea suficiente la simple invocación de una ley o de unos hechos, aunque revistan la mayor relevancia para el caso de que se trate.
- 2. El interés público lo constituye el conjunto de intereses individuales, compartidos y coincidentes, de un número relevante personas que representarían a toda la comunidad y; prevalece sobre el interés individual.
- 3. Los funcionarios y los órganos públicos, están obligados a tomar en cuenta el interés público, cuando conozcan de los asuntos de su competencia.
- 4. Por ser el principio de continuidad, característica del servicio público, todo prestador, sea público o privado, de tal servicio; así como las Administraciones

públicas a las que corresponda regularlo; deben procurar, por todos los medios líticos a su alcance, que el servicio no se interrumpa.

- 5. De conformidad con lo estipulado en el artículo 131 del Código procesal contencioso-administrativo, Junta Directiva puede dimensionar los efectos de sus actos administrativo anulatorios, a fin de que no produzcan graves dislocaciones de la seguridad jurídica, la justicia y, la paz social; todos, bienes jurídicos comprendidos en el concepto interés público.
- 6. Las reglas técnicas y científicas y, por extensión, los criterios, las valoraciones y los razonamientos que se basen el aquéllas (sic), gozan del mismo valor y de la misma fuerza que las normas jurídicas, por lo que pueden servir y sirven para motivar o fundamentar los actos administrativos.
- 7. La Junta Directiva puede anular la RRG-7350-2007, de las 13:00 horas del 18 de octubre de 2007 y al mismo tiempo, dimensionar los efectos de ese acto anulatorio; siempre que se motive o fundamente debidamente, tal dimensionamiento. [...]»

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

Así las cosas, resulta indispensable señalar que si la Junta Directiva procede a anular la resolución aquí indicada, dimensione sus efectos únicamente en cuanto a las tarifas fijadas en la resolución RIE-049-2014 para el servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca, manteniendo vigentes las mismas, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan.

#### **VI. CONCLUSIONES**

En virtud de lo anteriormente expuesto, tenemos las siguientes conclusiones:

- 1) Desde el punto de vista formal el recurso de apelación interpuesto por Coopelesca, contra la resolución RIE-037-2014, resulta admisible, puesto que fue presentado en tiempo y forma.
- 2) No existe una metodología o modelo formalmente aprobado por la Junta Directiva, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas del servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca.

- 3) La IE realizó un análisis técnico de la información financiera proporcionada por Coopelesca para realizar el cálculo de la rentabilidad, por lo que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP.
- 4) Para el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, se utilizó el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución del crédito BNCR No. 2 por ¢1.492.445.866,26, siendo lo correcto utilizar el monto total de ¢2.016.611.000, afectándose el cálculo del costo del capital propio, el costo del endeudamiento (total GF) y por ende el costo de capital de la empresa, lo cual vició de nulidad la resolución recurrida.
- 5) Para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense a las condiciones nacionales de inversión, se debe incluir el riesgo país en su cálculo.
- 6) La pretensión del recurrente fue satisfecha, en cuanto a la inclusión del contrato de arrendamiento financiero de la excavadora con la empresa CSI Leasing Centroamérica SRL, en el cálculo del rédito para el desarrollo ya fue satisfecha.
- 7) De conformidad con el artículo 33 de la ley 7593, el recurrente tiene la obligación de justificar toda petición tarifaria y cumplir con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora.
- 8) No se le causó indefensión alguna a la recurrente, ya que su propuesta de fijación tarifaria fue sometida al trámite de audiencia pública, resuelta por la Intendencia de Energía mediante la resolución recurrida y posteriormente la recurrente utilizó los remedios procesales (recursos) que el ordenamiento jurídico dispone en defensa de sus intereses.
- 9) La Junta Directiva mediante el acuerdo N° 10-62-2014 de la sesión ordinaria 62 del 16 de octubre de 2014, acordó entre otras cosas, someter al trámite de audiencia pública la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos cooperativas de electrificación rural"
- 10) La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.

[...] "

II. Que la Junta Directiva se aparta del análisis y recomendación realizados por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria únicamente en cuanto al riesgo país, con fundamento en lo indicado en la resolución de Junta Directiva RJD-037-2015 del 26 de marzo de 2015, la cual contiene el análisis sobre el tema del reconocimiento explícito en

la fórmula del CAPM (costo del capital) del parámetro riesgo país en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas, que también sirve de sustento a la presente resolución. De la resolución RJD-037-2015 se extrae lo siguiente:

"(...)

- I. Tal y como se ha definido anteriormente, la prima por riesgo país puede o no incorporarse en el modelo del CAPM, en el sentido de que en el caso eventual de un mayor riesgo de no poder recuperar la inversión que se desea llevar a cabo, mayor es la tasa de rentabilidad que se pretende obtener, y en este caso en particular, lo es debido a las condiciones del país en que se invierte. El supuesto fundamental es que haya movilidad de capitales para el inversionista. Al fin y al cabo, en términos de valor presente o futuro de la inversión o de su costo de oportunidad, subyace el precepto de la preocupación del inversionista por el riesgo de no poder recuperar la inversión realizada en un determinado país, lo cual puede expresarse de manera directa refiriéndose a la posibilidad de que los flujos de caja obtenidos por la inversión sean insuficientes para recuperarla.
- II. Tal y como se indicó en el numeral III de los ANTECEDENTES I del presente documento, para brindar un servicio público objeto de la regulación de la Ley 7593, se le reconocen los costos asociados a la prestación. Se citan en particular los artículos 3, 4 y 31 de esa normativa. Este marco normativo es fundamental para resolver el tema de la aplicabilidad del riesgo país en las fijaciones tarifarias correspondientes a los servicios públicos objeto de esta discusión.
- III. Retomando, el artículo 4 de la Ley 7593 señala que la Aresep debe reconocer "los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad". Esto significa que los recursos que se otorgan deben ser los necesarios para cubrir las necesidades de operación y de inversión, con lo cual están cubiertas las necesidades del operador del servicio público. El artículo 31 es aún más contundente al indicar que "No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público".
- IV. Así, se tiene que por una parte la Aresep está obligada a otorgar tarifas que respeten y garanticen el equilibrio financiero del operador del servicio público y, por otra, que éste puede solicitar un ajuste tarifario cuando considere que su situación económica lo amerita. Por tanto, está claro que el operador regulado cuenta con un marco jurídico regulatorio, que reduce su riesgo por debajo del que es usual en un ambiente sometido a la competencia normal, al garantizarle legalmente su derecho al equilibrio financiero.
- V. Aún más: i) el riesgo país está incluido en el costo del financiamiento que forma parte del rendimiento (en este caso en particular, otorgado por medio del WACC); ii) la inclusión de una prima adicional por riesgo país asume movilidad (perfecta) de capitales, lo cual no es el caso del capital propio de las empresas objeto de discusión, o sea las que prestan un servicio público autorizadas vía concesión por el Estado. Por otra parte, si se dieran

- desequilibrios financieros originados en caso fortuito o de fuerza mayor, el prestador puede solicitar el estudio de reajuste tarifario correspondiente según la Ley 7593.
- VI. Debe indicarse que también la Ley 7593 establece que no se deben tomar en cuenta costos no aceptables para fines regulatorios, tipificados en el artículo 32 de la Ley 7593. En el evento de que se presenten casos de este tipo, por el principio de defensa de los derechos de los consumidores, no procedería reconocer dichos gastos. Debe notarse que el riesgo de incurrir en desequilibrio financiero por incurrir en gastos inaceptables, puede que no se origine en las condiciones de la nación (riesgo país) o del marco regulatorio, sino más bien en la operación propia de las empresas reguladas.

#### **CONCLUSION**:

Por todo lo anterior, se concluye que:

- 1. El marco legal imperante en la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora establece la obligación de respetar el equilibrio financiero del operador. Esto indica que se protege la solvencia y solidez del operador. Pero también la Ley previene los excesos contra el consumidor. Este es elemento esencial de la cuestión.
- 2. De esta manera, el reconocer una prima adicional por riesgo país de manera explícita en la ecuación del CAPM implicaría separarse del principio de servicio al costo, que es la aceptación general en materia regulatoria y se encuentra en nuestro marco legal, porque dicha prima está reconocida en el financiamiento o deuda que tenga el operador. Además, para el caso particular aquí analizado no existe movilidad de capitales para los recursos propios y la rentabilidad reconocida lo es suficiente en términos del costo de oportunidad financiera de los recursos, para el servicio regulado que realiza el operador.
- **3.** Fuentes eventuales de déficit, tales como las originadas en caso fortuito o fuerza mayor, pueden ser objeto de solicitudes de ajuste tarifario por parte del prestador, tal y como lo establece la Ley.

(...)"

III. Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Rechazar por el fondo el recurso de apelación interpuesto por Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014. 2.- Declarar de oficio la nulidad absoluta de la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014 y por su conexidad de la resolución RIE-049-2014 del 14 de agosto de 2014, por cuanto en el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, se utilizó el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución del crédito BNCR No. 2 (¢1.492.445.866,26), siendo lo correcto utilizar el monto total de ¢2.016.611.000, y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al momento del análisis tarifario. 3.- Dimensionar los efectos de la anulación de la resolución RIE-049-2014, manteniendo vigentes las tarifas fijadas en ella, hasta tanto la Intendencia de Energía realice el análisis tarifario, considerando lo señalado en esta

resolución y proceda a fijar las tarifas, si corresponde. **4.-** Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en esta resolución y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan. **5.-** Con base en lo establecido en la resolución RJD-037-2015 del 26 de marzo de 2015, en relación con el reconocimiento explícito del parámetro riesgo país en la fórmula de rentabilidad en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas, consecuentemente rechazar el argumento y la petición del recurrente de incluir el riesgo país. **6.-** Agotar la vía administrativa. **7.-** Notificar a las partes la presente resolución. **8.-** Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.

