

# ALCANCE N° 60

**DOCUMENTOS VARIOS**

**HACIENDA**

**INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

**AUTORIDAD REGULADORA  
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

# DOCUMENTOS VARIOS

## HACIENDA

### DIRECCIÓN GENERAL DE TRIBUTACIÓN OBLIGATORIEDAD GENERAL PARA EL USO DE LOS COMPROBANTES ELECTRÓNICOS

Nº DGT-R-012-2018.-- Dirección General de Tributación.— San José, a las ocho horas del día diecinueve de febrero de dos mil dieciocho.

#### Considerando que:

I.—El artículo 99 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, faculta a la Administración Tributaria para dictar normas generales para la correcta aplicación de las leyes tributarias, dentro de los límites que fijan las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.

II.—En cumplimiento del artículo 103 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, la Administración Tributaria está facultada para verificar el correcto cumplimiento de las obligaciones tributarias por todos los medios y procedimientos legales; para ello los contribuyentes, declarantes o informantes están en la obligación no solo de contribuir con los gastos públicos, sino además, de brindarle a la Administración Tributaria toda la información que requiera para la correcta fiscalización y recaudación de los tributos.

III.—El artículo 104 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios establece, que para verificar la situación tributaria de los obligados tributarios, la Administración Tributaria les podrá requerir la presentación de libros, archivos, registros contables y toda otra información de trascendencia tributaria, que se encuentre impresa, en soporte electrónico o registrado por cualquier otro medio tecnológico.

IV.—El artículo 109 del Código Tributario faculta a la Administración Tributaria a establecer directrices, sobre la forma mediante la cual se debe consignar la información tributaria. Asimismo, podrá exigir que los sujetos pasivos o los responsables lleven los libros, los archivos o los registros de sus negociaciones, necesarios para la fiscalización y determinación correcta de las obligaciones tributarias, así como los comprobantes, facturas, boletas u otros documentos, que faciliten la verificación. Los obligados tributarios o responsables deberán conservar los duplicados de estos documentos, por un plazo de cinco años. La Administración Tributaria podrá exigir que los registros contables estén respaldados por los comprobantes correspondientes.

V.—El artículo 122 del Código Tributario establece, que cuando se utilicen medios electrónicos, se usarán elementos de seguridad tales como la clave de acceso, la firma digital, u otros que la Administración Tributaria autorice al sujeto pasivo y equivaldrán a su firma autógrafa. Asimismo, autoriza a la Administración tributaria a incentivar el uso de la ciencia y la tecnología.

VI.—La Ley 9416 de 14 de diciembre de 2016, Ley para mejorar la lucha contra el fraude fiscal, publicada en *La Gaceta* 244 de 20 de diciembre de 2016, Alcance Digital 313, establece que todos los obligados tributarios deberán contar con medios electrónicos para registrar sus transacciones y emitir comprobantes de estas, de conformidad con los requisitos y el desarrollo que se establezca reglamentariamente. El Transitorio VII de esta Ley, dispone un plazo de hasta veinticuatro meses, contado a partir de la entrada en vigencia de la ley, para establecer los medios electrónicos para registrar las transacciones y los comprobantes de sus transacciones de compra y venta, registros contables y otros medios requeridos para el control tributario.

VII.—El artículo 76 del Reglamento de Procedimiento Tributario, correspondiente a las "Facultades de la Administración Tributaria", establece que esta puede utilizar todos los recursos necesarios para el cumplimiento de las potestades otorgadas por el Ordenamiento Jurídico, incluyendo los medios

tecnológicos que se encuentren disponibles y que le permitan hacer más eficiente y eficaz su labor, en el logro de una correcta percepción, fiscalización, control y cobro de los tributos. En virtud de lo anterior, la utilización de esos recursos tiene como propósito la implementación, ejecución de sistemas, procedimientos eficientes de planificación, coordinación y control, para lograr al máximo el cumplimiento voluntario de los deberes y obligaciones tributarias, por parte de los obligados tributarios y la detección oportuna de los incumplimientos de las obligaciones conforme al artículo 75 de la misma normativa, razón por la cual los artículos 41, 42 y 43 del Reglamento citado, autorizan a la Administración Tributaria a solicitar la información que sea necesaria para el cumplimiento de los propósitos mencionados, así como realizar actuaciones propias del control tributario que esta ejerce mediante procesos masivos o selectivos llevados a cabo, con el fin de ejercer acciones preventivas y/o correctivas para gestionar y fiscalizar los tributos.

VIII.—En cuanto al tema de autorización de comprobantes y su aceptación como respaldo de ingresos, costos y gastos, con fundamento en los artículos 8, 14 y 25 de la Ley del Impuesto General sobre las Ventas número 6826 de 8 de noviembre de 1982 y sus reformas, así como los artículos 15 y 18 del Reglamento del Impuesto General sobre la Ventas número 14082 de 29 de noviembre de 1982; a la vez los artículos 7 y 8 de la Ley del Impuesto sobre la Renta número 7092 de 21 de abril de 1988 y sus reformas y los artículos 9 y 11 del Reglamento del Impuesto sobre la Renta número 18445-H de 9 de setiembre de 1988; la Administración Tributaria, acepta y valida el uso de los medios tecnológicos, como una herramienta facilitadora para el cumplimiento de las obligaciones para los contribuyentes en el tanto se cumplan los requisitos establecidos en la Resolución DGT-R-48-2016 de 7 de octubre de 2016 denominada "Comprobantes Electrónicos".

IX.—En caso de incumplimiento en el suministro de información el artículo 83 del Código Tributario, establece la sanción que corresponde tramitar.

X.—En *La Gaceta* 211 de 3 de noviembre de 2016, Alcance Digital 243, se publicó la resolución DGT-R-51-2016, dictada por esta Dirección General de Tributación el 10 de octubre de 2016, denominada "Obligatoriedad para el uso de los comprobantes electrónicos". En esta resolución se estableció la obligatoriedad de implementar y utilizar los comprobantes electrónicos, confiriéndose un plazo de hasta seis meses, a partir de los cuales deben tener debidamente implementados dichos sistemas de comprobantes electrónicos.

XI.—La administración tributaria ha implementado un sistema que permite el registro de los comprobantes electrónicos, estableciendo la obligatoriedad por sectores de manera paulatina, con el objeto de probar la capacidad de los sistemas desarrollados. El resultado de estas pruebas ha sido exitoso, concluyendo que se tiene la capacidad necesaria para incorporar a todos los obligados tributarios, según lo dispone la "Ley para Mejorar la Lucha contra el Fraude Fiscal". Adicionalmente se ha puesto a disposición de los obligados una herramienta de facturación gratuita que permite la implementación de los comprobantes electrónicos de forma sencilla y gratuita.

XII.—En atención a lo dispuesto en la Ley 9416 del 14 de diciembre de 2016, Ley de Lucha contra el Fraude Fiscal, así como en consideración al éxito que se ha tenido en la implementación del sistema de comprobantes electrónicos y la herramienta de facturación puesta a disposición de los obligados de manera gratuita, es necesario derogar la resolución DGT-R-51-2016, dictada por esta Dirección General, denominada "Obligatoriedad para el uso de los comprobantes electrónicos", con el propósito de realizar los ajustes que permitan la implementación en las condiciones impuestas en la Ley citada.

XIII.—El artículo 4° de la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos Ley 8220 de 4 de marzo del 2002, publicada en el Alcance 22 a *La Gaceta* 49 de 11 de marzo del 2002, establece que todo trámite o requisito, con independencia de su fuente normativa, para que pueda exigirse al administrado, deberá publicarse en el diario oficial.

XIV.—No obstante lo dispuesto en el artículo 174 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, referente a la publicidad de los proyectos de reglamentación de las leyes tributarias, por tratarse el presente caso, de un mandato legal expreso, que establece la obligación del uso de los comprobantes electrónicos a todos los obligados, según lo dispuesto en la Ley para mejorar la lucha contra el fraude fiscal; que fue objeto de regulación detallada en la resolución de esta Dirección General, R-51-2016 de 10 de octubre de 2016 y que con esta acción no se causa perjuicio alguno a los obligados, se prescinde de la consulta establecida. **Por tanto,**

#### RESUELVE:

Artículo 1º—Obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica. En atención a lo dispuesto en el artículo 2 y Transitorio VII de la Ley 9416, Ley para Mejorar la Lucha contra el Fraude Fiscal, se establece la obligatoriedad para la implementación y el uso de un sistema de facturación electrónica, tiquete electrónico, nota de crédito electrónica y nota de débito electrónica, como comprobantes para el respaldo de ingresos, costos y gastos, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas definidas mediante la resolución DGT-R-48-2016 de 7 de octubre de 2016 denominada

"Comprobantes Electrónicos", a todos los obligados tributarios aun no incorporados al sistema, según las fechas establecidas en el artículo 3º siguiente.

Artículos 2º—Obligados tributarios para el uso de un sistema de comprobantes electrónicos. Los obligados tributarios son las personas físicas, jurídicas o entes colectivos sin personalidad jurídica instrumental a quienes una norma de carácter tributario impone la obligación del cumplimiento de una determinada prestación u obligación, que puede ser de carácter pecuniario o no pecuniario; ya sea, entre otros, en su condición de declarantes, contribuyentes, responsables, agentes de retención o percepción, sucesores de la deuda tributaria u obligados a suministrar información o a prestar colaboración a la Administración Tributaria.

Aquellos obligados tributarios que se encuentren en proceso de inscripción e inicio de actividades económicas, deberán observar lo pertinente para cumplir con lo dispuesto en esta resolución.

Artículo 3º—Los obligados tributarios que no se hubieren incorporado al sistema de facturación electrónica, por no estar incluidos en alguno de los colectivos que dispuso la Administración según la resolución DGT-R-51-2016, deberán incorporarse dentro de los siguientes plazos, en consideración al último dígito del número de su cédula de identidad, tratándose de personas físicas, o del número de su cédula de persona jurídica, tratándose de sociedades y demás entidades:

- a) Todos los obligados tributarios cuyo último dígito del número de su cédula sea 1, 2 ó 3, estarán obligados a incorporarse al sistema y a iniciar la emisión de facturas electrónicas, a partir del 1 de setiembre de 2018.
- b) Todos los obligados tributarios cuyo último dígito del número de su cédula sea 4, 5 ó 6, estarán obligados a incorporarse al sistema y a iniciar la emisión de facturas electrónicas, a partir del 1 de octubre de 2018.
- c) Todos los obligados tributarios, cuyo último dígito del número de su cédula sea 0, 7, 8 ó 9, estarán obligados a incorporarse al sistema y a iniciar la emisión de facturas electrónicas, a partir del 1 de noviembre de 2018.

Los obligados tributarios clasificados como Grandes Contribuyentes Nacionales, a los cuales se les comunicaba individualmente el inicio de esta obligación en los términos de la resolución DGT-R-51-2017 de 10 de octubre de 2016, estarán sujetos a la obligatoriedad en la emisión de comprobantes electrónicos en los términos establecidos en este artículo, sin necesidad de una comunicación individualizada.

Artículo 4°—Excepciones. Están exentos de emitir comprobantes electrónicos por sus características especiales, los contribuyentes acogidos al “Régimen de Tributación Simplificada” según lo dispuesto en la Ley del Impuesto sobre la Renta y en la Ley del Impuesto General sobre las Ventas, así como las siguientes entidades:

Caja Costarricense del Seguro Social  
Universidades estatales  
Consejo Nacional de Vialidad  
Corte Suprema de Justicia  
Banco Central de Costa Rica  
Junta de Protección Social  
Tribunal Supremo de Elecciones  
Entidades financieras  
Instituto Nacional de Aprendizaje  
Asociaciones solidaristas  
Consejo Nacional de Producción  
Ministerios del Poder Ejecutivo de la República  
Consejo Nacional de Producción  
Asamblea Legislativa.

Las expresadas entidades deberán tomar las medidas necesarias para garantizar la recepción de los comprobantes electrónicos, a partir de la vigencia de esta resolución.

Artículo 5°—Sanciones: El incumplimiento de la obligación señalada en la presente resolución, será el fundamento para que la Administración Tributaria inicie el procedimiento para aplicar la sanción establecida en el artículo 83 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios.

Artículo 6°—Deróguese la resolución DGT-R-51-2017 de las 08:00 horas de 10 de octubre de 2016, publicada en el Alcance Digital 243 de *La Gaceta* 211 de 3 de noviembre de 2016.

Artículo 7°—**Vigencia.** Rige a partir de su publicación en *La Gaceta*.

Publíquese.—Carlos Vargas Duran, Director General.—1 vez.—O. C. N° 3400035463.—Solicitud N° 111825.—( IN2018227473 ).