IV Que en la sesión 13-2015, del 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 1084-DGAJR-2014, así como con la salvedad referente al tema de riesgo país y la resolución RJD-037-2015 de 26 de marzo de 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 por el fondo el recurso de apelación interpuesto por Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014.
- II. Declarar de oficio la nulidad absoluta, de la resolución RIE-037-2014 del 8 de julio del 2014 y por su conexidad la resolución RIE-049-2014 del 14 de agosto de 2014 por cuanto en el cálculo de la deuda a largo plazo para la actividad de generación, se utilizó el 25,99% del monto de la deuda asignado al servicio de distribución del crédito BNCR No. 2 (¢1.492.445.866,26), siendo lo correcto utilizar el monto total de ¢2.016.611.000, y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al momento del análisis tarifario.
- III. Dimensionar los efectos de la anulación de la resolución RIE-049-2014, manteniendo vigentes las tarifas fijadas en ella, hasta tanto la Intendencia de Energía realice el análisis tarifario, considerando lo señalado esta resolución y proceda a fijar las tarifas, si corresponde.
- **IV.** Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en esta resolución y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.
- V. Con base en lo establecido en la resolución RJD-037-2015 del 26 de marzo de 2015, en relación con el reconocimiento explícito del parámetro riesgo país en la fórmula de

rentabilidad para el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas, consecuentemente se rechaza el argumento y la petición del recurrente de incluir el riesgo país.

- VI. Agotar la vía administrativa.
- VII. Notificar a las partes la presente resolución.
- VIII. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

#### **NOTIFÍQUESE**

ACUERDO FIRME.

# ARTÍCULO 12. Recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-038-2014. Expediente ET-040-2014.

La Junta Directiva conoce los oficio 1088-DGAJR-2014 del 19 de diciembre de 2014, mediante los cuales la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria emite criterio sobre el recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., contra la resolución RIE-038-2014.

Las señoras *Laura Núñez Sibaja* y *Stephanie Castro Benavides* explican 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, según su oficio 1088-DGAJR-2014, el señor *Dennis Meléndez Howell* lo somete a votación y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad y con carácter de firme:

#### **ACUERDO 17-13-2015**

- 1. Rechazar por el fondo en todos sus extremos el recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014.
- 2. Agotar la vía administrativa.
- 3. Notificar a las partes la presente resolución.
- 4. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.
- 5. Díctese la siguiente resolución:

#### **RESULTANDO:**

- I. Que el 19 de marzo de 2014, mediante el oficio COOPELESCA GG-197-2014, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. (en adelante Coopelesca) presentó solicitud de ajuste tarifario para el servicio de distribución de electricidad. (Folios de 4 a 817).
- **II.** Que el 7 de mayo de 2014, se publicó en los diarios de circulación nacional La Extra, La Teja y en La Gaceta N° 86, la convocatoria a audiencia pública para conocer la propuesta tarifaria planteada por Coopelesca (Folios 1003 y 1004).
- **III.** Que el 18 de junio de 2014, la Dirección General de Atención al Usuario, mediante el oficio 1792-DGAU-2014, remitió el Acta N° 66-2014, de la audiencia pública celebrada el 9 de junio de 2014. (Folios del 1036 al 1041).
- IV. Que el 8 de julio de 2014, la IE, mediante la resolución RIE-038-2014, entre otras cosas, fijó las tarifas para los servicios de distribución de energía eléctrica que brinda Coopelesca (Folios del 1095 al 1143). Dicha resolución fue publicada en La Gaceta Nº 136 del 16 de julio de 2014. (Folios del 1162 al 1177).
- V. Que el 17 de julio de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA-GG-587-2014 presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-038-2014. (Folios del 1144 al 1161).
- VI. Que el 18 de agosto de 2014, la IE, mediante la resolución RIE-050-2014, resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014, en la que dispuso entre otras cosas: « I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca, R.L. contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014, únicamente en cuanto a la corrección del dato del patrimonio utilizado en el cálculo del rédito para el desarrollo. II. Fijar las tarifas del servicio de distribución de Coopelesca, R.L. de tal forma que el nuevo pliego tarifario sería el siguiente: [...].». (Folios del 1236 al 1249). Dicha resolución se publicó en La Gaceta No. 160 del 21 de agosto de 2014. (Folios del 1217 al 1221).
- VII. Que el 22 de agosto de 2014, la IE, mediante la resolución RIE-053-2014, modificó la RIE-050-2014 del 18 de agosto de 2014 en la que dispuso entre otras cosas: «I. Rectificar error material contenido en el pliego de precios para las tarifas del sistema de distribución de COOPELESCA, del Por Tanto II de la resolución RIE-050-2014 publicada en La Gaceta 160 del 21 de agosto de 2014, para que se lea correctamente: [...].».(Folios del 1250 al 1254).
- VIII. Que el 26 de agosto de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA-GG-695-2014 presentó solicitud de corrección de error material de la publicación de la resolución RIE-050-2014 en La Gaceta No. 160 del 21 de agosto de 2014. (Folios del 1193 al 1194).
- IX. Que el 26 de agosto de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA-GG-703-2014 presentó apersonamiento ante la Junta Directiva sobre el recurso de apelación en subsidio planteado contra las resoluciones RIE-038-2014 y RIE-050-2014. (Folios del 1195 al 1216).

- **X.** Que el 28 de agosto de 2014, Coopelesca, mediante el oficio COOPELESCA-GG-707-2014 presentó solicitud de adición y aclaración con respecto al Por tanto I de la resolución RIE-053-2014 del 22 de agosto de 2014. (Folios 1255 al 1258).
- **XI.** Que el 1 de setiembre de 2014, la IE mediante el oficio 1168-IE-2014, emitió el informe que ordena el artículo 349 de la LGAP, respecto al recurso de apelación interpuesto por Coopelesca, contra la resolución RIE-038-2014. (Folios 1271 y 1272).
- XII. Que el 3 de setiembre de 2014, la IE mediante la resolución RIE-055-2014, resolvió "I. Acoger la solicitud de adición y/o aclaración interpuesta por Coopelesca, a la resolución RIE-053-2014 del 22 de agosto de 2014. II. Rectificar el pliego de precios para las tarifas del sistema de distribución de COOPELESCA, contenido en el cuadro del "Por Tanto I", sección denominada "Media Tensión", en la referencia al cargo de potencia de la resolución RIE-053-2014, debiendo eliminarse la frase "(cargo mínimo 27 kW)". (Folios del 1273 al 1276).
- XIII. Que el 5 de setiembre de 2014, la Secretaría de Junta Directiva mediante el memorando 560-SJD-2014, remitió para el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) el recurso de apelación interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-038-2014. (Folio 1269).
- **XIV.** Que el 23 de setiembre de 2014, la IE mediante la resolución RIE-063-2014, resolvió entre otras cosas: "[...] III. Fijar las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad [...]." (Expediente ET-125-2014).
- **XV.** Que el 28 de octubre de 2014, la IE mediante la resolución RIE-080-2014, resolvió "[...]1. Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta Coopelesca, R.L. [...]."(Expediente ET-153-2014).
- **XVI.** Que el 12 de diciembre de 2014, la IE mediante la resolución RIE-098-2014, resolvió entre otras cosas "[...] III. Fijar las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad [...]." (Expediente ET-166-2014). Pendiente de publicación y notificación a la fecha de este informe.
- **XVII.** Que el 19 de diciembre de 2014, la DGAJR mediante el oficio 1088-DGAJR-2014, rindió el criterio sobre el recurso de apelación presentado por COOPELESCA, contra la resolución RIE-038-2014.
- **XVIII.** Que el 18 de marzo de 2015, el Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio 34-CDR-2015, basado en el oficio 96-CDR-2014/491-IA-2014/981-IE-2014 del 29 de julio de 2014, emite su criterio sobre el tema del reconocimiento explícito en la fórmula del CAPM (costo del capital) del parámetro riesgo país en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas.
- **XIX.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

#### **CONSIDERANDO:**

**I.** Que del oficio 1088-DGAJR-2014 arriba citado, que sirve de sustento a la presente resolución, se extrae lo siguiente:

"[...]

#### II. ANÁLISIS POR LA FORMA

#### 1. NATURALEZA DEL RECURSO

El recurso presentado es el ordinario de apelación al cual se le aplican, las disposiciones contenidas en los artículos 342 a 352 de la L.G.A.P. y sus reformas.

#### 2. TEMPORALIDAD DEL RECURSO

La resolución recurrida fue notificada al recurrente el 14 de julio de 2014 (folio 1142) y la impugnación fue planteada el 17 de julio de 2014 (folio 1144).

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días hábiles para recurrir, otorgado en el artículo 346 inciso 1 de la L.G.AP., y que vencía el 17 de julio de 2014, se concluye que la impugnación se presentó dentro del plazo legal.

#### 3. LEGITIMACIÓN

Respecto de la legitimación activa, cabe indicar, que la recurrente se encuentra legitimada para actuar dentro del expediente, de acuerdo con lo establecido en los artículos 30 y 36 de la Ley 7593 y artículos 275 y 276 de la L.G.A.P., ya que es parte en el procedimiento en que recayó la resolución recurrida.