**INSTITUCIONES DECENTRALIZADAS**  
**AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RIE-025-2018 a las 9:03 horas del 15 de marzo de 2018**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA (ESPH) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**ET-077-2017**

**RESULTANDO:**

- I. Que mediante la Ley N° 7789, correspondiente a la Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), del treinta de abril de 1998, la cual en su artículo 5 y 6 inciso le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II. Que mediante la Ley 8345, "Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional", en su artículo 1 inciso a otorga la concesión de aprovechamiento de aguas por parte de las asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales.
- III. Que el 8 de diciembre del 2017, mediante el oficio GG-707-2017, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta (folios 01 al 05).
- IV. Que el 15 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2009-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno a la ESPH el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de generación de energía eléctrica que presta (folios 93 al 98).
- V. Que el 19 de diciembre del 2017, mediante el oficio GG-725-2017, la ESPH presentó la información solicitada por medio del oficio 2009-IE-2017 (folios 90 al 91).
- VI. Que el 22 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2066-IE-2017, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica presentada por la ESPH (folios 101 al 102).

- VII.** Que el 19 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2067-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por la ESPH para el servicio de generación de electricidad (folios 99 al 100).
- VIII.** Que el 18 de enero del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 9 (folios 125 al 127).
- IX.** Que el 18 de enero del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 128 al 136).
- X.** Que el 22 de enero del 2018, mediante el oficio 039-IE-2018, la IE le solicitó a la ESPH aclaración y detalle de la información aportada (folios 132 al 140).
- XI.** Que el 24 de enero del 2018, mediante el oficio GG-048-2018, ESPH solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 039-IE-2018 (folio 141).
- XII.** Que el 26 de enero del 2018, mediante el oficio 65-IE-2018, la IE otorgó prórroga solicitada mediante el oficio GG-048-2018 enviado por la ESPH (folios 148 al 150).
- XIII.** Que el 1 de febrero del 2018, mediante el oficio GG-067-2018, la ESPH presentó, la información solicitada por medio del oficio 039-IE-2018 (folios 151 al 184).
- XIV.** Que el 2 de febrero de 2018, mediante el oficio 436-DGAU-2017/40712 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 215 al 216).
- XV.** Que el 13 de febrero del 2018 a las 17:30 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 19 de febrero del 2018 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 1054-DGAU-2018/45425), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 4-2018 (oficio 705-DGAU-2018/43388). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: María Elena Durán López cédula 1-0633-0667, Ronald Villalobos Segura cédula 4-0108-0344, Luis Diego Cascante Cruz cédula 2-0379-0290, Orlando Blanco Sánchez cédula 5-0190-0118 y Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 1-0399-0262.

- XVI.** Que el 13 de marzo de 2018, mediante el informe técnico 0312-IE-2018, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otros asuntos, fijar las tarifas del sistema de generación que presta ESPH a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019.

**CONSIDERANDO:**

- I.** Que del oficio 0312-IE-2018, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

**1. Solicitud tarifaria**

Según la información aportada por la ESPH y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

**Cuadro N° 1**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Tarifa vigente y propuesta**

Periodo	Tarifa vigente	Del 1 de abril al 31 de diciembre del 2018			A partir del 1 de enero del 2019		
		Aumento porcentual	Aumento Absoluto	Tarifa	Aumento porcentual	Aumento Absoluto	Tarifa
Punta	¢58,04 /KWh	16,78%	¢9,74 /KWh	¢67,78 /KWh	9,74%	¢5,66 /KWh	¢63,70 /KWh
Valle	¢43,33 /KWh	16,78%	¢7,27 /KWh	¢50,60 /KWh	9,74%	¢4,22 /KWh	¢47,55 /KWh
Nocturno	¢28,41 /KWh	16,78%	¢4,77 /KWh	¢33,18 /KWh	9,74%	¢2,77 /KWh	¢31,18 /KWh

Fuente: ESPH.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) cubrir los costos y gastos de operación y mantenimiento para el servicio de energía eléctrica para garantizar la continuidad del servicio manteniendo la calidad y la eficiencia, ii) obtener un redito de 7,47% para inversión en nuevos proyectos y atender el servicio de la deuda adquirida para el mismo propósito, iii) dotar de equipamiento a las distintas áreas operativas de la empresa, iv) cubrir los planes de mantenimiento y v) honrar los costos de financiamiento formalizado para ejecutar proyecto de generación.



## **2. Análisis de la solicitud**

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por ESPH para el servicio de generación de electricidad.*

### **a. Parámetros utilizados**

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.*

*En el 2005, la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que “su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”<sup>1</sup>*

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2018-2019, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2018 y 2019, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.)<sup>2</sup>.*

*Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada<sup>3</sup>. Dadas estas condiciones, la IE considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real, la cual corresponde con la de la fecha de la audiencia pública, y mantenerla constante para el periodo estimado.*

*En lo que respecta a la inflación externa, medido por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos<sup>4</sup>, se recopila a partir del sitio web del “U.S.*

---

<sup>1</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_monetaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/)

<sup>2</sup> BCCR, [www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica\\_monetaria\\_inflacion/PM2018-2019.pdf](http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2018-2019.pdf)

<sup>3</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_cambiaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/)

<sup>4</sup> Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI)<sup>5</sup> estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,7% y 2,5% para el futuro cercano.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2014, 2015, 2016 y 2017) y las proyecciones para el 2018 y 2019.

**Cuadro N° 2**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2014-2019**

INDICES	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	5,13%	-0,80%	0,76%	2,58%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	0,76%	0,73%	2,07%	2,11%	2,70%	2,50%
Depreciación (C/U.S.\$)	7,82%	-0,12%	2,98%	2,04%	0,35%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	4,52%	0,80%	-0,02%	1,63%	3,02%	2,92%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,62%	0,12%	1,26%	2,13%	2,20%	2,43%
Depreciación (C/U.S.\$)	7,59%	-0,54%	2,05%	3,66%	0,36%	0,03%
<b>Notas:</b> Los años 2018 y 2019 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

Fuente: IE

**b. Análisis del mercado**

Este apartado exhibe el análisis de mercado elaborado para ajustar las tarifas del sistema de generación que presta la ESPH. Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones relacionadas: en la primera, se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por la ESPH, y en la segunda, se muestran los escenarios estimados por la IE, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por la IE.

<sup>5</sup> Ver: <http://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2018/01/11/world-economic-outlook-update-january-2018>

**i. Mercado presentado por ESPH:**

Conforme a la metodología utilizada para los estudios tarifarios tramitados por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a estudiar y analizar el estudio tarifario presentado por ESPH para su sistema de generación. Los aspectos más importantes de este estudio se detallan a continuación.

1. ESPH solicitó que se fije para 2018 un aumento tarifario del 16,78%, para obtener una tarifa promedio de  $\text{¢}50,61$  por cada Kilowatt hora, y para 2019 un 9,74% que genere una tarifa promedio de 48,44, para el sistema de generación que incluyen las plantas hidroeléctricas Sistema Jorge Manuel Dengo, (Modernización y repotenciación de la parte electromecánica de la casa de máquinas), Planta Los Negros (aumento de la capacidad), Planta Tacares, y se espera que para el mes de marzo del año 2018 entre en operación comercial la Planta Hidroeléctrica Los Negros II.
2. Además, solicitó una estructura tarifaria de acuerdo con el pliego vigente (según RIE-010-2017, publicada en el Alcance Digital N°51 en Gaceta N° 67 del 07 de marzo del 2017. La propuesta de ESPH implica un cargo monómico por consumo de energía según periodo horario, donde la energía consumida durante el periodo punta tenga un valor de  $\text{¢}67,78$ ; valle  $\text{¢}50,60$  y noche  $\text{¢}33,18$ . Se espera que la tarifa propuesta rija a partir del primero de abril del año 2018.
3. Se justificó la solicitud con el principio de servicio al costo, de manera tal que las tarifas contemplen los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garantice el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la ley 7593.
4. En las estimaciones realizadas de generación de energía eléctrica y potencia, ESPH utilizó datos reales desde 2006 hasta agosto de 2017, para el caso de la planta hidroeléctrica los Negros I. Para la planta hidroeléctrica Tacares se utilizan datos reales de septiembre de 2013 a agosto de 2017. En relación con la estimación de la generación eléctrica prevista para la planta hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo, se debe tener en cuenta que esta planta se vio afectada por las lluvias y emergencia nacional provocada por el huracán Nate. Las proyecciones se elaboran por medio de modelos econométricos de series temporales basadas en la metodología Box-Jenkins. Concretamente se elaboran modelos autorregresivos integrados de medias móviles (ARIMA). Para la estimación de los modelos se utiliza el programa SPSS. Se presentan excepciones que implicaron el uso de otras técnicas

estadísticas, tal es el caso de la Planta Tacares que no cuenta con suficientes datos históricos para una proyección robusta con los mecanismos indicados.

5. De esta forma ESPH proyecta una generación total de 214,1 GWh para el año 2018 y 257,8 GWh para el 2019.
6. Con la estructura tarifaria propuesta por ESPH y de acuerdo con las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos propuestos por ¢10 840 millones para el año 2018 y de ¢12 488 millones para el 2019.

## **ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados de ESPH**

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:

1. La energía que se espera produzca el sistema de generación de ESPH se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas. Aresep tiene información real hasta diciembre de 2017 y estima los periodos 2018 y 2019. Para la estimación individual procedió de la siguiente manera: para las plantas los Negros y Carrillos se utilizó la serie a partir de mayo del 2011 y se genera la proyección utilizando el programa Forecast Pro, en el caso de Tacares se utilizan datos a partir de setiembre de 2013 para la proyección, en cuanto a la estimación de la producción de energía de la Planta Los Negros II se acepta la estimada por ESPH, para las demás plantas de generación se toman las estimaciones realizadas por la IE, en cuanto a la distribución porcentual de la producción total del sistema de generación en periodo punta, valle y noche se calculó manteniendo la misma distribución relativa mensual del año 2017.
2. De acuerdo con lo anterior, la IE proyectó una producción total de las plantas de ESPH con el siguiente desglose anual:

Año	Producción en GWh <sup>1/</sup>	Diferencia con ESPH
2018 <sup>a/</sup>	229 049	6%
2019	261 636	1%

<sup>1/</sup> Incluye las plantas Jorge Manuel Dengo, Planta Los Negros, Planta Tacares, y Los Negros II  
<sup>a/</sup> Datos reales a diciembre 2017, y proyectados 2018-2019.

3. Para estimar las ventas por punta, valle y noche de energía, se utilizó la distribución histórica de la producción total durante 2017. Específicamente se espera que del total de energía producida por las plantas de ESPH: 29,5% es en periodo punta; 38,7% en periodo valle y 31,8% en horario nocturno.
4. Con estas proyecciones, se espera que el sistema de generación de ESPH obtenga ingresos por venta de energía de ¢9 813,9 millones de colones durante 2018 y de ¢11 219,7 millones de colones durante 2019, con el siguiente desglose:

**Cuadro N° 3**  
**Sistema de generación ESPH**  
**ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes.**  
**2018-2019**

<b>ASPECTO</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Generación total (GWh)	229,0	261,6
Ingresos (En millones de colones)	9 813,9	11 219,7
¢ / kWh	42,8	42,9

Fuente: ESPH S.A y Aresep, Intendencia de Energía

5. Para el año 2018 los ingresos esperados por la IE resultan ser 4% mayor a los esperados por ESPH, mientras que para 2019 son 1% menor a los esperados por ESPH.
6. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de generación de ESPH para el año 2018 y 2019. Con base en este análisis, se propone un aumento en las tarifas de generación de ESPH de un 9,28% para el periodo abril-diciembre 2018 y 11,42% para el 2019.
7. Con este aumento el pliego propuesto sería el siguiente:

<b>Concepto</b>	<b>Periodo Horario</b>		<b>Tarifa 2018</b>	<b>Tarifa 2019</b>
Energía	Punta	De 10:00 AM a 12:30 MD De 5:30 PM a 8:00 PM	63,43	64,67
	Valle	De 6:00 AM a 10:00 AM De 12:30 MD a 5:30 PM	47,35	48,28
	Llano	De 8:00 PM a 6:00 AM	31,05	31,65

8. Dicho aumento regirá a partir del 1 de abril del 2018. Con lo cual ESPH obtendría ingresos por venta de energía y potencia cercanos a los ¢10 601,9 millones durante el periodo abril-diciembre del 2018 y 12 500,9 en el año 2019, tal como se amplía en el siguiente cuadro:

<b>ASPECTO</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Generación total (GWh)	229,0	261,6
Ingresos (En millones de colones)	10 601,9	12 500,9
¢ / kWh <sup>1/</sup>	46,3	47,8

Notas:

1/ No se incluyen ingresos por trasiego de energía.

Fuente: Aresep y ESPH.

### **c. Análisis de inversiones**

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por ESPH para el sistema de generación de energía eléctrica para el periodo 2018-2019, se presenta el siguiente detalle:

#### **i. Inversiones propuestas para el sistema de generación según ESPH**

La ESPH presenta adiciones para sus plantas Jorge Manuel Dengo, Los Negros, Tacaes y Los Negros II, tanto en macro inversiones (dos proyectos específicos en la planta de Jorge Manuel Dengo) como micro inversiones. Así mismo presenta micro inversiones de planta general del sistema de generación.

En lo que respecta a macro inversiones, se presentan dos proyectos en la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo:

##### **a) Modernización y repotenciación de la parte electromecánica de la casa de máquinas.**

Durante la supervisión realizada fuimos atendidos por el señor José Pablo Lizano y nos indicó que la planta se ubica en Carrillos de Poás de Alajuela y que la fecha de inicio de construcción fue el 07 de enero del 2013. Este proyecto fue financiado por el Banco Popular por un monto de ¢ 2.083.594.013, el mismo presenta un avance real de 47% y, que, de acuerdo con lo programado, debería de ser de un 56%, se espera que este proyecto sea capitalizado en el 2019.

Es importante mencionar que este proyecto consiste en el cambio de equipos electromecánicos para la modernización y aumento de potencia en PHJMD, cabe señalar que los documentos adjuntos al formulario IE RE 7793, se encuentran dentro de la carpeta digital del ET-077-2017, Capítulo 4- Inversiones estudio

tarifario ESPH\4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones\Modernización JMD\Anexos.

*Al respecto la IE, consideró que la justificación técnica presentada por ESPH (formulario IE RE 7793), es consecuente con la adición requerida para dicha planta, dado que permite garantizar la confiabilidad y ampliar la capacidad de su sistema de generación.*

***b) Implementación de un nuevo sistema de compuertas y limpiarrejas:***

*Durante la supervisión realizada, el personal técnico de ESPH indicó que la planta se ubica en Carrillos de Poás de Alajuela y que la fecha de inicio de construcción fue el 22 de noviembre del 2013, este proyecto fue financiado por el Banco de Costa Rica por un monto de ₡62.900.000 y su entrada en operación fue el 30 de abril del 2017.*

*Al respecto la IE, consideró que la justificación técnica presentada por la empresa Servicios Públicos de Heredia en el (formulario IE RE 7793), es consecuente con la adición requerida para optimizar la operación y mantenimiento de la planta.*

*A nivel de micro inversiones, la empresa solicitó adiciones para generación, así como un porcentaje de asignación específico de planta general. Los montos de cada caso se detallan más adelante.*

*En el estudio las micro inversiones fueron presentadas de manera agrupadas por plantas Jorge Manuel Dengo, Tacares, los Negros y Negros II, a excepción de cuentas como herramientas mayores, equipo de comunicación,*

*Para los requerimientos de planta general, en los formularios, ESPH indicó montos totales sin aplicar el porcentaje de asignación para cada sistema. Por lo que se realizaron los ajustes necesarios para presentar estas adiciones según corresponde, lo cual puede ser verificado en los cálculos adjuntos al presente informe. Esto puede ser verificado en el formulario IE RE 7798-1 Registro Sistema GX, ubicado en la carpeta Capitulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.2 Microinversiones (según el sistema y planta).*

***ii. Adición de los activos del sistema de generación:***

*A continuación, se presenta el cuadro resumen del programa de adición de activos para el período 2017-2019 presentado por ESPH para el presente estudio tarifario:*

**Cuadro N° 4**  
**Sistema de Generación, ESPH**  
**Programa Adición de Activos 2017-2019**  
**Propuesta ESPH**  
**(Millones de Colones)**

		2017	2018	2019
<b>Macroinversiones</b>				
<b>Generación</b>		0,00	0,00	2 083,14
<b>Microinversiones</b>				
	Generación	13,11	499,03	6,66
	Planta general	15,70	273,93	74,42
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>		<b>28,81</b>	<b>772,96</b>	<b>2 164,23</b>

*Cabe indicar que ESPH remitió la información de Planta General Corporativa sin haber aplicado el porcentaje de asignación correspondiente al sistema de generación, el cual es de 7,55%, de acuerdo con lo aclarado por la ESPH en correo electrónico del 9 de febrero del 2018, que consta en el expediente tarifario (folio 191). Además, es importante mencionar que, de acuerdo con la metodologías tarifarias vigentes para el sistema de generación RJD-141-2015, lo concerniente a "Liquidación del período anterior" comienza a regir una vez aplicado por primera vez el modelo, en las sucesivas fijaciones ordinarias, y para el caso de ESPH las primeras fijaciones aprobadas, utilizando el modelo actual, se dieron a través de las resoluciones RIE-010-2017 (Generación) publicadas en el Alcance 56 a la Gaceta del 13 de marzo 2017.*

*De acuerdo con lo anterior, y considerando lo que establece la metodología tarifaria vigente, el programa de adición de activos es recalculado por la Autoridad Reguladora por lo cual se obtiene los datos del siguiente cuadro:*



**Cuadro N° 5**  
**Sistema de Generación, ESPH**  
**Programa Adición de Activos 2017-2019**  
**Propuesta Aresep**  
**(Millones de colones)**

		2017	2018	2019
<b>Macroinversiones</b>				
	Generación	0,00	0,00	1 848,33
<b>Microinversiones</b>				
	Generación	5,08	442,32	5,94
	Planta general	13,49	243,50	66,31
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>		<b>18,58</b>	<b>685,82</b>	<b>1 920,58</b>

Fuentes: Carpeta digital ESTUDIO TARIFARIO -GENERACIÓN 2018.rar\ESTUDIO TARIFARIO -GENERACIÓN 2018\Capitulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.1 Macroinversiones. En los formularios IE RE7797 de cada proyecto correspondiente a macro inversiones, y el formulario IE RE 7798 para proyectos micro inversiones.

**a. Comparativo de adiciones proyectadas periodo 2017**

Para cada requerimiento del 2017, se comparó el monto solicitado y reconocido en el ET-077-2016 contra la actualización de adiciones remitida en el ET-077-2017, de manera que los casos en que la actualización fuese menor al monto reconocido anterior (diferencia negativa), el monto valorado para reconocimiento en el presente estudio correspondió a la suma entre lo actualizado y dicha diferencia negativa, debido a que aún se cuenta con recursos reconocidos en el estudio previo. Esto debido a que aún se cuenta parte de los recursos asignados en el estudio tarifario anterior para los mismos efectos. En los casos en que el resultado fuese negativo, el monto no fue considerado para el cálculo de las adiciones del periodo 2017, ya que las sub-ejecuciones formarán parte de la liquidación del 2017, que deberá ser parte de la próxima solicitud de ajuste tarifario que presente la empresa.

Por otra parte, para los casos en que la actualización del ET-077-2017 fue mayor que lo reconocido en el ET-077-2016, se valoró para reconocimiento en el presente estudio, el monto tal cuál fue solicitado.

Según los criterios referidos de capacidad de ejecución, así como los ajustes indicados en el apartado anterior, y el caso de las liquidaciones, el reconocimiento tarifario por parte de esta Autoridad Reguladora es el siguiente:



100-001-010-021-000-000	Equipo de Cómputo	2,95	12,79	8,46	2,53	11,34	7,55
100-001-010-022-000-000	Equipo de Comunicación	0,23	10,31	0,10	0,20	9,13	0,09
100-001-010-023-000-000	Equipo de Generación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
100-001-010-025-000-000	Equipo de Mantenimiento de Vías Públicas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
100-001-010-026-000-000	Equipo de Transporte	3,70	10,36	0,00	3,18	9,19	0,00
100-001-010-027-000-000	Equipo Misceláneo	0,15	3,02	3,02	0,13	2,68	2,69
100-001-010-032-000-000	Herramientas Mayores	0,03	215,26	48,00	0,03	190,80	42,81
100-001-010-033-000-000	Mobiliario y Equipo de Oficina	1,16	2,05	0,83	1,00	1,82	0,74
100-001-010-037-000-000	Equipo de Video-Vigilancia	5,98	0,00	0,00	5,14	0,00	0,00
	<b>TOTAL</b>	15,70	273,93	74,42	13,49	243,50	66,31
	<b>Total Global</b>	28,81	772,96	2164,23	18,58	685,82	1920,58

Fuente: Elaboración de Aresep, datos de ESPH, mediante ET-077-2017.

Cabe destacar que dentro del formulario IE RE 7798, ESPH incorporó nombre de cuentas sin especificar a qué planta corresponde, por lo que fueron considerados por aparte.

### **b. Sobre el Proyecto Hidroeléctrico Negros II**

En la gira realizada los días 5 y 6 de febrero del presente año, el personal técnico de la Intendencia de Energía visitó las instalaciones del proyecto ubicado en Guayabo de Bagaces, durante supervisión hubo un acompañamiento del personal técnico de ESPH facilitó información del proyecto en mención:

- ✓ El 13 de mayo del 2015 se firmó el contrato de fideicomiso.
- ✓ En marzo se solicitará una prórroga del fideicomiso para el 13/09/2018, aproximadamente 6 meses.
- ✓ Las obras de construcción en Subestación Mogote están pendientes de finalizar; por esta razón se requiere la adquisición de sub estaciones de equipo móviles para la conexión provisional del proyecto debido a que el módulo de conexión en subestación mogote está en proceso de diseño y construcción.
- ✓ Según comenta el personal técnico de ESPH el principal atraso es la aprobación de diseños y estudios por parte del Negocio de Trasmisión de ICE, y que la contratación del diseño del modelo de subestación fue realizado a Ingeniería y Construcción de ICE, contrato que se firmó en agosto del 2016.
- ✓ Con el fin de acelerar el proceso ESPH y el fideicomiso determina iniciar la construcción del módulo en ST Mogote con la empresa Edificadora Beta, aunque a la fecha no cuentan con la aprobación de los diseños.
- ✓ A la fecha la P.H. Los Negros II está construida desde octubre 2017 y en espera de la conexión al SEN para realizar pruebas húmedas e iniciar su operación comercial.
- ✓ Según indica personal técnico de ESPH, los atrasos en la conexión de la planta al SEN se debe a que han tenido atender una serie de requisitos y

critérios para la construcción de infraestructura de conexión en el módulo de subestación Mogote establecidos por negocios de transmisión del ICE, lo cual ha provocado atrasos en el inicio de operación comercial de la obra y sobre costos importantes asociados a la mayor permanencia de contratistas en el sitio de proyecto así como pérdidas importantes por energía no generada.

### iii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, el porcentaje de ejecución de la empresa se obtiene del promedio de ejecución de los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario, por lo que se hace necesario contar con datos desde el 2012 y hasta el año 2016, siendo éste el último año con información real.

Dado que antes del 2015 no se fijaba tarifa para el sistema de generación, se considera que para los años 2011 al 2014 el porcentaje de ejecución de la empresa es el correspondiente al sistema de distribución tal y como fue tomado. Cabe destacar que la primera fijación tarifaria para el sistema de generación fue realizada mediante resolución RIE-131-2015. A partir del 2015 se tienen información real del sistema de generación. El detalle al porcentaje de ejecución de los cálculos se muestra en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 7**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Montos y porcentajes de obras ejecutadas**

<b>Año</b>	<b>Monto Aresep Adiciones</b>	<b>Monto ESPH</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Porcentaje de ejecución ajustado*</b>
2012	1 530,40	3 897,19	254,65%	
2013	4 091,28	3 467,52	84,75%	
2014	4 091,28	2 588,57	63,27%	
2015	599,88	85,15	14,19%	
2016	599,88	96,39	16,07%	
<b>Promedio</b>			<b>86,59%</b>	<b>86,59%</b>

Según Metodología Tarifaria Vigente

Carpeta Digital ET-077-2017\ESTUDIO TARIFARIO-GENERACION 2018\Capitulo 4- Inversiones\4.1 Índices y porcentajes de ejecución  
GACETA No. 94 del 16 de mayo de 2012.  
RIE-044-2013 del 10 de abril de 2013.  
RIE-031-2015, del 20 de marzo de 2015.  
RIE-014-2016 del 12 de febrero de 2016.

Durante el 2013 no hubo fijación para el periodo 2014, por tanto, se consideran las adiciones reconocidas en la fijación realizada para el período 2013. Para el caso del 2015, se rechazó el ajuste tarifario, por lo que para el período 2016 se mantiene las adiciones reconocidas en la fijación tarifaria del 2015.