#### 4. REPRESENTACIÓN

El señor Omar Miranda Murillo, actúa en su condición de apoderado generalísimo sin límite de suma, -según consta en la certificación visible a folio 791- por lo cual está facultado para actuar en nombre de la citada cooperativa.

[...]

#### IV. PRECISIÓN NECESARIA

De previo a analizar los argumentos de inconformidad de la recurrente, es conveniente indicar que actualmente no existe una metodología o modelo formalmente aprobado por la Junta Directiva, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca.

#### V. ANÁLISIS POR EL FONDO

Sobre los argumentos esbozados, se procede hacer las siguientes valoraciones y consideraciones.

#### 1. CÁLCULO ERRÓNEO DE LA RENTABILIDAD

Indicó el recurrente que el cálculo de la rentabilidad es erróneo dado que:

- i. Se utilizó el WACC en lugar del CAPM para el cálculo de la rentabilidad, por lo tanto se aplicó un cambio en el modelo vigente sin que haya sido discutido en audiencia pública.
- ii. El valor de deuda y capital propio usados son equivocados para el cálculo de la rentabilidad. Indica el recurrente que se cometió un error en el valor utilizado para la deuda (¢14.833.997) al no utilizar la deuda total de los estados financieros y para el capital propio (¢58.688.447) por error se consideró el monto del total de los pasivos. Adicionalmente indica, que en años anteriores se han utilizado los valores promedio de deuda y capital propio de los últimos dos años tomados de los estados financieros auditados.
- iii. No se consideró el riesgo país, para el cálculo de la rentabilidad: Indica el recurrente que al utilizar la metodología del CAPM para el cálculo del costo de capital propio, debe incluirse el riesgo país.

En cuanto a lo argumentado sobre el punto i, cabe señalar que en el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014- se indicó lo siguiente:

[...]

Para obtener una tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo que sirva como parámetro para esta fijación tarifaria, la Intendencia de Energía utilizó el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés) y el Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM por sus siglas en inglés).

El primero de estos modelos indica que la tasa de rentabilidad de la empresa, se obtiene ponderando las tasas del costo del capital propio y del costo de la deuda. Este último se puede obtener, por ejemplo, como el costo marginal del endeudamiento (v.g. tasa de interés del último crédito obtenido); como el costo promedio ponderado de los diferentes préstamos que tiene la empresa o como la razón del costo de la deuda entre el pasivo promedio.

El Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), utilizado para calcular el costo del capital propio, señala que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado con éste y pueden ser separados en dos grandes componentes: los relacionados con el mercado en su conjunto (riesgo sistemático) y los derivados de las inversiones específicas (riesgo específico)<sup>1</sup>. Este modelo es

consistente con la política regulatoria que contempla como uno de sus objetivos básicos la sostenibilidad del servicio, dado que esto implica entre otras cosas, garantizar un rendimiento sobre el capital invertido que haga atractivas las inversiones en el sector, lo cual además es consistente con lo establecido en la Ley 7593 que regula los servicios públicos en nuestro país".

[...]

Con respecto a lo anterior, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 — que resolvió el recurso de revocatoria- indicó:

[...]

...se le indica a la recurrente que para determinar el WACC, se requiere entre otros parámetros, del costo de la deuda, el cual se obtiene los saldos de los pasivos con costo puntuales al 31 de diciembre del 2013 según los estados Financieros Auditados de Coopelesca, R.L. y sus respectivas tasas de interés.

El uso del modelo WACC en lugar de utilizar únicamente CAPM como forma de cálculo del rédito de las empresas eléctricas, se justificó en que en los últimos años las empresas eléctricas han recurrido a financiamientos de largo plazo, lo que ha generado que la estructura de capital cambie con el tiempo.

Ese cambio en la estructura de capital requiere su consideración en el análisis tarifario, por lo cual se debe calcular la ponderación entre el capital propio de la empresa y los pasivos con costo contraídos por ésta, para ser incorporados en la estimación del rédito para el desarrollo.

La principal razón por la cual se utilizan únicamente los pasivos de largo plazo con costo para dicho objetivo, es porque se calcula la tasa de interés promedio ponderado de ellos mismos (como costo de la deuda), y por lo tanto debe existir una consistencia en los parámetros utilizados.

Es por las razones indicadas anteriormente, que mediante la resolución RIE-027-2013, Por Tanto III y IV se le indicó a Coopelesca, R.L. lo siguiente:

"(...)

- III. Indicarle a Coopelesca, R.L. que para futuras peticiones tarifarias deberá de presentar simultáneamente, por separado, la que corresponda al servicio de generación y al servicio de distribución. Además deberá de presentar todos los criterios técnicos y financieros utilizados para distribuir costos comunes entre ambos servicios."
- IV. Para las solicitudes tarifarias futuras el cálculo del rédito para el desarrollo mediante el modelo Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC por sus siglas en inglés). Para ello deberá brindar la información necesaria y

completa sobre total de pasivos, los pasivos con costo y la tasa de interés efectiva ponderada de esos pasivos."

De acuerdo con lo anterior, reafirmando que lo correcto para el caso de empresas con endeudamientos a mediano y largo plazo es valorar su costo de capital con base en la metodología WACC, se procedió a analizar los cálculos del rédito para el desarrollo del sistema de distribución que presta Coopelesca según el archivo Excel "Modelo costo de capital (CAPM y WACC)".

[...]

Al respecto, es oportuno considerar lo señalado en el oficio 452-DGAJR-2014 del 18 de junio de 2014:

[...]

...En ese sentido Gitman1 (2007) indica lo siguiente:

El costo de capital promedio ponderado (CCPP, ka, refleja el costo futuro promedio esperado de los fondos a largo plazo. Se calcula ponderando el costo de cada tipo específico de capital por su proporción en la estructura de capital de la empresa.

Ka = (wi\*ki) + (wp\*kp) + (ws\*kroon)

Donde

Wi= proporción de la deuda a largo plazo en la estructura de capital

Wp= proporción de acciones preferentes en la estructura de capital

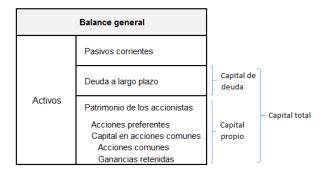
Ws= proporción de capital de acciones comunes en la estructura de capital

wi+wp+ws=1

La suma de los ponderadores debe ser igual a 1.

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

#### Balance General Simplificado



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

[...]

Y más adelante continúa indicando el mismo oficio acerca de la concordancia en el tiempo:

[...]

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

[...]

Así las cosas, la IE realizó un análisis técnico de la información financiera proporcionada por Coopelesca, cuyo resultado motivó lo dispuesto en la resolución recurrida. Esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos, ya que como se dijo no existe una metodología aprobada por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica.

Por lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

Sobre lo argumentado en el punto ii., cabe señalar que mediante la resolución RIE-050-2014 se acogió parcialmente el recurso de revocatoria de Coopelesca contra la RIE-038-2014, la cual, en el Considerando I indicó:

[...]

... efectivamente, se encontró que existe un error en el monto incorporado como patrimonio para el 2013 en dicho sistema, el cual debió ser de C25 862,2 millones en lugar de los C58.688,4 millones incorporados lo cual influye en las ponderaciones de la deuda, afectando el apalancamiento del beta y por ende el porcentaje del WACC, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

WACC calculado por ARESEP	WACC utilizado 2014	WACC utilizado 2015	WACC corregido	WACC 2014 ajustado	WACC 2015	Diferencia a retribuir 2014	Diferencia a retribuir 2015
6,15%	10,04%	6,41%	7,32%	10,82%	7,32%	0,78%	0,91%

De acuerdo con lo anterior, los ingresos tarifarios para los años 2014 y 2015 incluidos en la resolución RIE-038-2014, deben de ajustarse en un 0,78% y 0,91%, respectivamente.

En razón de lo anterior, se recomienda acoger el argumento del cambio en el monto del patrimonio utilizado en el cálculo del rédito para el desarrollo y por ende realizar el ajuste en las tarifas del servicio de distribución que presta Coopelesca, R.L.

[...]

Es por lo anterior que la IE dispuso en el Por tanto I de la resolución RIE-050-2014 lo siguiente:

[...]

I. Acoger parcialmente el recurso de revocatoria interpuesto por Coopelesca, R.L., contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014, únicamente en cuanto a la corrección del dato del patrimonio utilizado en el cálculo del rédito para el desarrollo.

[...]

Así las cosas, se tiene que lo argumentado con respecto al valor del capital propio fue acogido por el Intendente de Energía en la resolución que resolvió el recurso de revocatoria, por lo que su pretensión ya fue satisfecha en cuanto a este punto.

En cuanto al valor de la deuda consta a folio 1192 el archivo electrónico denominado "MODELO COSTO DE CAPITAL (CAPM - WACC) - Recurso" en la hoja de cálculo nombrada como "Costo deuda Lesca", los valores que conforman el monto de la deuda, mismos que fueron cotejados contra los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2013, a partir de los cuales la IE realizó las valoraciones técnicas para su reconocimiento y al no existir una metodología aprobada por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica, por lo que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.

Por lo expresado en párrafos anteriores, esta Dirección General considera que no lleva razón el recurrente, en cuanto a este argumento.

Con respecto a lo argumentado en el inciso iii., de este apartado, cabe señalar que en el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014- se indicó con respecto al riesgo país, lo siguiente:

[...]

El riesgo país (rp) se consideró como cero (0) en este caso, entre otras cosas por tratarse de una cooperativa, que no tiene la posibilidad de invertir alternativamente en recursos fuera del país.

[...]