**iv. Retiro de activos del sistema de generación.**

La ESPH presenta el retiro de activos del año 2016 al 2019. Adicionalmente, se procedió a solicitar vía correo electrónico la información de los retiros de activos que se realizarán en la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo; producto del proyecto de Modernización y repotenciación de la parte electromecánica de la casa de máquinas en la PHJMD. Mediante correo electrónico, ESPH indicó que se van a sustituir las turbinas, tableros de media tensión, transformador de potencia de 2.400/34.000 V, rectificador y banco de baterías al finalizar el proyecto. Los mismos, no fueron incluidos en el auxiliar de retiros, ya que todos tienen su vida útil cumplida y se retiran por obsolescencia, por lo cual en libros contables ya fueron retirados, aun cuando físicamente continuaban en la planta.

A continuación, se presenta la información brindada por la ESPH:

**Cuadro N° 8**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Retiro de activos 2016-2019**  
**(millones de colones)**

<b>AÑO 2016</b>			
<b>CUENTA</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
<b>Generación</b>	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE CÓMPUTO	16,87	16,61	0,31
EQUIPO DE MANTENIMIENTO VÍAS PÚBLICAS	1,24	1,24	1,14
EQUIPO DE MISCELÁNEO	2,02	1,65	2,25
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,74	0,54	0,67
Equipo de Comunicación	0,00	0,00	0,00
Equipo de Transporte	0,00	0,00	0,00
<b>Planta General</b>	0,00	0,00	0,00
Equipo de Computo	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2016</b>	<b>20,87</b>	<b>20,05</b>	<b>4,36</b>
<b>AÑO 2017</b>			

<b>CUENTA</b>	<i>Act.Costo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
<b>Generación</b>	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE CÓMPUTO	42,71	41,98	1,08
EQUIPO DE MANTENIMIENTO VÍAS PÚBLICAS	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE MISCELÁNEO	0,68	0,66	0,93
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	2,82	2,13	1,93
<i>Equipo de Comunicación</i>	0,73	0,60	0,25
<i>Equipo de Transporte</i>	11,62	11,04	4,63
<b>Planta General</b>	0,00	0,00	0,00
<i>Equipo de Computo</i>	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2017</b>	<b>58,56</b>	<b>56,40</b>	<b>8,81</b>
<b>AÑO 2018</b>			
<b>CUENTA</b>	<i>Act.Costo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
<b>Generación</b>	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE CÓMPUTO	1,74	1,74	0,00
EQUIPO DE MANTENIMIENTO VÍAS PÚBLICAS	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE MISCELÁNEO	0,00	0,00	0,00
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	0,00	0,00	0,00
<i>Equipo de Comunicación</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Equipo de Transporte</i>	117,53	73,78	8,96
<b>Planta General</b>	0,00	0,00	0,00
<i>Equipo de Computo</i>	49,42	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2018</b>	<b>168,70</b>	<b>75,52</b>	<b>8,96</b>
<b>AÑO 2019</b>			
<b>CUENTA</b>	<i>Act.Costo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
<b>Generación</b>	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE CÓMPUTO	3,55	2,06	0,13
EQUIPO DE MANTENIMIENTO VÍAS PÚBLICAS	0,00	0,00	0,00
EQUIPO DE MISCELÁNEO	6,20	4,21	1,06
MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	1,72	0,74	0,28
<i>Equipo de Comunicación</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Equipo de Transporte</i>	3,07	2,06	0,51

EDIFICIOS y ESTRUCTURAS	5,31	1,86	6,54
EQUIPO DE GENERACION	2,61	1,13	9,66
<b>Planta General</b>			
Equipo de Computo	49,36	21,81	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2019</b>	<b>71,80</b>	<b>33,88</b>	<b>18,17</b>

Fuente: ESTUDIO TARIFARIO -GENERACIÓN 2018.rar\ESTUDIO TARIFARIO -GENERACIÓN 2018\Capitulo 4-Inversiones\4.3 Retiros y correo de Maryliz Abarca del 07 de febrero de 2018 con el detalle de retiro de PJMD

**v. Resumen de adiciones y retiros:**

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el cuadro siguiente muestra un resumen de lo solicitado por la empresa eléctrica referente a adiciones y retiros para el periodo 2017,2018 y 2019:

**Cuadro N° 9**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Propuesta ESPH, años 2017 - 2019**  
**(millones de colones)**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Adiciones	28,81	772,96	2 164,23
Retiros	2,55	95,56	53,78

Luego del análisis efectuado por la IE, de acuerdo con la metodología, se muestra en el siguiente cuadro, el resumen de las inversiones y adiciones consideradas por la Autoridad Reguladora:

**Cuadro N° 10**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Propuesta Aresep, 2016 - 2018**  
**(millones de colones)**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Adiciones	18,58	685,82	1 920,58
Retiros	2,55	95,56	53,78

Fuente: Elaboración Aresep

#### **d. Retribución de Capital**

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito para el desarrollo, esto con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) y el Modelo de Valoración de Activos (CAPM), los cuales se detallan en el cálculo de rédito para el desarrollo del sistema de generación que presta ESPH.

La ESPH obtuvo para el sistema de generación un costo de capital propio de 4,69% y un 7,05% del costo promedio ponderado de capital, el costo de endeudamiento se determina del valor de las obligaciones con costo financiero, obtenidas del promedio ponderado de las tasas de interés de los pasivos con costo, para determinar el cálculo la IE analiza la información de los estados financieros auditados.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

- ✓ La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,24%
- ✓ Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo de la beta apalancada de la inversión; siendo de 0,20 para el periodo en estudio y la beta apalancado de 0,35.
- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,53%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.
- ✓ El valor de los pasivos (D) es de  $\phi$ 6 334,75 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de  $\phi$ 7 945, 96 millones y el valor total de los activos (A) es de  $\phi$ 14 280,71 millones, según la información de los Estados Financieros y reportes de ESPH.



Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para el servicio de generación de electricidad que presta la ESPH es el siguiente:

**Cuadro N° 11**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Rédito de Desarrollo, 2018**

Sistemas de la empresa ESPH	Estimación ESPH		Estimación Aresep	
	Modelo valoración de activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo valoración de activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	4,69%	7,05%	4,18%	6,77%

**Fuente:** Aresep

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a ESPH para el sistema de generación (modelo WACC) es de 6,77%; mientras que el costo del capital propio es de 4,18%.

Es importante indicar que el monto correspondiente al rédito para el desarrollo (para el año 2018 \$74,56 millones y para el año 2019 \$405,97 millones), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del sistema de generación que presta ESPH, así como las micro-inversiones y algunas erogaciones de las macro-inversiones que pretenda desarrollar la empresa.

#### **e. Base tarifaria**

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo (CT).

El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP), se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado por planta al mes de diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado por planta al mes de diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde este solicitando tarifa.

Los criterios técnicos utilizados para el presente estudio tarifario parten del insumo de saldos reportados en el Estado Financiero Auditado de ESPH con corte a diciembre 2016 (carpeta electrónica "Capítulo 6 Base Tarifaria"), los indicadores económicos detallados en la sección de parámetros económicos de este informe, tasas de depreciación.

*Del documento de word nombrado: “Metodología Activos.”, en lo referente al componente local y externo, indica la empresa: “[...] Importante indicar que, en el caso de la ESPH, S.A. no se aplica el Índice Externo debido a que todos los materiales u activos se adquieren a proveedores nacionales, por lo que pese a que se utiliza únicamente el local.”.*

***i. Adiciones de Activos:***

*Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas de inversiones de la IE, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado según se detalló en la sección “Análisis de Inversiones” del presente informe.*

***ii. Retiro de Activos:***

*Para lo correspondiente al retiro de activos para los periodos 2017, 2018 y 2019, se cuentan con las cifras analizadas por los especialistas en inversiones de la IE, con base en lo expuesto en el documento “Inversiones ESPH, S.A.”.*

***iii. Calculo del activo fijo neto revaluado:***

*Para el proceso de análisis de la información aportada por ESPH en el Capítulo 6 Base Tarifaria, se procedió a depurar la información incluida en los auxiliares de activos del sistema de generación y Planta General, excluyendo los activos totalmente depreciados, asociado al porcentaje reconocido sobre las inversiones pretendidas para el periodo de solicitud tarifaria.*

*Con base en lo expuesto anteriormente se obtienen diferencias en el cálculo del AFNOR para los años 2017,2018 y 2019 según se detalla a continuación:*

**Cuadro N° 12**  
**Sistema de Generación, ESPH**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado**  
**Cálculo IE, 2017-2019**  
**(millones de colones)**

<b>Activos de Generación</b>				
<b>Año 2017</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	¢4 050,47	¢3 863,43	¢187,04	4,84%
Depreciación al costo	¢1 176,01	¢1 125,76	¢50,24	4,46%
Revaluación	¢2 738,39	¢2 546,93	¢191,45	7,52%
Depreciación de la Revaluación	¢1 164,88	¢864,25	¢300,63	34,79%
<b>AFNOR</b>	<b>¢4 447,97</b>	<b>¢4 420,36</b>	<b>¢27,62</b>	<b>0,62%</b>

<b>Activos de Planta General</b>				
<b>Año 2017</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>Aresep</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	¢308,69	¢258,50	¢50,19	19,42%
Depreciación al costo	¢124,88	¢75,22	¢49,67	66,03%
Revaluación	¢119,45	¢103,54	¢15,91	15,36%
Depreciación de la Revaluación	¢54,98	¢34,77	¢20,22	58,14%
<b>AFNOR</b>	<b>¢248,27</b>	<b>¢252,06</b>	<b>(¢3,79)</b>	<b>-1,50%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH.S.A. y ARESEP.

La variación que se refleja en el año 2017 se debe a los siguientes aspectos: 1. A la depuración de las cuentas de activos que ya habían alcanzado su vida útil, por lo cual fueron excluidas del cálculo de la base tarifaria, 2. A los retiros de activos y 3. las adiciones que estimó la IE respecto a lo propuesto por la ESPH.

<b>Activos de Generación</b>				
<b>Año 2018</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	¢4 450,43	¢4 186,48	¢263,95	6,30%
Depreciación al costo	¢1 170,65	¢1 111,89	¢58,76	5,28%
Revaluación	¢2 912,63	¢2 711,11	¢201,53	7,43%
Depreciación de la Revaluación	¢1 170,65	¢973,08	¢197,57	20,30%
<b>AFNOR</b>	<b>¢5 021,77</b>	<b>¢4 812,62</b>	<b>¢209,15</b>	<b>39%</b>

Activos de Planta General				
Año 2018	ESPH, SA.	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	¢325,08	¢261,09	¢63,99	24,51%
Depreciación al costo	¢128,59	¢74,31	¢54,28	73,04%
Revaluación	¢128,09	¢111,44	¢16,65	14,94%
Depreciación de la Revaluación	¢64,93	¢39,09	¢25,84	66%
AFNOR	¢259,65	¢259,12	¢0,53	0%

Activos de Generación				
Año 2019	ESPH, SA.	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	¢5 946,44	¢6 018,30	-¢71,87	-1,19%
Depreciación al costo	¢1 243,87	¢1 166,09	¢77,79	6,67%
Revaluación	¢3 118,56	¢2 903,85	¢214,72	7,39%
Depreciación de la Revaluación	¢1 450,13	¢1 084,23	¢365,90	33,75%
AFNOR	¢6 371,00	¢6 671,83	¢ (300,84)	-4,51%

Activos de Planta General				
Año 2019	ESPH, SA.	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
Activo fijo al costo	¢333,55	¢261,91	¢71,65	27,36%
Depreciación al costo	¢132,66	¢74,31	¢58,35	78,52%
Revaluación	¢137,39	¢111,44	¢25,95	23,29%
Depreciación de la Revaluación	¢72,71	¢43,90	¢28,81	65,63%
AFNOR	¢265,56	¢255,13	¢10,44	4,09%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, S.A. y ARESEP.

Las variaciones reflejadas en los cuadros anteriores obedecen a las adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones de la IE, a la depuración del año base eliminando de este los activos totalmente depreciados y cuya vida útil es cero o negativa, y los parámetros económicos detallados en el informe.

De igual manera, la empresa presenta retiros para el año base que a la hora de hacer los cálculos de revaluación y del gasto de depreciación, los mismos no fueron incluidos en los cálculos.

**iv. Depreciación:**

Las tasas de depreciación son las aprobadas por la Aresep, aportadas por ESPH en el expediente tarifario ET-077-2017 en el capítulo número 6 “Base Tarifaria” como se detalla a continuación:

**Cuadro N° 13**  
**Sistema de Generación, ESPH**  
**Tasas de depreciación**  
**Expresado en términos porcentuales**

<b>Sistema Generación</b>	<b>% depreciación</b>
<i>Edificios y Estructuras</i>	1,90%
<i>Embalses y Obra Civil</i>	2,38%
<i>Postes, Torres y Accesorios</i>	2,38%
<i>Conductores y Dispositivos Aéreos</i>	2,25%
<i>Transformadores para Distribución</i>	2,71%
<i>Luminarias y sus Accesorios</i>	6,00%
<i>Equipo Medición</i>	2,25%
<i>Equipo de bombeo</i>	9,00%
<i>Equipo de cómputo</i>	18,00%
<i>Equipo de comunicación</i>	9,00%
<i>Equipo de Generación</i>	2,25%
<i>Equipo de Mantenimiento Vías Públicas</i>	9,00%
<i>Equipo de Transporte</i>	9,00%
<i>Equipo Misceláneo</i>	9,00%
<i>Herramientas Mayores</i>	18,00%
<i>Mobiliario y Equipo de Oficina</i>	9,00%
<i>Equipo de Video-Vigilancia</i>	9,00%
<b>Planta General Sistema Generación</b>	
<i>Edificios y Estructuras</i>	1,90%
<i>Equipo de Medición</i>	2,25%
<i>Equipo de Bombeo</i>	9,00%
<i>Equipo de Computo</i>	18,00%
<i>Equipo de Comunicación</i>	9,00%
<i>Equipo de Transporte</i>	9,00%
<i>Equipo Misceláneo</i>	9,00%
<i>Herramientas Mayores</i>	18,00%
<i>Mobiliario y Equipo de Oficina</i>	9,00%
<i>Otros Activos</i>	9,00%
<i>Equipo de Video-avigilancia</i>	9,00%

Fuente: Información de la empresa.

La diferencia expuesta en el gasto por depreciación se debe a las siguientes razones:

- Depuración del año base eliminando los activos totalmente depreciados y cuya vida útil es igual o inferior a cero, datos extraídos del archivo electrónico de Excel “Base de Datos ARESEP Diciembre 2016IE.xlsx
- Adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones.

Estas variaciones inciden y provocan diferencias entre lo propuesto por la Empresa y los cálculos realizados por la IE como se observa a continuación:

**Cuadro N° 14**  
**Sistema de Generación, ESPH**  
**Depreciación**  
**Periodos 2017-2019**  
**(millones de colones)**

<b>Gasto Depreciación Generación</b>				
<b>Año</b>	<b>ESPH, S.A.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
<b>2017</b>	¢203,32	¢174,19	¢29,13	16,72%
<b>2018</b>	¢232,58	¢188,82	¢43,76	23,2%
<b>2019</b>	¢261,93	¢206,83	¢55,10	26,64%

<b>Gasto Depreciación Planta General Asignada</b>				
<b>Año</b>	<b>ESPH, S.A.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
<b>2017</b>	¢28,08	¢18,72	¢9,36	50%
<b>2018</b>	¢29,88	¢18,85	¢11,03	59%
<b>2019</b>	¢30,62	¢19,37	¢11,26	58,13%

Fuente: Información de ESPH, S.A. y ARESEP.

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios de proyección aplicados**

Los criterios utilizados por la Intendencia para proyectar los costos y gastos del servicio de generación son los siguientes:

- ✓ Se observó la variación de los datos incluidos en el formulario “RE-IE-771...” respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas

*cuya justificación de crecimiento tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación.*

- ✓ *Para la proyección de los gastos generales, se utilizaron los porcentajes de inflación de 3,2% y 2,9% para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢574,36 y ¢574,55 por US\$ para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
  - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó ESPH, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos. Se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- ✓ *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual refleja un dato inferior a dicho indicador), se consideró el dato que indica la empresa, siempre y cuando la misma sea de carácter tarifario.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- ✓ *Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*
  - *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a agosto.*
  - *La empresa envió para el periodo 2016 la conciliación de la CCSS y los comprobantes de pago para la validación de SICERE, el cual no presenta diferencias significativas, sin embargo, la empresa no aportó la planilla de cada uno de los meses del 2016 tal y como se solicitó en la información adicional lo que impidió la validación del gasto entre las diferentes actividades y cuentas.*

- *La información base es en relación con el archivo “cuenta personal” de generación y distribución del 2017, proyectando los meses de setiembre a diciembre lo recurrente y no recurrente.*
- *Según información aportada por la empresa se reconoce un 7% de F.R.A.P. del total de remuneraciones, de aguinaldo y salario escolar un 8,33% respectivamente.*
- *En el análisis de prestaciones legales, ESPH envió detalle de retiro del 2018 y 2019 para cada sistema y actividad, insumo utilizado para la estimación de la cuenta, sin embargo, dentro de la cuenta ESPH proyectó un 1% adicional el cual no es reconocido por constituir una provisión.*
- *En la cuenta de capacitaciones faltan justificaciones propias de cada una de las actividades, así como el beneficio o impacto al sistema regulado, y en otras no especifican la obtención del monto estimado, elementos que fueron vinculantes en la proyección del gasto. Es importante mencionar que el respaldo que la empresa aporta en el estudio corresponde a comprobantes (cotizaciones) con más de 3 años de antigüedad.*
- *Para el 2018 y 2019 la incorporación de personal nuevo se clasifico según los datos aportados en el archivo “Gastos extraordinarios Plazas Nuevas-Los Negros 2.xlsx”, información reconocida por esta Intendencia para el 2018 y que se convierte en la base para la proyección del 2019 más inflación.*
- *En algunas partidas como, “Viáticos”, “Servicio de alimentación por capacitación”, entre otras, se reconoce el periodo anterior más inflación considerando la falta de justificación de la empresa.*
- *Para la cuenta de “Cargas sociales” se contemplaron para el total de salarios un 26,33% correspondientes a: CCSS 14,33%, IMAS 0,50%, INA 1,50%, Asignaciones Familiares 5%, BPDC 0,50%, Régimen Obligatorio Pensiones 0,50%, FCL 3% y Cuota INS LPT 1%.*



- *Las cuentas de uso común se clasifican según la asignación enviada por la empresa correspondiendo a distribución un 43,52% y generación un 7,40%, tal como se muestra en la siguiente tabla:*

<b>Negocio</b>	<b>Asignación</b>
Agua Potable	27,82%
Agua Residual	8,27%
Distribución	43,52%
Alumbrado	5,68%
Hídrica	0,72%
Hidrantes	2,02%
Telecomunicaciones	4,57%
Generación	7,40%
	<b>100,00%</b>

**ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:**

- **Operación y mantenimiento, investigación y desarrollo y sociales y ambientales del sistema de generación:**

*A continuación, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:*

✓ **Análisis de “Servicios Contratados”:**

- *Se analizaron los “Servicios contratados” conforme a lo indicado en los criterios generales de proyección, una vez que se depuraron cada una de las partidas, se procedió a ajustar proporcionalmente la pertinencia del gasto a las cuentas denominadas “Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación”, “Costos de operación”, “Costos de mantenimiento”, “Gastos de investigación y desarrollo” y “Gastos sociales y ambientales”, en la misma proporción señalada por el petente en sus hojas de cálculo.*
- *La principal diferencia en la base de proyección de los “servicios contratados” radica en la cuenta regulatoria 5-02-3-04-01-03-00, esto debido a que la empresa sobreestima el año 2017, al considerar el monto promedio mensual ejecutado a agosto 2017, lo multiplica por 12 para obtener el anual y lo suma al acumulado a agosto 2017, esto para un total de 20 meses. Sobre esta base se proyectan los años 2018 y 2019. Para los efectos la IE considera el monto real ejecutado y*

*proyecta la diferencia para un total de 12 meses, con los indicadores económicos citados en los criterios generales de proyección.*

- *La cuenta regulatoria 5-02-3-04-01-03-00, contiene un 32,93% de la cuenta contable 600-010-150-002-000-000 “Mantenimiento de Equipo”, en esta última se identificaron gastos de naturaleza no recurrente por la suma de ¢9,98 millones para el periodo 2017, por lo tanto, no se incluyen en la proyección de los años 2018 y 2019.*
  - *La cuenta regulatoria 5-02-3-01-02-03-00, contiene un 10,39% de las cuentas contables “Servicios de alimentación” y “Servicios profesionales”, así como un 21,37% de la cuenta “Mantenimiento de equipo”. En estas se identificaron gastos de naturaleza no recurrente que no forman parte de la base de proyección.*
  - *Los “Gastos generales y de administración aplicados” se asignaron conforme a la estructura de los gastos administrativos que se identifican con las cuentas 5-04-1... hasta el cuarto nivel, por lo que la distribución incide en los saldos de las partidas regulatorias, como ejemplo los saldos no se reflejan en el nivel 5, como es el caso de la partida 5-04-1-02-03-00-00 de “servicios contratados”, el análisis de los gastos administrativos se desarrolla en su respectivo apartado.*
  - *Los servicios contratados que forman parte de los gastos operativos del sistema de generación ascienden a las sumas de ¢266,91 y ¢279,58 millones para los años 2018 y 2019 respectivamente.*
- ✓ **Análisis de “Materiales”:**
- *La principal diferencia radica en las cuentas regulatorias 5-02-3-01-01-02-00 y 5-02-3-01-02-02-00, ya que por error ESPH invirtió los saldos de las partidas que forman parte de los mantenimientos correctivos y preventivos.*
  - *La cuenta regulatoria 5-02-3-01-01-02-00 contiene un 59,96% de la cuenta contable 600-010-070-003-000-000 “Materiales de Papelería y Útiles de Oficina” en la cual se determinó gastos de naturaleza no recurrente.*
  - *Los “Gastos generales y de administración aplicados” se asignaron conforme a la estructura de los gastos administrativos que se identifican*

con las cuentas 5-04-1... hasta el cuarto nivel, por lo que la distribución incide en los saldos de las partidas regulatorias. ESPH asignó una porción de estos gastos a la partida 5-05-2-02-00-00-00, sin embargo, esta partida no forma parte de los costos administrativos, por lo que no se incorpora dentro de la proyección.

- Los materiales que forman parte de los gastos operativos del sistema de generación ascienden a las sumas de ¢59,56 y ¢131,17 millones para los años 2018 y 2019 respectivamente.
- **Análisis de “Alquileres”:**
  - Dentro de la cuenta “Alquileres” el principal componente del gasto corresponde al arrendamiento del P.H. Los Negros II, que se explica a continuación:

Para efectos del Proyecto Hidroeléctrico Los Negros II, la entidad remitió el archivo “#1 Estruct Fideicomiso PHLN2.doc” en el cual cita las posibles fuentes de financiamiento del proyecto y formula un escenario que utiliza el mecanismo de arrendamiento operativo en dólares (donde una entidad financiera actúa como Fiduciario y arrienda por un plazo de 168 meses a la ESPH). En la estructura de costos de la empresa para los años 2018 y 2019, el arrendamiento de este proyecto representa un 69% y 61% del total de los costos, respectivamente.

ESPH fundamenta su escenario en la NIC 17, donde se definen todos los indicadores de situaciones que llevan a un arrendamiento operativo. Sin embargo, dicha norma será derogada a partir de enero del año 2019 con la entrada en vigencia de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual refiere al tratamiento de los arrendamientos operativos tal como se describe a continuación:

#### **“Arrendatarios**

**C5** Un arrendatario aplicará esta Norma a sus arrendamientos:

(a) de forma retroactiva a cada periodo sobre el que se informa anterior presentado, aplicando la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores; o (b) **retroactivamente con el efecto acumulado de la aplicación inicial de la Norma** reconocido en la fecha de aplicación inicial, de acuerdo con los párrafos C7 a C13.

**C6** **Un arrendatario aplicará la alternativa descrita en el párrafo C5 de forma congruente a todos los arrendamientos en los que sea arrendatario.**

C7 Si un arrendatario opta por aplicar esta Norma de acuerdo con el párrafo C5(b), no reexpresará la información comparativa. En su lugar el arrendatario **reconocerá el efecto acumulado de la aplicación inicial de esta Norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según proceda) en la fecha de aplicación inicial.**

### **Arrendamientos anteriormente clasificados como arrendamientos operativos**

C8 Si un arrendatario opta por aplicar esta Norma de acuerdo con el párrafo C5(b):

(a) **Reconocerá un pasivo por arrendamiento en la fecha de aplicación inicial para los arrendamientos anteriormente clasificados como un arrendamiento operativo** utilizando la NIC 17. El arrendatario medirá ese pasivo por arrendamiento al valor presente de los pagos por arrendamiento restantes, descontados usando la tasa incremental por préstamos del arrendatario en la fecha de aplicación inicial.

(b) **Reconocerá un activo por derecho de uso en la fecha de aplicación inicial para los arrendamientos anteriormente clasificados como un arrendamiento operativo** utilizando la NIC 17. El arrendatario optará, arrendamiento por arrendamiento, por medir el activo por derecho de uso: (...)"