Al respecto, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria- indicó:

[...]

... considera esta Intendencia que el riesgo país no debe ser considerado en el cálculo del rédito para el desarrollo, dado que este tiene su fundamento en compensar los riesgos asociados a incertidumbres macroeconómicas, sociales, políticas e institucionales tales como inestabilidad jurídica y regulatoria, en que incurre el inversionista que coloca su capital en otro país. Además es importante indicar, que el modelo CAPM es una representación teórica del comportamiento de los mercados financieros, que se basa en varios supuestos entre los que están: que los inversionistas son adversos al riesgo, que no pueden afectar los precios, que el mercado de activos es perfecto, entre otros, todos supuestos de mercados en competencia perfecta, que no es aplicable al tipo de mercado eléctrico nacional.

Además, se considera que el reconocimiento de riesgo país asociado a los aportes de capital propio no sería aplicable a los operadores estatales o en empresas creadas para un fin específico, en este caso "solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales", porque éstas no tienen posibilidad legal de movilizar el capital aportado para ese fin. Es decir el riesgo país es irrelevante para la decisión de colocación del capital aportado para la prestación de este tipo de servicio público, pues las empresas no tienen la opción de colocar sus recursos en ningún otro país alternativo y consecuentemente, tampoco tienen la posibilidad de mover su capital. Así, el supuesto fundamental en la definición de este tipo de riesgo no se cumple.

Así las cosas, se desprende que la empresa no lleva razón en cuanto a la consideración del riesgo país en el cálculo del rédito.

[...]

Al respecto, cabe indicar lo manifestado por esta Dirección General en el oficio 959-DGAJR-2014 del 13 de noviembre de 2014:

[...]

Aplicar el modelo CAPM a mercados emergentes, requiere adaptar la información necesaria a un mercado distinto al de EE.UU. El modelo tradicional parte del supuesto de que el riesgo de negocio es similar al de EE.UU. (Casarín y otros, 2006). Utilizar información o datos del mercado Estadounidense para calcular el costo de capital propio por medio del modelo CAPM, supone que una empresa instalada, por ejemplo en Costa Rica, enfrenta un riesgo similar a una empresa de su mismo sector de negocio en EE.UU. A partir de ese supuesto, se emplean datos e indicadores de EE.UU. para calcular tanto el coeficiente beta, como la tasa de rendimiento libre de riesgo  $(R_f)$  y el rendimiento de mercado  $(R_m)$ , sin embargo, con ello se tiene que el rendimiento del capital obtenido al utilizar estos datos, es el rendimiento de capital de una empresa del sector que se desea obtener pero que opera en EE.UU.

Esta metodología es razonable si se asume que las empresas de una misma industria tienen un perfil de riesgo sistemático similar, independientemente del país en el que operen. Sin embargo, el modelo tradicional sin ajustes no reconoce que la empresa analizada no opera en EE.UU., sino que están situadas en diferentes países, razón por la cual enfrentan distintos riesgos, lo que hace necesario introducir cambios al modelo de cálculo del costo de capital. (Casarín y otros, 2006).

Kee-Hong, B8. y otros (2003) demostraron que en el caso de países desarrollados, especialmente los de mayor tamaño, el uso de un modelo de valoración de activos local y no internacional probablemente implica errores de baja magnitud, no así en el caso de países emergentes, donde la influencia local explica las rentabilidades exigidas a nivel internacional.

Considerando lo anterior, es criterio de este órgano asesor que al utilizar el modelo CAPM, se debe incorporar en el cálculo del costo de capital a partir de información del mercado estadounidense, una prima por riesgo país para "ajustar" la diferencia en el riesgo sistemático subyacente. De esa manera, por ejemplo el costo de capital propio de una empresa de acueducto y alcantarillado que opera en Costa Rica, es igual al costo de capital de una empresa que opera en el sector acueducto y alcantarillado en EE.UU., más un diferencial de riesgo país que refleja la divergencia de riesgo entre ambos países, independientemente si el operador tiene o no la posibilidad legal de invertir en otro país.

[...]

En ese sentido, Damodaran indica lo siguiente:

[...]

In many emerging markets, there is very little historical data, and what does exist is too volatile to yield a meaningful estimate of the risk Premium. To estimate the risk premium in these countries, let us start with the basic proposition that the risk premium in any equity market can be written as

Equity Risk Premium = Base Premium for Mature Equity Market + Country Premium

The country premium could reflect the extra risk in a specific market.

[...]

Al respecto, esta Dirección concluyó en el oficio supracitado:

[...]

...que para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense a las condiciones nacionales de inversión, se debe incluir el riesgo país en su cálculo.

[...]

Es por todo lo anterior, que esta asesoría considera que lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

### 2. Existe un error en los datos utilizados para el cálculo del porcentaje de ejecución de inversiones.

El recurrente alega que para realizar el cálculo del porcentaje de ejecución de inversiones se utilizaron valores incorrectos para los años 2012 y 2013. Los valores correctos se encuentran registrados en la resolución RIE-027-2013 páginas 18 y 19 cuadro  $N^{\circ}$  7.

En cuanto a lo argumentado, cabe señalar que en el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014- se indicó lo siguiente:

[...]

Para determinar el porcentaje de ejecución de las inversiones por parte de Coopelesca, R.L., se utilizó información de los años 2009, 2010, 2011, 2012 y 2013, según consta en el folio 751, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4
Sistema de distribución, Coopelesca, R.L.
Obras ejecutadas según el Plan inversiones, 2009-2013
(millones de colones)

AÑO	Monto ejecutado Coopelesca, R.L.	Monto aprobado  ARESEP	Porcentaje de Ejecución	
2009	3.138,01	3.205,00	97,90%	
2010	3.009,15	2.685,70	112,60%	
2011	4.133,90	5.717,60	72,30%	
2012	4.058,50	6.376,30	63,64%	
2013	1.244,80	2.567,80	48,74%	
	Ejecución pron	76,30%		

Fuente: Expediente ET-040-2014. (Folio 751, Tomo III)

De acuerdo con el cuadro anterior, la ejecución promedio de las inversiones correspondientes al servicio de distribución es de 76,30%.
[...]

Al respecto, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 –que resolvió el recurso de revocatoria- señaló:

[...]

De acuerdo con lo señalado por la empresa en el recurso, y tras analizar el procedimiento para determinar el porcentaje de ejecución de las inversiones incluido en la resolución recurrida, se tomó los datos de inversión no de adición de activos, según el plan de inversiones remitido y estudiado.

En este sentido, es importante indicar que existe un error en el cálculo realizado por la cooperativa al momento de determinar el porcentaje de ejecución de inversiones correspondiente al período 2009-2013, por los siguientes aspectos:

- i. Ponderó una ejecución del 112,6% en el año 2010, siendo el máximo a incluir el 100%. Es importante aclararle al recurrente que, el porcentaje de ejecución es una medida para proyectar la capacidad de las empresas de realizar los planes de inversiones futuras que ellas mismas plantean, por lo que no es posible considerar más del 100% a esa estimación de inversiones propuestas por los prestadores. Así las cosas, no es correcto utilizar porcentajes por encima de la cifra indicada.
- ii. Como bien se indica la nota al pie del cuadro No.4, según la resolución RIE-038-2014, el monto correspondiente a la inversión incorporadas en las tarifas para el año 2013, fue de ¢ 1 631,4 millones (distribución + planta general), monto que consta en el cuadro No. 6, de la resolución RIE-027-2013, con lo cual se obtiene un porcentaje de ejecución para el año 2013 del 76,30%, mismo que fue utilizado para cálculo del porcentaje de ejecución del periodo 2009-2013.

Con el valor del 100% para el año 2012 y del 76,30% para el año 2013, se obtuvo el porcentaje de ejecución de inversiones para el periodo 2009-2013 de 81,37%, tal y como fue considerado por esta Intendencia para el cálculo de las inversiones a considerar.

Cabe agregar, que el procedimiento empleado para determinar el monto de inversiones a considerar por la Aresep, consiste en excluir todas aquellas obras (montos) que no cumplan con lo definido en la resolución RRG-3110-2003, y una vez depurado el monto, se procede a aplicar el porcentaje de ejecución para el periodo en estudio.

[...]

De conformidad con lo detallado en los párrafos anteriores la IE, «tras analizar el procedimiento para determinar el porcentaje de ejecución de las inversiones incluido en la resolución recurrida» tomó los datos de inversiones reconocidas contenidos en el RIE-027-2013 cuadro No 6 página 17 para los años 2012 y 2013, realizó el cálculo respectivo e indicó que el «porcentaje de ejecución de inversiones para el periodo 2009-2013 de 81,37%», y continúa indicando que «fue considerado por esta Intendencia para el cálculo de las inversiones a considerar.», lo que fue verificado

por esta Dirección General, en el folio 1094, archivo electrónico denominado "Inversiones (RESUMEN ARESEP-COOPELESCA) ET-40-2014" hoja "INVERSIONES", celda M34.

De acuerdo con lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

## 3. ARGUMENTACIONES POCO SUSTENTADAS Y ARBITRARIAS PARA NO RECONOCER GRAN PARTE DE LAS INVERSIONES.

Al respecto, indica el recurrente que el porcentaje de inversiones reconocido por la IE no alcanza una tercera parte de lo propuesto por Coopelesca para los años 2014 y 2015. Sostiene que una reducción de ¢4.783,38 millones en la base tarifaria causa un grave daño, no tiene fundamentos ni motivos suficientes que sustenten la decisión tomada. Aresep debería hacer mención de las razones de rechazo de un gasto, que sí está justificado en la solicitud tarifaria.