Mediante oficio 039- IE-2018 la IE requirió información sobre el tratamiento de los arrendamientos, específicamente lo citado en el punto III, que indica:

"(...)

2. Explicar la implicación del tratamiento contable de los arrendamientos existentes, sobre la solicitud tarifaria del periodo 2019 con la entrada en vigencia de la NIIF 16 de "Arrendamientos", remitir los ajustes derivados de su implementación en las cuentas de balance."

ESPH presentó la siguiente explicación:

"En resumen, la NIIF 16 "Arrendamientos" señala en cuanto al activo que en la fecha de comienzo el arrendatario reconocerá un activo por derecho de uso, posteriormente este activo se podrá medir aplicando el método de costo o el modelo de revaluación de la NIC 16, Propiedad, Planta y Equipo; en cuanto al pasivo se reconocerá el valor del pasivo por el arrendamiento al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de inicio. (...)

Lo señalado anteriormente, implica que en la sección del balance de Situación correspondiente a Activos no Corrientes será incluida la partida correspondiente a Activos en Derecho de Uso (Arrendamientos), en la cual serán representados

los importes de los activos adoptados bajo esta figura, el detalle de estos y control se realizará a través de la aplicación “Modulo de Activos Fijos”. De la misma manera se incorporará una partida en la sección de Pasivo a Largo Plazo y Pasivo a Corto Plazo, correspondiente al endeudamiento por arrendamiento. Adicionalmente, se deberá habilitar la partida correspondiente al Gasto por la Amortización de Activos en Arrendamiento y la partida de Amortización Acumulada de Activos en Arrendamiento.

En las partidas de Balance los ajustes resultantes de la incorporación de la NIIF 16 básicamente serían los siguientes:

	Debe	Haber
Activos por Derecho de Uso	xxx	
Efectos por pagar a Largo Plazo		Xxx
Efectos por pagar a Corto Pazo		Xxx
Registro Inicial a valor presente del activo por derecho de uso, (Arrendamiento) de conformidad a la NIIF 16 que entra en vigencia a partir de enero 2019.		

Se aclara que la determinación del importe del activo por derecho de uso según párrafo 24 NIIF 16, (2006 hasta diciembre 2018) está en proceso de valoración (...).”

Asimismo, esta Intendencia solicitó para el caso específico del Proyecto Hidroeléctrico Los Negros II en el punto 8 de la información adicional, lo siguiente:

- a. Indicar las cuentas que se afectarán con la incorporación de P.H. Los Negros II, explicar el tratamiento contable de este proyecto conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (que sirve de base para la preparación de sus estados financieros).
- e. Justificar los gastos extraordinarios para los Negros II, ya que vienen para los años 2013 a 2015 y no refleja el gasto para los periodos sujetos a estudio.

El petente respondió:

“El tratamiento contable que se efectuará con la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico los Negros II, será el que se establece en las Normas Internacionales de Información Financiera, específicamente la NIIF 16 Arredramientos. Cuando se inicie la operación, se deberá reconocer el o los activos por derecho de uso e igualmente el pasivo a largo y corto plazo. De conformidad a la NIIF 16 se establece que, en la fecha de inicio, el arrendatario medirá el pasivo por el valor presente de los pagos futuros comprometidos, y se

*descontará utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, en el caso que pueda determinarse con facilidad. Si esto no fuera así se utilizará la tasa incremental de préstamos de la empresa, que podrá ser aquel tipo de interés al que el arrendatario podría financiarse en mercado para una operación de vencimiento y riesgo similar.*

*(...) Los gastos extraordinarios para los Negros II fueron incorporados como parte de la operación de la Planta y forman parte de los costos totales de Generación indicados en el archivo con la dirección electrónica Capítulo 7- Análisis financiero\7.2 Justificación de gastos, específicamente en el formulario IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación.”*

*Pese a lo citado, el petente en su solicitud de ajuste tarifario incluyó en los periodos sujetos a estudio el arrendamiento operativo del PH Los Negros II.*

*Para la Intendencia no es factible determinar el valor del activo por derecho de uso, esta información no fue suministrada por ESPH; así las cosas, para efectos de esta fijación tarifaria se incluyó el monto del arrendamiento, en el entendido que dentro del proceso de liquidación tarifaria, la empresa deberá demostrar la correcta aplicación contable de la normativa vigente (NIIF's), así como los montos implícitos en la cuota de arrendamiento; una vez que se valide esa información se procederá a realizar los ajustes en las tarifas producto de la liquidación correspondiente.*

*Los montos que se incluyeron por concepto de “arrendamiento del P.H. Los Negros II” en la cuenta No. 5-02-2-01-04-00-00 “Alquileres” que conforma los “Costos de Operación” ascienden a ¢6 509,81 millones y ¢7 811,78 millones para los años 2018 y 2019, respectivamente.*

*Los alquileres para los años 2018 y 2019 ascienden a los montos de ¢8 432,24 y ¢9 787,12 millones, respectivamente.*

**✓ Análisis de “Gastos Financieros”:**

*Se excluyó de los “Gastos financieros” los costos de las operaciones crediticias que mantiene la entidad con las entidades bancarias, esto por cuanto el costo financiero de esta naturaleza no forma parte del COMA según la metodología tarifaria vigente. Los montos incluidos por este concepto ascienden a ¢21,75 y ¢22,39 millones, para los años 2018 y 2019, respectivamente.*

*El total de gastos asignados al sistema de generación (excepto los administrativos y las depreciaciones) ascienden a los montos de ¢10 016,18 y ¢11 547,06 millones para los años 2018 y 2019, en el mismo orden citados.*

✓ **Gastos por partidas amortizables e intangibles:**

Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ESPH en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de amortización para el sistema de distribución, generación y administración, indicando descripción de la licencia, fecha de adquisición, monto, tiempo de vigencia, entre otros.

Se excluyo de la proyección los que ya habían alcanzado su vida útil y se reconocieron únicamente los meses por amortizar en el 2018 y 2019 según características de cada licencia.

En las adquisiciones del 2018 y 2019 se excluyeron el mantenimiento para que fuese analizado en la cuenta de gasto correspondiente, adicionalmente se excluyeron algunas licencias donde ESPH no justificó razonablemente su adición repitiendo las cotizaciones y especificaciones de otras del mismo periodo. A las adquisiciones se consideró una vida útil de 3 años ante la omisión, por parte de la empresa regulada, de indicar dicha vida.

Los porcentajes de distribución enviados por ESPH para el negocio de administración son los siguientes:

<b>Negocio</b>	<b>Asignación</b>
Agua Potable	27,82%
Agua Residual	8,27%
Distribución	43,52%
Alumbrado	5,68%
Hídrica	0,72%
Hidrantes	2,02%
Telecomunicaciones	4,57%
Generación	7,40%
	<b>100,00%</b>

Con todo lo anterior el monto a reconocer por amortización de software y licencias es de ¢10,24 millones para el 2018 y ¢7,80 millones para el 2019.

✓ **Gastos administrativos:**

Se analizaron las partidas del segmento de administración considerando los siguientes aspectos:

- ✓ El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a agosto.

- ✓ En los parámetros económicos utilizados se proyecta un crecimiento de la variación anual promedio de un 3,02% para el 2018 y un 2,92% para el 2019, y el tipo de cambio al día de la audiencia pública.

Dentro de la carpeta “7.2.3 Metodología y criterios dist gastos comunes” la empresa envía el detalle de la cuenta de materiales, alquileres, limpieza, vigilancia, servicios contratados, entre otros, los cuales son la base para la proyección, para los meses de setiembre a diciembre y los años para los cuales se está solicitando tarifa.

- ✓ Dentro de la carpeta “7.6 Gastos Extraordinarios” la empresa aporta el archivo “Resumen Gastos Extraordinarios PG.xlsx”, con las diferentes hojas de trabajo que sustentan las variaciones, la cual es la base de los nuevos gastos a proyectar para el periodo 2018 y 2019, vale mencionar que a nivel de prosa muchas cuentas no cuentan con justificaciones razonables que sustenten el gasto.
- ✓ Los gastos extraordinarios para el 2018 y 2019 se asignaron según la clasificación de cuentas de uso común enviada por la empresa correspondiendo a distribución un 43,52% y generación un 7,40%.

✓

<b>Negocio</b>	<b>Asignación</b>
Agua Potable	27,82%
Agua Residual	8,27%
Distribución	43,52%
Alumbrado	5,68%
Hídrica	0,72%
Hidrantes	2,02%
Telecomunicaciones	4,57%
Generación	7,40%
	<b>100,00%</b>

Con todo lo anterior el gasto de administrativo generación reconocido por esta Intendencia es de ¢487,14 millones para el 2018 y ¢490,55 millones para el 2019, de ¢455,12 y ¢455,61 millones que solicito ESPH respectivamente, donde la principal variación se encuentra en el canon de agua, el monto estimado por la empresa es de ¢108,5 y ¢111,8 millones para el 2018 y 2019, mientras que el monto de la Aresep es relación al oficio DA-0865-2017 de la Dirección de Agua



del Ministerio de Ambiente y Energía donde estiman ¢151,9 millones para el 2018 y ¢158 millones para el 2019.

✓ **Seguros:**

Para la estimación de la cuenta se utilizó como base el detalle de las pólizas aportadas por ESPH, asignando porcentualmente por actividad y cuentas de contabilidad regulatoria según los porcentajes estipulados por la empresa.

Por otro lado, se identificaron aquellas pólizas que pertenecen a un área específica y se distribuyeron de acuerdo con el porcentaje de participación de cada proyecto y cuenta. Adicionalmente se actualizaron los parámetros económicos según los estimados para el presente estudio tarifario. De acuerdo con lo anterior se incorporó para el 2018 y 2019 al sistema de generación ¢116,40 millones y ¢119,80 millones, respectivamente, y para el negocio 06 administrativo se reconoció ¢0,43 millones y ¢0,45 millones respectivamente.

✓ **Servicio de regulación**

Es calculado conforme a la publicación en la gaceta del 18 de octubre del 2017, alcance N°248, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2018 y proyectando un crecimiento de la variación anual promedio de un 2,92%.

Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación y alumbrado público, según metodología vigente, considerándose la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales, según los estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2016 correspondiendo a 87,92%, 9,31% y 2,78% respectivamente.

**Cuadro N° 15**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Calculo del canon de regulación, 2018**  
**Millones de colones**

<b>Servicio</b>	<b>Monto 2018</b>	<b>Monto 2018 millones</b>	<b>Monto 2019 millones</b>	<b>Ingresos (millones de colones) ER Integrales 2016</b>	<b>Partic. Porcentual</b>
Distribución	53.254.484,04	53,25	54,81	43.173.741.349,00	87,92%
Generación	5.638.057,61	5,64	5,80	4.570.808.360,00	9,31%
Alumbrado Público	1.681.891,35	1,68	1,73	1.363.519.775,00	2,78%
<b>Total</b>	<b>60.574.433,00</b>	<b>60,57</b>	<b>62,34</b>	<b>49.108.069.484,00</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Alcance Gaceta No. 248 publicada el 18-10-2017 y los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2016.

<b>Aresep: CANON DE REGULACIÓN 2018 SEGÚN ALCANCE GACETA No. 248</b>	
<b>(colones)</b>	
<b>Canon de Regulación</b>	<b>64.636.356,00</b>
<b>Canon de Calidad</b>	<b>(4.061.923,00)</b>
<b>Total del Canon</b>	<b>60.574.433,00</b>

✓ **Canon de Aguas**

*Corresponde al pago por concepto de canon de aprovechamiento de aguas destinado al uso para generación eléctrica se encuentra establecido mediante el Decreto N 32868-MINAE.*

*Según oficio DA-0865-2017 del 18 de agosto de 2017 remitido por la Dirección de agua del MINAE, para el 2018 a ESPH le corresponde cancelar ¢152 millones y para el 2019 ¢158.08, de ¢108.54 y ¢111.79 para el 2018 y 2019 solicitado en la petición tarifaria por el petente.*

**iii. Análisis de resultados:**

*En los siguientes cuadros se presentan los resultados obtenidos del análisis de la petición tarifaria propuesta por la ESPH para su servicio de generación. El gasto más representativo para los periodos 2018 y 2019 corresponde al "Costo de Operación", dado que este contiene el arrendamiento operativo del P.H. Los Negros II.*

*En estos cuadros se observan que el total de costos y gastos se redujeron en un 6% y 4% respecto a los propuestos por la petente para los años 2018 y 2019 respectivamente, tal y como se muestra a continuación:*

**Cuadro N° 16**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Resumen de costos y gastos de operación**  
**Periodo 2018**  
**(millones de colones)**

Costos	2018				
	ESPH	ARESEP	Δ ¢	Δ %	Peso
Costos de operación y mantenimiento asociados a	384,95	389,14	4,19	1%	-1%
Costos de operación (Sin P.H. Los Negros II)	2.075,52	2.033,77	(41,75)	-2%	6%
Arrendamiento P.H. Los Negros II	6.509,81	6.509,81	0,00	0%	0%
Costos de mantenimiento	954,67	933,47	(21,20)	-2%	3%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asoc	455,12	487,14	32,02	7%	-4%
Gastos de investigación y desarrollo	135,86	127,83	(8,04)	-6%	1%
Gastos sociales y ambientales	5,46	0,40	(5,06)	-93%	1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al co	681,88	617,92	(63,96)	-9%	9%
Gastos financieros	617,95	21,75	(596,20)	-96%	84%
<b>Total de costo y gastos</b>	<b>11.895,11</b>	<b>11.181,16</b>	<b>(713,95)</b>	<b>-6%</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

**Cuadro N° 17**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Resumen de costos y gastos de operación**  
**Periodo 2019**  
**(millones de colones)**

Costos	2019				
	ESPH	ARESEP	Δ ¢	Δ %	Peso
Costos de operación y mantenimiento asociados a	411,05	406,19	(4,87)	-1%	1%
Costos de operación (Sin P.H. Los Negros II)	2.087,81	2.108,22	20,40	1%	-4%
Arrendamiento P.H. Los Negros II	7.811,78	7.811,78	0,00	0%	0%
Costos de mantenimiento	1.018,07	1.066,41	48,35	5%	-8%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asoc	455,61	490,55	34,94	8%	-6%
Gastos de investigación y desarrollo	139,94	131,66	(8,28)	-6%	1%
Gastos sociales y ambientales	5,32	0,42	(4,91)	-92%	1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al co	696,91	644,72	(52,20)	-7%	9%
Gastos financieros	618,56	22,39	(596,17)	100%	104%
<b>Total de costo y gastos</b>	<b>13.324,42</b>	<b>12.748,74</b>	<b>(575,68)</b>	<b>-4%</b>	<b>100%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Como se puede observar la cuenta de mayor impacto en la diferencia corresponde a los gastos financieros ya que se excluyó de éstos los costos de las operaciones crediticias que mantiene la entidad con las entidades bancarias, esto por cuanto el costo financiero de esta naturaleza no forma parte del COMA según la metodología tarifaria vigente.

#### **iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, se concluye que el servicio de generación que presta la ESPH requiere ingresos por ¢10 601,9 y ¢12 500,9 millones para los periodos 2018 y 2019 respectivamente, por concepto de ventas de energía, lo que representa un incremento en la tarifa del sistema de generación del 9,28% y 11,42% para los periodos 2018 y 2019, en el mismo orden citados, esto respecto a la tarifa vigente, el cual entraría a regir el 1 de abril del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo<sup>6</sup> del 1,53% en el año 2018 y 6,77% en el periodo 2019 (el primero ajustado por plazo correspondientes a 9 meses).*

### **III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA**

*El ajuste propuesto en las tarifas del sistema de generación que presta ESPH se explica principalmente por las siguientes razones:*

- 1. Gastos financieros: la partida que tiene mayor influencia en las diferencias de los costos y gastos de los años 2018 y 2019, según cálculos realizados por ESPH y por Aresep, corresponde a los gastos financieros, ya que se excluyeron de éstos, por parte de Aresep, los costos de las operaciones crediticias que mantiene la entidad con las entidades bancarias, esto por cuanto el costo financiero de esta naturaleza no forma parte del COMA según la metodología tarifaria vigente.*
- 2. Planta Hidroeléctrica Los Negros II: se procedió a incorporar el arrendamiento operativo de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, por un monto de ¢6 509,81 millones para el 2018 y ¢7 811,78 millones para el 2019, representando un 68% y 61% de los costos totales del sistema de generación que presta ESPH.*
- 3. Capital de trabajo: dado que no existen cuantas por cobrar en el sistema de generación, no se registra capital de trabajo para los años en estudio. La petente estimó un capital de trabajo para cada uno de los años señalados de ¢1 351,23 millones*

---

<sup>6</sup> El rédito para el desarrollo corresponde al estimado con la metodología vigente WACC para el año 2018.

#### IV. ESTRUCTURA TARIFARIA

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ESPH-Generación, debe ajustarse con un aumento del 9,28% a partir del primero de abril del 2018 y de 11,42% para el 2019, de tal manera que permita compensar el aumento en los costos propios de la empresa.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-010-2016 publicada en el Alcance Digital N°52 en Gaceta N° 47 del 07 de marzo del 2017 (columna 1).

Se mantiene la estructura monómica y de segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación (columna 2 y columna 3).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios por periodo horario:

**Cuadro N° 18**  
**Sistema de generación, ESPH**  
**Estructura de costos del sistema de generación 2018 y 2019.**

	<i>Columna 1</i>	<i>Columna 2</i>	<i>Columna 3</i>
<b>ESPH</b> <b>Sistema de generación</b>	<i>Estructura vigente a partir del 1-abril-2017 (RIE-010-2017)</i>	<i>Estructura propuesta a partir del 1-abril-2018 hasta 31 de diciembre 2018</i>	<i>Estructura propuesta a partir del 1 de enero de 2019</i>
► <b>Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta cada kWh	58,04	63,43	64,67
Periodo Valle cada kWh	43,33	47,35	48,28
Periodo Noche cada kWh	28,41	31,05	31,65

[...]

#### VI. CONCLUSIONES:

1. ESPH solicitó un ajuste del 16,78% y de 9,74% para los años 2018 y 2019, respectivamente, en la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de abril del 2018.
2. Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos para el año 2018 y 2019, ¢ 713.95 millones y ¢575.68 millones, respectivamente, donde sobresalen los gastos financieros por ¢596.2 millones y ¢596.17 millones en ese mismo orden.

3. *Se procedió a incorporar el arrendamiento operativo de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, por un monto de xxx para el 2018 y xxx para el 2019, representando un 68% y 61% de los costos totales del sistema de generación que presta ESPH.*
4. *En la presente solicitud tarifaria, presentada por el petente el 8 de diciembre de 2017, no se incluyó la liquidación tarifaria del período 2017, que en todo caso debe tramitarse de conformidad con lo establecido en la metodología vigente.*
5. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone ajustar las tarifas del sistema de generación que presta ESPH para los años 2018 y 2019, sobre la base sin combustibles, en un 9,28% y en un 11,42%, respectivamente, el cual regirá a partir del 1 de abril del 2018.*

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 0312-IE-2018 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

**1) María Elena Durán López, cédula de identidad 1-0633-0667:**

*Indica la oponente que es comerciante y que trabaja con PYMES y que, a pesar de estar consciente en la necesidad de incrementar las tarifas, siente que el aumento del 36%, según sus cálculos, se está haciendo de una forma acelerada y que se sentiría menos el golpe si se hiciera en un plazo un poquito mayor, ya que no todas las personas, negocios y las industrias estarían preparadas económicamente para hacerle frente a un monto tan alto. Por lo tanto, propone que se considere hacerlo en un plazo un poquito mayor para que esa inversión, que siempre es necesario mejorar, para que los servicios también sean buenos.*

*Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior es responsabilidad de esta Autoridad velar porque se cumpla el principio de "servicio al costo" y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.*

*En función de lo anterior, se agradece la participación de la oponente.*

**2) Ronald Villalobos Segura, cédula de identidad 4-0108-0344:**

*Indica que es director de ESPH y que sabe del trabajo que hacen sus compañeros y compañeras, que son necesarios los aumentos, pero está representando al sector comercio que se ve muy golpeado con ese aumento bastante alto, por lo que solicita a ESPH y a la Aresep a hacer un análisis correspondiente y verificar un poco más a ver si le hacemos punta al lápiz a las nuevas tarifas.*

*Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. En función de lo anterior, es responsabilidad de esta Autoridad velar porque se cumpla el principio de "servicio al costo" y por consiguiente excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.*

*Se agradece la participación por parte del oponente.*

**3) Luis Diego Cascante Cruz, cédula de identidad 2-0379-0290:**

*Indica el oponente que está en contra de las dos propuestas, básicamente en tres aspectos:*

- 1. El propósito de una audiencia es que los usuarios tengamos acceso a la solicitud detalladamente, en este caso, se hace omisión a eso y no se nos da el expediente completo, entonces no podemos estudiar la propuesta.*
- 2. La presentación de la funcionaria de la Empresa de Servicios Públicos fue parcialmente ilegible, lo cual reitera mi posición de que nos deja en indefensión.*
- 3. Como vecino de la comunidad de Mercedes Norte, específicamente en Monte Bello, debo manifestar que el servicio es deficiente, ya que todas las semanas en esa comunidad, por lo menos una vez a la semana, la electricidad se va, un período pequeño, pero por lo menos una vez a la semana.*

*En relación con los aspectos indicados por el oponente, se le informa lo siguiente:*

1. *Que el estudio tarifario, para su debida presentación, debe estar debidamente justificado, por lo que corresponde a la IE velar porque la información entregada sea suficiente para realizar un análisis técnico que permita realizar un ajuste tarifario, de acuerdo con lo establecido en la metodología vigente. Por tanto, se le indica al oponente que dicha información fue presentada y estuvo a disposición de los usuarios, tanto a nivel digital (dirección en la web [http://apps2.aresp.go.cr/SINDI/Views/Et\\_estudioTarifario.aspx#](http://apps2.aresp.go.cr/SINDI/Views/Et_estudioTarifario.aspx#)) como físico (ver expediente ET-077-2017 folio 89, ET-078-2017 folio 91).*
2. *En relación con este punto, el oponente es omiso en indicar del porque la presentación es “parcialmente ilegible” y no detalla ni precisa la justificación de su argumento, por ejemplo no indica si se refiere a si la letra en la presentación era ilegible, si hacía referencia al tono de voz de la exponente, si la propuesta no era congruente con lo publicado, etc. Por lo anterior no es posible para esta Intendencia hacer una valoración específica de lo alegado en este punto.*

*No obstante lo anterior, se le hace saber al oponente que la presentación, en la audiencia pública, por parte de ESPH, estuvo fundamentada en la información contenida en el expediente administrativo el cual, como se indicó en el punto anterior, se puso a disposición de los administrados desde la publicación de dicha audiencia en los periódicos de circulación nacional y en el diario oficial La Gaceta. En este sentido cabe indicar que la convocatoria a la audiencia pública fue publicada el día 18 de enero de 2018, o sea a más de un mes de la presentación de la misma, lo anterior al amparo del artículo 36 de la Ley 7593. En virtud de lo anterior, al habersele garantizado a los participantes la debida participación en los términos indicados en el ordenamiento jurídico, y al haber tenido acceso las partes al expediente administrativo con antelación a la celebración de la audiencia pública, no se considera que se le haya causado indefensión al oponente.*

3. *En relación con este punto se le hace saber al oponente que, en caso de existir problemas en la calidad y continuidad del servicio eléctrico prestado por ESPH, está en todo su derecho de presentar la queja respectiva ante la Dirección General de Atención al Usuario.*

#### **4) Orlando Blanco Sánchez, cédula de identidad 5-0190-0118:**

*Indica el oponente que tiene una carnicería y que representa a todos los carniceros de Heredia, y que por el alto consumo de electricidad que ellos tienen el aumento va a ser un golpe muy fuerte y que se opone por que la competencia con las cadenas de supermercados y grandes empresas transnacionales los tienen amarrados ya que este incremento afecta el costo operativo y por*



*consiguiente las utilidades, y que existen detallistas que están cerrando por la necesidad de competir con las grandes cadenas.*

*Por otro lado considera muy importante lo que es la energía eléctrica para su actividad, sin ella prácticamente no existiría y que se debe fortalecer a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia para que pueda brindarnos el mejor servicio que pueda hacer, pero, sí considera que la información que se dio en la audiencia es muy pequeña, o sea, no puede tomar una posición realmente porque en la actualidad lo que estamos viendo en los costos operativos es que se elevan muchos costos que a veces no son tan necesarios y ahora no podemos especificarlos porque la información no está al tanto para poderlo hacer y que le hagamos punta al lápiz para que esos gastos operativos ojalá se puedan bajar y así no vernos obligados a pagar más por ese kilowatt de corriente.*

*Al respecto, se le indica al oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior, es responsabilidad de esta Autoridad velar por que se cumpla el principio de “servicio al costo” y por consiguiente excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.*