Al respecto, en el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014- se indicó lo siguiente:

[...]

De las inversiones presentadas, no se reconocieron aquellas que carecen de la debida justificación técnica, tales como la instalación de equipos de protección automática, la construcción de anillos de respaldo, el proyecto Smart grid, la construcción de línea menores a un kilómetro, crecimiento vegetativo y operación y mantenimiento.

Adicionalmente, no se incluyó la inversión correspondiente a la compra de la mesa de calibración de medidores para el 2014, ya que se considera que 6 meses es un plazo insuficiente para la puesta en marcha del laboratorio de medidores, según las condiciones y los requisitos de acondicionamiento solicitados por la norma vigente. Por otro lado, en cuanto a la cantidad de servicios nuevos a instalar, y según el estudio de mercado de la IE, se reconocen sólo 1 156 servicios y no de 4 093 que indicó la Cooperativa.

[...]

Posteriormente, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria contra la RIE-038-2014- indicó en lo que interesa:

[...]

Del análisis tarifario realizado por la Intendencia, se extrae que en la resolución recurrida, las adiciones no reconocidas para los años 2014–2015, se deben a. "... que si bien la cooperativa presentó las estadísticas y justificó las inversiones planteadas, las justificaciones técnicas carecen aún de estudios más cabales que relacionen de forma más precisa el nivel de calidad actual y el nivel esperado, dado que no se adjuntan los cálculos ni los análisis que sustenten las afirmaciones brindadas, como se indicó". De igual manera, se indicó: "...no es clara en identificar los proyectos que, según su

criterio, contribuyen con mayor impacto al mejoramiento de la calidad, ni a el (sic) grado de prioridad que se le otorga a las inversiones, en función de dicho mejoramiento".

De acuerdo con lo señalado por la cooperativa en el recurso, considera esta Intendencia que por medio de la resolución RIE-027-2013, ya se le había indicado a la cooperativa que las inversiones deben presentarse mediante: "un informe de las micro y macro inversiones con sus respectivas justificaciones, tal y como lo establece el numeral c del por Tanto V de la resolución RRG-3110-2003".

Adicionalmente, tal y como se indicó en el Por Tanto III, inciso 6, de la resolución RIE-038-2014, las inversiones propuestas por Coopelesca no responden a criterios, estudios o análisis técnicos que fundamenten la relación que tienen las mismas con el mejoramiento de la calidad, esto es una precisión del nivel de calidad actual y el nivel esperado.

Ante la falta de información para justificar las inversiones propuestas por Coopelesca, que contraviene con el principio de servicio al costo definido por la Ley 7593, que establece que sólo se deben de contemplar los costos necesarios para prestar el servicio, así como el artículo 33, que establece que toda petición de tarifas y precios deberá estar debidamente justificada,...

[...]

De los párrafos precedentes, se desprende que la IE indicó las razones y justificaciones por las cuales no incluyó el plan de inversiones tal y como fuera solicitado por el recurrente y que en el archivo electrónico incluido en el folio 1094 en la hoja Excel denominada Inversiones (RESUMEN ARESEP-COOPELESCA) ET-040-2014, se detalló el cálculo realizado por la IE en cuanto a las inversiones consideradas.

Por otra parte, cabe indicar que el recurrente, no precisó cuáles rubros de inversión fueron los que la IE no sustentó o justificó su rechazo, de ahí que no es posible para este órgano asesor referirse a ellos.

De lo anterior, se desprende que dado que no existe una metodología aprobada por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica, lo dispuesto no contraría los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.

Así las cosas, considera esta Dirección General que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

#### 4. EXCLUSIÓN INADECUADA DE GASTOS:

Coopelesca argumenta que la IE no reconoció un 24,3% de los gastos incluidos en la solicitud tarifaria, lo cual puede afectar la prestación óptima del servicio. Dentro de los más significativos están:

- i. Las proyecciones de gastos para los años 2014 y 2015: indicó la recurrente, que los valores de la inflación interna (IPC CR) proyectada por la Aresep para la variación anual Dic-Dic es de 4% para el 2014 y 2015 y la variación promedio anual de 3,12% y 3,65%, mostrados en el cuadro No 1 de la resolución recurrida, que en comparación con las proyecciones dadas por el Banco Central para los últimos años, castigan los resultados tarifarios.
- ii. Justificación del gasto: La Intendencia no ha definido en una resolución todos los requisitos que requieren para justificar los gastos, mismos que en esta resolución RIE-038-2014, utiliza como argumento para rechazarlos. La empresa regulada se encuentra en estado de indefensión, como en este caso, donde se aplican criterios subjetivos por parte del analista de turno de qué es o no, una adecuada justificación de un gasto.
- iii. **Incremento de la planilla**: el criterio técnico de la Aresep para el reconocimiento del crecimiento de personal carece de fundamento en función de adaptarse a unidades vendidas, esta forma se adapta a una empresa de manufactura o de producción donde se pueden medir las unidades vendidas.
- iv. Salarios: Indica la recurrente que para el rubro de salarios, la Intendencia incorpora en el cálculo de las tarifas los aumentos salariales que rigen de Ley, sin embargo, no indica en que resolución anterior se incluyó dicho criterio; para el caso de la Cooperativa que es privada y no tiene los beneficios legales del empleo público, requiere tener salarios competitivos para no perder el capital humano calificado.
- v. **Modelo tarifario vigente**: Aresep no ha documentado y sometido el modelo tarifario al proceso de audiencia pública que establece el artículo 36 de la Ley 7593, dejando en indefensión a los prestadores de servicio como a los usuarios. La Intendencia ha pretendido atribuirse competencias que le corresponden a la Junta Directiva.

De acuerdo al orden de los argumentos descritos anteriormente tenemos que:

 j) Con respecto a lo indicado sobre las proyecciones de gastos para los años 2014 y 2015:

En el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014-, folio 1099 del expediente ET-040-2014, tenemos que la información del cuadro No.1 es la siguiente:

[...]

### Cuadro Nº 1

#### Actividad de generación, Coopelesca R.L. Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario Porcentajes de Variación Anuales (%) Periodo 2011-2015

10.000 2011 2010								
INDICES	2011	2012	2013	2014	2015			
Variaciones según ARESEP (al	final del año)							
Inflación interna (IPC-CR)	4,73%	4,55%	3,68%	4,00%	4,00%			
Inflación Externa (IPC-USA)	2,96%	1,74%	1,50%	1,70%	1,80%			
Depreciación (¢/U.S.\$)	0,05%	-2,54%	0,16%	10,13%	0,00%			
Variaciones según ARESEP (promedio anual)								
Inflación interna (IPC-CR)	4,88%	4,50%	5,23%	3,30%	3,48%			
Inflación Externa (IPC-USA)	3,16%	2,07%	1,46%	1,31%	1,40%			
Depreciación (¢/U.S.\$)	-3,20%	-0,82%	-0,56%	9,00%	1,12%			

Nota: Los años 2014 y 2015 son estimaciones. Las variaciones se estiman a finales de año (diciembre) como variación de los promedios anuales de los respectivos índices. Fuente: Programa Macroeconómico 2014 y 2015 y del Fondo Monetario Internacional.

[...]

Posteriormente, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria contra la RIE-038-2014- indicó en lo que interesa:

[...]

...en los criterios generales de proyección de gastos (exceptuando los salarios) se utiliza el mismo parámetro, este corresponde a la variación promedio anual de los años citados, esto por cuanto los gastos de una empresa no se generan todos en diciembre de cada año, sino que se van dando durante el transcurso del año; por lo que no sería correcto utilizar la variación acumulada del IPC tal y como lo indica el recurrente.

*[...]* 

Con respecto a lo argumentado por el recurrente, se observa —en el cuadro  $N^{\circ}$  1 anexo de folio 1099 de la RIE-038-2014- que la variación promedio anual de la inflación interna según Aresep para los años de 2014 y 2015 es de 3,30% y 3,48% según corresponde y no de 3,12% y 3,65% como lo indica el recurrente.

Así las cosas, este órgano asesor considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos, ya que como se dijo atrás, no existe una metodología o modelo para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica.

Por lo anterior, considera esta Dirección General que no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

#### ii) Justificación del gasto:

En cuanto a este argumento, la IE en la resolución RIE-050-2014 —que resolvió recurso de revocatoria- indicó al respecto que:

[...]

Mediante la RIE-027-2013 del 1 de marzo del 2013, se dispuso en el Por Tanto IV, incisos 11 y 13, lo siguiente, en cuanto a los requerimientos que la empresa debía presentar en una nueva petición tarifaria:

"(...)

- 11. El análisis y las respectivas justificaciones técnicas de las variaciones de los gastos que superan la inflación y/o por encima del comportamiento interanual, para el período de análisis (tres últimos años auditados, el año base, y los años proyectados).
- 13. Un detalle de los gastos no recurrentes u ocasionales, separado por sistema e indicar aquellos gastos que por su naturaleza son de un periodo específico y no se van a dar en el próximo, en caso de excepciones si el gasto se contempla en varios periodos, indicar su justificación y el monto que corresponde a cada ejercicio."

Mediante el oficio 533-IE-2013, correspondiente a la solicitud de información adicional para el sistema de distribución, en su apartado II, inciso 2, se requirió:

"(...)

2. Cuantificar y demostrar todas las variaciones que superan la inflación, adjunte los soportes documentales y cálculos en los casos que amerita."

[...]

Conforme a lo indicado en párrafos anteriores, la IE precisó la información que requiere para validar los datos proporcionados por el prestador de servicio.

Adicionalmente, en la descripción del argumento el recurrente no incluyó el detalle de los gastos que se rechazaron ni de los criterios que considera subjetivos, de ahí que no es posible para este órgano asesor referirse a ellos.

Por otro lado, en razón de que la IE realizó un análisis técnico de la información financiera proporcionada por Coopelesca, cuyo resultado motivó lo dispuesto en la resolución recurrida y que no existe una metodología o modelo aprobado por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica mediante el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, es que esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo

dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.

Con fundamento en lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

#### iii) Incremento de la planilla:

Con respecto a lo indicado por el recurrente del criterio técnico de la Aresep para el reconocimiento del crecimiento de personal:

En el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014-, se indicó lo siguiente:

[...]

✓ Para el caso específico de las nuevas contrataciones para el año 2014, es criterio de esta Intendencia, reconocer un aumento de la planilla en forma proporcional al crecimiento en las ventas en unidades físicas (kWh) del sistema de distribución, las plazas aprobadas se distribuirán entre los distintos sectores (distribución, administración y comercialización) utilizando el criterio de peso relativo respecto de las plazas solicitadas por Coopelesca, R.L.

Según este análisis en el año 2014, se deben incorporar para la operación del negocio 19 nuevos empleados; sin embargo al realizar un análisis de la variación real en el año 2013, se determinó una reducción en las ventas de energía (kWh) equivalente al -1,32%, esto implica que para el año 2013, se contrató 4 personas, a pesar de que el criterio descrito señala que en esas condiciones no se debería incrementar el personal. Debido a lo anterior, se incorpora un total de 15 plazas para el año 2014, estas plazas se incluirán en la proyección, con el salario promedio mensual de todas las plazas propuestas por Coopelesca, cuyo monto asciende a ¢549,9 millones. Para el año 2015, la Cooperativa no solicitó requerimientos de personal para operar el sistema de distribución.

[...]

Posteriormente, la IE en el considerando I de la resolución RIE-050-2014 -que resolvió el recurso de revocatoria- indicó en lo que interesa:

[...] En relación a este tema, se aclara que el criterio de esta Intendencia se fundamenta en la ley 7593, citados en los puntos anteriores y consiste en realizar fijaciones tarifarias que garanticen el servicio al costo, con las erogaciones debidamente justificadas y que estas no sean desproporcionadas en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
[...]

Así las cosas, en razón de que la IE realizó un análisis técnico de la información proporcionada por Coopelesca, cuyo resultado motivó lo dispuesto en la resolución recurrida y que no existe una metodología o modelo aprobado por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica mediante el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, es que esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P., referido a la discrecionalidad al dictar actos administrativos.

Con fundamento en lo anterior, no lleva razón el recurrente en cuanto a este argumento.

#### iv) Salarios:

En el Considerando I de la resolución recurrida -RIE-038-2014-, se indicó lo siguiente:

[...]

- ✓ En el rubro de "salarios" la Intendencia de Energía estableció el criterio de incorporar en las tarifas los aumentos salariales que rigen de Ley.
- ✓ En el caso de que un regulado disponga de una "política de desarrollo humano", y estos se desvíen significativamente de lo decretado por el Poder Ejecutivo en materia salarial, este debe de aportar las variables que se adecúen a la realidad del negocio, sus resultados y recomendaciones, de conformidad con lo indicado en el oficio 867-IE-2014.

[...]

Con respecto a este argumento, la IE en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 —que resolvió recurso de revocatoria- indicó que:

[...]

Como bien se indicó en las RIE-037-2014 y RIE-038-2014, para el cálculo y aumento de la partida la empresa utilizó un "estudio de mercado", que presenta las siguientes características:

- i. Incorpora empresas de diversos tamaños y sectores de la economía, tales como el industrial, comercial, agroindustrial, servicios y financiero, actividades con dinamismos diferentes a la actividad eléctrica.
- ii. Considera dentro de las remuneraciones un 15% de composición variable y beneficios en especie, los cuales no fueron justificados para la realidad salarial de la Cooperativa.
- iii. La empresa indicó en autos que la aplicación de los percentiles del estudio, depende de otras variables como el desempeño de los empleados. Medida que se realiza con base en desempeños pasados e individuales, no proyectados y generalizados.

iv. Los porcentajes de ajustes salariales otorgados por la empresa no son consistentes entre años ni entre categorías salariales.

Lo indicado anteriormente hizo que se imposibilitara el uso del estudio presentado como parámetro de proyección de esta partida, tal y como se indica en las resoluciones recurridas. Y fue por esa razón que se utilizó una medida de actualización salarial que fuera pública, estándar y oficial como es el decreto del Poder Ejecutivo.

[...]

De lo anterior se desprende que la Intendencia aplicó el Decreto Ejecutivo No. 38101-MTSS para fundamentar este rubro, por ello esta Dirección General considera que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la LGAP, referidos a la discrecionalidad al dictar actos administrativos, ya que como se dijo, no existe una metodología o modelo aprobado por la Junta Directiva para fijar las tarifas, de manera ordinaria, para el servicio de distribución de energía eléctrica mediante el procedimiento establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.

Por lo anterior, no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

#### v. Modelo tarifario vigente:

Al respecto, cabe indicar que en el Considerando I de la resolución recurrida se indicó:

[...]

#### Tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo

Según la metodología tarifaria vigente, los ingresos de operación (precio promedio multiplicado por las cantidades vendidas de energía, más otros ingresos), deben ser iguales que la suma de los gastos tarifarios, más el rédito de desarrollo o rentabilidad en términos absolutos (monetarios); de tal modo que esta última variable determina en gran medida el nivel de las tarifas.

[...]

En ese sentido, cabe indicar que en el Considerando I de la resolución RIE-050-2014 -la cual resolvió el recurso de revocatoria-, estableció que:

[...]

En relación con lo indicado por la recurrente, es importante indicar que la metodología tarifaria aplicada, conocida como "Tasa de Retorno", ha sido utilizada desde el extinto Servicio Nacional de Electricidad, SNE y adoptada por la Autoridad Reguladora desde 1996; dicha metodología indica que los gastos de operación, mantenimiento y administrativos, y el nivel de rédito para el desarrollo, determinan

los ingresos necesarios, los cuales se redistribuyen entre las diferentes tarifas para el servicio de interés.

De las resoluciones impugnadas se desprende que la metodología aplicada fue la "Tasa de Retorno". Un cambio metodológico podría implicar por ejemplo pasar de esta metodología a una de "Price Cap", lo cual no ocurrió en este caso.

Si bien la Intendencia ha ajustado algunos criterios para determinar los costos asociados a la prestación del servicio bajo la metodología vigente, estos han sido apegados al principio de servicio al costo. Considera está Intendencia que la modificación de los criterios, en tanto estos pretendan ajustarse más a la técnica, no implican un cambio en la metodología.

En razón de lo anterior, se recomienda rechazar los argumentados presentados por la cooperativa.

[...]

Al respecto, cabe indicarle al recurrente que si bien es cierto no existe una metodología tarifaria formalmente aprobada como se indicó en el apartado de precisión necesaria de este criterio, el artículo 6 inciso d) de la Ley 7593 dispone que es una obligación de la Aresep "fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos".

Por otra parte, se le debe aclarar al recurrente que la propuesta tarifaria presentada por Coopelesca fue convocada al trámite de audiencia pública el 7 de mayo de 2014, dicha convocatoria se publicó en los diarios de circulación nacional La Extra, La Teja y en La Gaceta N° 86 (folios 1003 y 1004) y que además el 9 de junio de 2014 se llevó a cabo la audiencia pública en Ciudad Quesada de San Carlos, ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 de la Ley 7593.

Luego, el 8 de julio de 2014 la IE mediante la resolución RIE-038-2014, fijó las tarifas para los servicios de distribución de energía eléctrica que brinda Coopelesca.

Posteriormente, el 17 de julio de 2014 la recurrente interpuso el recurso de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RIE-038-2014, el recurso de revocatoria fue resuelto mediante la resolución RIE-050-2014 (modificada mediante las resoluciones RIE-053-2014 y RIE-055-2014).

Así las cosas, queda claro que en la tramitación de la propuesta de fijación tarifaria presentada por Coopelesca, se ha seguido el procedimiento legal establecido para tal efecto. Aunado a ello, debemos indicarle, que dicha empresa ha utilizado los remedios procesales (recursos) que el ordenamiento jurídico dispone en defensa de sus intereses, por lo que no se observa indefensión alguna en este sentido.

Con fundamento en lo anterior, no lleva razón la recurrente en cuanto a este argumento.

No obstante lo anterior, se le hace saber al recurrente que mediante el acuerdo N°08-62-2014 de la sesión ordinaria 62 del 16 de octubre de 2014, la Junta Directiva de esta Autoridad Reguladora acordó:

[...]

 a) En cuanto a la Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

#### ACUERDO 08-62-2014

- 1. Someter al trámite de audiencia pública la siguiente propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", con fundamento en lo señalado en la propuesta remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio 130-CDR-2014 del 8 de octubre del 2014, cuya propuesta se copia a continuación (...)
- **2.** Instruir al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente para el trámite respectivo.
- 3. Solicitar a la Dirección General de Atención al Usuario que proceda a publicar la convocatoria a audiencia pública en el diario oficial La Gaceta.
- 4. Instruir a la Dirección General del Centro de Desarrollo de la Regulación para que, una vez realizado el proceso de audiencia pública, proceda al trámite del respectivo expediente, incluyendo el análisis de oposiciones y la elaboración de la propuesta final del modelo los cuales deberán ser remitidos a esta Junta Directiva oportunamente.

#### ACUERDO FIRME.

[...]

#### SOBRE LA NULIDAD DE OFICIO

De conformidad con el análisis de fondo realizado -sección V de este criterio- y lo señalado en el artículo 102 inciso d) de la LGAP, el cual establece que el superior jerárquico tendrá entre otras, la potestad de adoptar las medidas necesarias para ajustar la conducta del inferior a la ley y a la buena administración, revocándola, anulándola o reformándola de oficio, o en virtud de recurso administrativo; en consonancia con lo establecido en el artículo 53 inciso b) de la Ley 7593 y lo dispuesto en el artículo 174 de la Ley General supra citada, y con el fin de evitar que los actos administrativos que se lleguen a dictar, adolezcan de vicios, este órgano asesor procede a señalar lo siguiente:

En primer lugar 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, entendiendo como sustancial, la formalidad cuya realización correcta hubiera impedido o cambiado la decisión final adoptada en aspectos importantes, o bien, cuya omisión causare indefensión.

Dicha Ley General, hace referencia a una serie de elementos que debe tener todo acto administrativo para considerarse válido. Dichos elementos son: 1) Sujeto (artículo 129), 2) Forma (artículo 134), 3) Procedimiento (artículo 308 y siguientes), 4) Motivo (artículo 133), 5) Contenido (artículo 132); y, 6) Fin (artículo 131).

El motivo legítimo lo constituye el conjunto de antecedentes fácticos y jurídicos que justifican la decisión tomada por la respectiva Administración y su falta provocaría la nulidad absoluta del acto.

En cuanto al contenido del acto, el cual debe ser lícito, posible, claro, preciso y abarcar todas las cuestiones de hecho y derecho, surgidas del motivo, proporcionado al fin, y en caso de afectar derechos subjetivos de los particulares deben contar con un motivo legítimo y razonable.

Por otro lado, el artículo 223 de la LGAP, dispone:

- 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.

De los autos se desprende que existen vicios en el motivo y en el contenido de la resolución RIE-038-2014 -elementos esenciales del acto administrativo, al tenor de lo indicado en los artículos 128 y siguientes de la LGAP-, por cuanto se observa que el acto administrativo está defectuoso en cuanto a su motivo y contenido, tal y como se desarrolló en la sección V, apartados i y iii de este criterio.

Así las cosas, al presentarse el vicio en el elemento "motivo y contenido" del acto, implica que existe un vicio en sus elementos sustanciales y ello genera la nulidad absoluta de lo actuado y resuelto mediante la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014, por su conexidad con la resolución recurrida deben anularse también las resoluciones: RIE-050-2014, RIE-053-2014 y RIE-055-2014. Lo anterior es así, ya que al utilizar el modelo CAPM, se debe incorporar en el cálculo del costo de capital a partir de información del mercado estadounidense, una prima por riesgo país para "ajustar" la diferencia en el riesgo sistemático subyacente.

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

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

[...]

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

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

#### Dónde:

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

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

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

Las tarifas fijadas en las resoluciones RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014 fueron utilizadas para fijar las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca en "Aplicación trimestral de la "Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del Servicio de Electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional" para el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución", mediante las resoluciones RIE-63-2014 del 23 de setiembre de 2014 (ET-125-2014) y RIE-098-2014 del 12 de diciembre de 2014 (ET-166-2014).

En lo que interesa, se indica en el Considerando I de la resolución RIE-63-2014 lo siguiente:

[...]

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:

[...]

• Las resoluciones RIE-050-2014 del 18 de agosto de 2014 y RIE-053-2014 del 22 de agosto del 2014 para Coopelesca, publicada en La Gaceta Nº 162 del 25 de agosto del 2014.

[...]

#### V. CONCLUSIONES

[...]

2. Los ingresos de las empresas distribuidoras se calculan con las tarifas obtenidas en las resoluciones (...) y la RIE-050-2014 del 18 de agosto de 2014 modificada con la RIE-053-2014 del 22 de agosto del 2014, (...).

[...]

En lo que interesa, se indica en el Considerando I de la resolución RIE-98-2014 lo siguiente:

[...]

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:

[...]

 Las resoluciones RIE-080-2014 del 28 de octubre del 2014 Coopelesca, R.L.

[...]

Así las cosas, los ingresos del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca, en las resoluciones indicadas, fueron obtenidos a partir de las tarifas fijadas en la RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014.

Debido a lo anterior, por su conexidad con la resolución RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014, se deben anular parcialmente las resoluciones RIE-063-2014 y RIE-98-2014, únicamente en cuanto a la utilización de las tarifas definidas en las resoluciones RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014, utilizadas como base para determinar el "precio del sistema de distribución actualizado por el CVC aprobado, en cada período"  $(P_{DX})$  y los ingresos sin combustible que se utilizaron

para fijar, -en ella-, las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica de Coopelesca.

Adicionalmente, las tarifas fijadas en la resolución RIE-050-2014 fueron utilizadas para fijar las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca, mediante la resolución RIE-80-2014 del 28 de octubre de 2014 (aplicación del modelo de ajuste extraordinario para el servicio de distribución) (ET-153-2014).

En lo que interesa, se indica en el Considerando I de la resolución RIE-80-2014 lo siguiente:

[...]

"Con base en los puntos anteriores, se procede a calcular las tarifas del 2015, tomando en cuenta la estructura de costos sin combustible definida en la RIE-050-2014 (ver columna No. 4), la cual se aumentó en un 1,9% para el periodo 1 de enero al 31 de octubre de 2015 (ver columna No.6). A partir del 1 de noviembre de 2015 se volvería a aplicar la estructura de costos sin combustibles de la resolución RIE-050-2014 (ver columna No.7)".

[...]

Con fundamento en lo anterior, cabe indicar que por su conexidad con la resolución RIE-050-2014, se debe anular la resolución RIE-080-2014, por cuanto las tarifas definidas en la resolución RIE-050-2014 fueron utilizadas como base para determinar el precio del sistema de distribución actualizado por el "Modelo de fijación extraordinario de tarifas para el servicio de distribución de energía eléctrica, que se aplicará cuando se le hayan fijado tarifas para compra de energía eléctrica y para el servicio de transmisión" y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.

Como resultado de lo anterior, es criterio de este órgano asesor que lo procedente es declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-038-2014 únicamente en cuanto a que al utilizar el modelo CAPM, se debe incorporar en el cálculo del costo de capital a partir de información del mercado estadounidense, una prima por riesgo país para "ajustar" la diferencia en el riesgo sistemático subyacente y en consecuencia, anular de oficio dicha resolución y por su conexidad anular parcialmente las resoluciones RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014, RIE-063-2014, RIE-080-2014, y RIE-98-2014 y retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, es decir, al análisis tarifario por parte de la Intendencia de Energía, en el cual deberá considerar lo indicado en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fijar las tarifas que correspondan.

### SOBRE EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS EFECTOS DE LOS ACTOS ANULATORIOS DE LA JUNTA DIRECTIVA

Considerando que a la fecha de este criterio, las tarifas vigentes son las fijadas en la resolución RIE-98-2014 para el servicio de distribución de energía eléctrica que

presta Coopelesca, resulta necesario dimensionar los efectos del acto anulatorio que la Junta Directiva pudiera llegar a disponer, con el fin de no ocasionar una dislocación grave al ordenamiento jurídico, un desequilibrio financiero al prestador del servicio ni afectar a los usuarios en la continuidad, la calidad y prestación óptima de los servicios públicos aquí citados; lo anterior de conformidad con los artículos 229 de la L.G.A.P. y 131 del Código Procesal Contencioso Administrativo.

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

[...]

#### « [...] Dimensionamiento de los efectos de los actos administrativos anulatorios

Comencemos diciendo que los artículos 11 de la Constitución Política y 11 de la Ley general de la administración pública, establecen los límites dentro de los que pueden actuar los funcionarios públicos y los órganos de las Administraciones públicas, nos referimos al llamado Principio de legalidad.

Conforme a dicho principio, los funcionarios públicos no pueden arrogarse facultades que la ley no les asigne, porque son simples depositarios de la autoridad que tiene su fuente en la ley.

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

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

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

#### ARTÍCULO 131

- La declaración de nulidad absoluta tendrá efecto declarativo y retroactivo a la fecha de vigencia del acto o la norma, todo sin perjuicio de los derechos adquiridos de buena fe.
- 2) La declaratoria de nulidad relativa tendrá efectos constitutivos y futuros.

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

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

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

[...]

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

Así las cosas, resulta indispensable señalar que si la Junta Directiva procede a anular las resoluciones aquí indicadas, dimensione sus efectos únicamente en cuanto a las tarifas fijadas en la resolución RIE-98-2014 para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca, manteniendo vigentes las mismas, hasta que la Intendencia de Energía, mediante un acto conforme a derecho, proceda a realizar el análisis tarifario tomando en consideración los criterios establecidos en el presente dictamen y en caso de ser procedente, fije las tarifas que correspondan.

#### V. CONCLUSIONES

En virtud de lo anteriormente expuesto, tenemos las siguientes conclusiones:

- 1. Desde el punto de vista formal el recurso de apelación interpuesto por Coopelesca contra la resolución RIE-038-2014, resulta admisible, puesto que fue presentado en tiempo y forma.
- 2. No existe una metodología o modelo formalmente aprobado por la Junta Directiva, que indique detalladamente, la manera en que se llevan a cabo los cálculos y la forma de actualizar toda la información que lo comprenda, es decir, el conjunto de métodos para calcular las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca.

- 3. La IE realizó un análisis técnico de la información financiera proporcionada por Coopelesca para realizar el cálculo de la rentabilidad, por lo que lo actuado no contraría lo dispuesto en los artículos del 15 al 17 de la L.G.A.P.
- **4.** Para asimilar el costo de capital resultante de la aplicación del CAPM con información del mercado estadounidense a las condiciones nacionales de inversión, se debe incluir el riesgo país en su cálculo.
- **5.** El porcentaje de ejecución de inversiones para el periodo 2009-2013 utilizado por la Intendencia para el cálculo de las inversiones a considerar fue 81,37%.
- **6.** En cuanto al porcentaje de inversiones reconocido por la IE, el recurrente, no precisó cuáles rubros de estas fueron los que la Intendencia no sustentó o justificó su rechazo.
- 7. No se le causó indefensión alguna a la recurrente, ya que su propuesta de fijación tarifaria fue sometida al trámite de audiencia pública, resuelta por la IE mediante la resolución recurrida y posteriormente la recurrente utilizó los remedios procesales (recursos) que el ordenamiento jurídico dispone en defensa de sus intereses.
- 8. La Junta Directiva mediante el acuerdo N° 08-62-2014 de la sesión ordinaria 62 del 16 de octubre de 2014, acordó entre otras cosas, someter al trámite de audiencia pública la propuesta de "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural".
- **9.** En la resolución RIE-063-2014, se utilizaron las tarifas definidas en la resolución RIE-050-2014 modificada por la RIE-053-2014, como base para determinar las tarifas sobre los servicios de distribución que presta el ICE y las empresas distribuidoras de electricidad-entre ellas Coopelesca-.
- **10.** En la resolución RIE-098-2014, se utilizaron las tarifas definidas en la resolución RIE-80- 2014, como base para determinar las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca.
- 11. En la resolución RIE-080-2014, se utilizaron las tarifas definidas en la resolución RIE-050-2014, como base para determinar las tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica que presta Coopelesca.
- 12. La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra facultada para dimensionar los efectos de sus actos anulatorios, siempre que el interés público así lo justifique y sea debidamente fundamentado.

[...] "

II. Que la Junta Directiva se aparta del análisis y recomendación realizados por la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria únicamente en cuanto al riesgo país, con fundamento en lo indicado en la resolución de Junta Directiva RJD-037-2015 del 26 de marzo de 2015, la cual contiene el análisis sobre el tema del reconocimiento explícito en la fórmula del CAPM (costo del capital) del parámetro riesgo país en el caso específico de operadores estatales y cooperativas de servicios públicos, segmento de empresas eléctricas, que también sirve de sustento a la presente resolución. De la resolución RJD-037-2015 se extrae lo siguiente:

"(...)

- I. Tal y como se ha definido anteriormente, la prima por riesgo país puede o no incorporarse en el modelo del CAPM, en el sentido de que en el caso eventual de un mayor riesgo de no poder recuperar la inversión que se desea llevar a cabo, mayor es la tasa de rentabilidad que se pretende obtener, y en este caso en particular, lo es debido a las condiciones del país en que se invierte. El supuesto fundamental es que haya movilidad de capitales para el inversionista. Al fin y al cabo, en términos de valor presente o futuro de la inversión o de su costo de oportunidad, subyace el precepto de la preocupación del inversionista por el riesgo de no poder recuperar la inversión realizada en un determinado país, lo cual puede expresarse de manera directa refiriéndose a la posibilidad de que los flujos de caja obtenidos por la inversión sean insuficientes para recuperarla.
- II. Tal y como se indicó en el numeral III de los ANTECEDENTES I del presente documento, para brindar un servicio público objeto de la regulación de la Ley 7593, se le reconocen los costos asociados a la prestación. Se citan en particular los artículos 3, 4 y 31 de esa normativa. Este marco normativo es fundamental para resolver el tema de la aplicabilidad del riesgo país en las fijaciones tarifarias correspondientes a los servicios públicos objeto de esta discusión.
- III. Retomando, el artículo 4 de la Ley 7593 señala que la Aresep debe reconocer "los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad". Esto significa que los recursos que se otorgan deben ser los necesarios para cubrir las necesidades de operación y de inversión, con lo cual están cubiertas las necesidades del operador del servicio público. El artículo 31 es aún más contundente al indicar que "No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público".
- IV. Así, se tiene que por una parte la Aresep está obligada a otorgar tarifas que respeten y garanticen el equilibrio financiero del operador del servicio público y, por otra, que éste puede solicitar un ajuste tarifario cuando considere que su situación económica lo amerita. Por tanto, está claro que el operador regulado cuenta con un marco jurídico regulatorio, que reduce su riesgo por debajo del que es usual en un ambiente sometido a la competencia normal, al garantizarle legalmente su derecho al equilibrio financiero.
- V. Aún más: i) el riesgo país está incluido en el costo del financiamiento que forma parte del rendimiento (en este caso en particular, otorgado por medio del WACC); ii) la inclusión

de una prima adicional por riesgo país asume movilidad (perfecta) de capitales, lo cual no es el caso del capital propio de las empresas objeto de discusión, o sea las que prestan un servicio público autorizadas vía concesión por el Estado. Por otra parte, si se dieran desequilibrios financieros originados en caso fortuito o de fuerza mayor, el prestador puede solicitar el estudio de reajuste tarifario correspondiente según la Ley 7593.

VI. Debe indicarse que también la Ley 7593 establece que no se deben tomar en cuenta costos no aceptables para fines regulatorios, tipificados en el artículo 32 de la Ley 7593. En el evento de que se presenten casos de este tipo, por el principio de defensa de los derechos de los consumidores, no procedería reconocer dichos gastos. Debe notarse que el riesgo de incurrir en desequilibrio financiero por incurrir en gastos inaceptables, puede que no se origine en las condiciones de la nación (riesgo país) o del marco regulatorio, sino más bien en la operación propia de las empresas reguladas.

#### **CONCLUSION**:

Por todo lo anterior, se concluye que:

- 1. El marco legal imperante en la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora establece la obligación de respetar el equilibrio financiero del operador. Esto indica que se protege la solvencia y solidez del operador. Pero también la Ley previene los excesos contra el consumidor. Este es elemento esencial de la cuestión.
- 2. De esta manera, el reconocer una prima adicional por riesgo país de manera explícita en la ecuación del CAPM implicaría separarse del principio de servicio al costo, que es la aceptación general en materia regulatoria y se encuentra en nuestro marco legal, porque dicha prima está reconocida en el financiamiento o deuda que tenga el operador. Además, para el caso particular aquí analizado no existe movilidad de capitales para los recursos propios y la rentabilidad reconocida lo es suficiente en términos del costo de oportunidad financiera de los recursos, para el servicio regulado que realiza el operador.
- **3.** Fuentes eventuales de déficit, tales como las originadas en caso fortuito o fuerza mayor, pueden ser objeto de solicitudes de ajuste tarifario por parte del prestador, tal y como lo establece la Ley.

*(...)* "

- III. Con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: 1.- Rechazar por el fondo en todos sus extremos el recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014. 2.- Agotar la vía administrativa. 3.- Notificar a las partes la presente resolución. 4.- Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda, tal y como se dispone.
- IV. Que en la sesión 13-2015, del 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, sobre la base del oficio 1088-DGAJR-2014, así como con la salvedad referente al tema de riesgo país; las consideraciones de nulidad y el dimensionamiento, y

la resolución RJD-037-2015 del 26 de marzo de 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 por el fondo en todos sus extremos el recurso de apelación interpuesto por la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca), contra la resolución RIE-038-2014 del 8 de julio de 2014.
- II. Agotar la vía administrativa.
- III. Notificar a las partes la presente resolución.
- IV. Trasladar el expediente a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

#### **NOTIFÍQUESE**

#### ACUERDO FIRME

Se retiran del salón de sesiones, las señoras (es) Laura Núñez Sibaja, Stephanie Castro Benavides, Henry Payne Castro, José Carlos Rojas Vargas y Daniel Fernández Sánchez.

#### ARTÍCULO 13. Asuntos pospuestos.

El señor *Dennis Meléndez Howell* propone posponer para una próxima sesión, el conocimiento de los asuntos indicados en la agenda como puntos 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9. Somete a votación el planteamiento y la Junta Directiva resuelve, por unanimidad:

#### **ACUERDO 18-13-2015**

Posponer para una próxima sesión el conocimiento de los puntos 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9 de la agenda, los cuales a continuación se detallan:

- a) Recurso de reposición interpuesto por Aguacorporación Internacional S.A., contra la resolución RJD-106-2014 del 30 de setiembre de 2014. Expediente OT-120-2014. Oficio 237-DGAJR-2015 del 19 de marzo de 2015.
- b) Solicitud de la Intendencia de Energía para que se valore la posibilidad de aclaración del acuerdo 06-02-2015 de la sesión ordinaria 2-2015, mediante el cual se dispuso declarar de oficio la nulidad absoluta de la resolución RIE-075-2013 y por su conexidad de la resolución RIE-067-2014.

26 de marzo de 2015

c) Propuesta para trasladar a la Administración el trámite de la reforma parcial al "Reglamento para la administración y el uso de los espacios para el estacionamiento en las instalaciones que ocupe la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (RAUDE)".

A las dieciocho horas finaliza la sesión.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL Presidente de la Junta Directiva SYLVIA SABORÍO ALVARADO Presidenta ad hoc de la Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA Secretario de la Junta Directiva