*Se agradece la participación por parte del oponente.*

**5) Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, cédula de identidad 1-0399-0262:**

*Indica el oponente que en generación el incremento solicitado en los ingresos guarda relación con el aumento solicitado en gastos del sistema para el año 2018. Sin embargo, cuando se contrasta eso con la producción real, la producción propia de ESPH sube un 82% en 2018 pero los costos de operación un 309% el cual consideran no es apropiado o requiere una justificación muy clara. Por otro lado, considera la oponente que la diferencia entre el precio de compra de energía al ICE y el costo de producir propio resulta casi indiferente. Solicitan a la Aresep revisar las razones por las cuales un aumento en la producción de un 82% provoca un aumento de un 309% en los costos de operación y de 144% en los costos totales, además de no encontrar aumentos en la demanda que justifiquen el aumento en los costos.*

*En el caso de distribución, les llama la atención la disminución en las compras al ICE y el aumento en sus compras propias, lo que distorsiona los aumentos en costos de compras del sistema de distribución y obliga a solicitar un ajuste superior al 16%, el cual es alto si se compara con un parámetro como la inflación de los últimos años o la esperada para el 2018. Por otro lado analiza el efecto del aumento para las industrias servidas en media tensión, donde la ventaja que siempre han obtenido éstas con los precios de ESPH, con el aumento solicitado se ve totalmente eliminada y más bien pasa a ser más cara que el ICE, por lo que solicitan rechazar la solicitud de aumento, en especial lo relativo a la tarifa de media tensión y en general en la tarifa industrial pues por el volumen de compra y por recibir la electricidad en media tensión deberían tener una tarifa que considera que genera menos costos al sistema de distribución como en generación. Un ajuste superior al 16% es muy fuerte y distorsiona la tarifa que se paga a ESPH con respecto a las del ICE.*

*Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria tramita conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior, la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por que se cumpla el principio de “servicio al costo” y, en este contexto, la potestad de excluir gastos desproporcionados, no justificados y que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE [...].*

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de generación que presta ESPH a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019, tal y como se dispone;

**POR TANTO  
EI INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de generación que presta la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (*ESPH*), a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019, de la siguiente manera:

<b>ESPH Sistema de generación</b>	<b>Rige a partir del 1-abril-2018 al 31-dic-2018</b>	<b>Rige a partir del 1-enero-2019</b>
<b>► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
Periodo Punta                      cada kWh	63,43	64,67
Periodo Valle                        cada kWh	47,35	48,28
Periodo Noche                      cada kWh	31,05	31,65

- II. Se le indica a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (*ESPH*), que en un plazo máximo de dos meses deberá de presentar la liquidación tarifaria del periodo 2017, con sus respectivas justificaciones y el efecto tarifario, para valoración de la Intendencia de Energía.
- III. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Mario Mora Quirós, Intendente de Energía.—1 vez.—O. C. N° 9006-2018.—Solicitud N° 025-2018.—( IN2018228710 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RIE-026-2018 a las 9:09 horas del 15 de marzo de 2018**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS  
PÚBLICOS DE HEREDIA (ESPH) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

**ET-078-2017**

**RESULTANDO:**

- I. Que mediante la Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Ley N° 7789 del treinta de abril de 1998, la cual en su artículo 5 y 6 inciso le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II. Que el 8 de diciembre del 2017, mediante el oficio GG-707-2017, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 01 al 05).
- III. Que el 15 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2009-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno a ESPH el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 95 al 100).
- IV. Que el 19 de diciembre del 2017, mediante el oficio GG-725-2017, ESPH presentó la información solicitada por medio del oficio 2009-IE-2017 (folios 92 al 93).
- V. Que el 22 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2070-IE-2017, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por ESPH (folios 106 al 109).
- VI. Que el 22 de diciembre del 2017, mediante el oficio 2071-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por ESPH para el servicio de distribución de electricidad (folios 101 al 104).

- VII.** Que el 18 de enero del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 9 (folios 132 al 134).
- VIII.** Que el 18 de enero del 2018, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 135 al 136).
- IX.** Que el 22 de enero del 2018, mediante el oficio 040-IE-2018, la IE le solicitó a ESPH aclaración y detalle de la información aportada (folios 139 al 145).
- X.** Que el 24 de enero del 2018, mediante el oficio GG-047-2018, ESPH solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 040-IE-2018 (folio 147).
- XI.** Que el 26 de enero del 2018, mediante el oficio 66-IE-2018, la IE otorgó prórroga solicitada mediante el oficio GG-047-2018 (folios 155 al 157).
- XII.** Que el 1 de febrero del 2018, mediante el oficio GG-066-2018, ESPH presentó, la información solicitada por medio del oficio 040-IE-2018 (folios 158 al 176).
- XIII.** Que el 2 de febrero de 2018, mediante el oficio 436-DGAU-2017/40712 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 207 al 208).
- XIV.** Que el 13 de febrero del 2018 a las 17:30 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 19 de febrero del 2018 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 706-DGAU-2018/43389), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 4-2018 (oficio 705-DGAU-2018/43388). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: María Elena Durán López cédula 1-0633-0667, Ronald Villalobos Segura cédula 4-0108-0344, Luis Diego Cascante Cruz cédula 2-0379-0290, Orlando Blanco Sánchez cédula 5-0190-0118 y Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 1-0399-0262.
- XV.** **Que** el 13 de marzo de 2018, mediante el informe técnico 0313-IE-2018, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otros asuntos, fijar las tarifas del sistema de distribución que presta ESPH a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019.

## **CONSIDERANDO:**

- I. Que del oficio 0313-IE-2018, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## **II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

### **1. Solicitud tarifaria**

*Según la información aportada por ESPH y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica, según el siguiente detalle:*

**Cuadro N° 1**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Tarifa vigente y propuesta**

Del 1 de abril al 31 de diciembre del 2018

Tarifa	Vigente	Propuesta	Variación absoluta	Variación porcentual
<b>Residencial</b>				
Bloque de 0 a 30 kWh, cargo fijo	₡1.932,60	₡2.231,70	₡299,10	15,47%
Bloque de 31 a 200 kWh, cada kWh	₡64,42	₡74,39	₡9,97	15,47%
Bloque de 201 y más, Por cada kWh adicional	₡83,29	₡96,18	₡12,89	15,47%
<b>Comercio y servicios</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₡88,84	₡102,58	₡13,74	15,47%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₡81.149,50	₡93.703,50	₡12.554,00	15,47%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₡8.114,95	₡9.370,35	₡1.255,40	15,47%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₡149.940,00	₡173.130,00	₡23.190,00	15,47%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₡49,98	₡57,71	₡7,73	15,47%
<b>Industria</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₡88,84	₡102,58	₡13,74	15,47%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₡81.149,50	₡93.703,50	₡12.554,00	15,47%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₡8.114,95	₡9.370,35	₡1.255,40	15,47%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₡149.940,00	₡173.130,00	₡23.190,00	15,47%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₡49,98	₡57,71	₡7,73	15,47%
<b>Preferencial</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₡64,42	₡74,39	₡9,97	15,47%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₡69.333,00	₡80.059,00	₡10.726,00	15,47%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₡6.933,30	₡8.005,90	₡1.072,60	15,47%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₡133.290,00	₡153.900,00	₡20.610,00	15,47%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₡44,43	₡51,30	₡6,87	15,47%
<b>Media Tensión (A)</b>				
<u>Por consumo de potencia</u>				
Punta	₡9.861,88	₡11.387,54	₡1.525,66	15,47%
Valle	₡6.852,23	₡7.912,29	₡1.060,06	15,47%
Nocturno	₡4.566,66	₡5.273,13	₡706,47	15,47%
<u>Por consumo de energía</u>				
Punta	₡58,86	₡67,97	₡9,11	15,47%
Valle	₡29,98	₡34,62	₡4,64	15,47%
Nocturno	₡24,42	₡28,20	₡3,78	15,47%
<b>Tarifa de acceso</b>	₡13,30	₡14,56	₡1,26	9,51%

**A partir del 1 de enero del 2019**

Tarifa	Vigente	Propuesta	Variación absoluta	Variación porcentual
<b>Residencial</b>				
Bloque de 0 a 30 kWh, cargo fijo	₪1.901,40	₪2.050,20	₪148,80	7,82%
Bloque de 31 a 200 kWh, cada kWh	₪63,38	₪68,34	₪4,96	7,82%
Bloque de 201 y más, Por cada kWh adicional	₪81,95	₪88,36	₪6,41	7,82%
<b>Comercio y servicios</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₪87,41	₪94,24	₪6,83	7,82%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₪79.840,10	₪86.082,00	₪6.241,90	7,82%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₪7.984,01	₪8.608,20	₪624,19	7,82%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₪147.510,00	₪159.030,00	₪11.520,00	7,82%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₪49,17	₪53,01	₪3,84	7,82%
<b>Industria</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₪87,41	₪94,24	₪6,83	7,82%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₪79.840,10	₪86.082,00	₪6.241,90	7,82%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₪7.984,01	₪8.608,20	₪624,19	7,82%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₪147.510,00	₪159.030,00	₪11.520,00	7,82%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₪49,17	₪53,01	₪3,84	7,82%
<b>Preferencial</b>				
<u>Consumo exclusivo de energía</u>				
Por cada kWh	₪63,38	₪68,34	₪4,96	7,82%
<u>Consumo de energía y potencia</u>				
<i>Por consumo de potencia</i>				
Bloque de 0 a 10 KW, cargo fijo	₪68.214,30	₪73.547,30	₪5.333,00	7,82%
Bloque de 11 KW y más, por cada KW adicional	₪6.821,43	₪7.354,73	₪533,30	7,82%
<i>Por consumo de energía</i>				
Bloque de 0 a 3 000 kWh, cargo fijo	₪131.130,00	₪141.390,00	₪10.260,00	7,82%
Bloque de 3 001 kWh y más, por cada kWh adicional	₪43,71	₪47,13	₪3,42	7,82%
<b>Media Tensión (A)</b>				
<u>Por consumo de potencia</u>				
Punta	₪9.702,75	₪10.461,31	₪758,56	7,82%
Valle	₪6.741,67	₪7.268,73	₪527,06	7,82%
Nocturno	₪4.492,98	₪4.844,24	₪351,26	7,82%
<u>Por consumo de energía</u>				
Punta	₪57,91	₪62,44	₪4,53	7,82%
Valle	₪29,50	₪31,81	₪2,31	7,82%
Nocturno	₪24,03	₪25,91	₪1,88	7,82%
<b>Tarifa de acceso</b>	₪13,30	₪15,13	₪1,83	13,73%

Fuente: ESPH.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) cubrir costos de operación y mantenimiento para el servicio de energía eléctrica en su actividad de distribución para garantizar la continuidad en el área servida por la ESPH, S.A. manteniendo su calidad y eficiencia, ii) obtener un rédito de 5.31% para



*inversión en nuevos proyectos y atender el servicio de la deuda adquirida para el mismo propósito, iii) dotar de equipamiento a las distintas áreas operativas de la empresa, iv) cubrir liquidación del Costo Variable del Combustible de enero a setiembre 2016 y v) atender cancelación de ajuste por compras de energía al ICE de periodos anteriores.*

## **2. Análisis de la solicitud**

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por ESPH para el servicio de distribución de electricidad.*

### **a. Parámetros utilizados**

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019 y sus respectivas revisiones, así como las perspectivas de la economía mundial, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y otras entidades internacionales.*

*En el 2005, la Junta Directiva del Banco Central decidió migrar, de manera gradual y ordenada, hacia una estrategia de política monetaria de Metas de Inflación, proceso que aún no ha concluido. La actual política monetaria del BCCR establece que “su principal objetivo es la inflación, por lo que el anuncio de una meta para ésta (rango o valor puntual) constituye el ancla nominal explícita de la política monetaria. El principal instrumento de política es la tasa de interés de muy corto plazo y la ejecución de dicha política se realiza mediante la intervención discrecional del Banco Central en el mercado de dinero.”<sup>1</sup>*

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2018-2019, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2018 y 2019, con un rango de tolerancia de  $\pm 1$  punto porcentual (p.p.)<sup>2</sup>.*

*Las estimaciones de la inflación local para un año particular parten de la información acumulada real, agregando para el resto del año la estimación citada anteriormente, en forma proporcional al tiempo que falta por transcurrir, calculando los meses faltantes con promedios geométricos.*

*En lo que respecta al tipo de cambio, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del*

---

<sup>1</sup> BCCR, [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_monetaria/](http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/)

<sup>2</sup> BCCR, [www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica\\_monetaria\\_inflacion/PM2018-2019.pdf](http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM2018-2019.pdf)

2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada<sup>3</sup>. Dadas estas condiciones, la IE considera que la mejor alternativa es utilizar la última observación real, la cual corresponde con la de la fecha de la audiencia pública, y mantenerla constante para el periodo estimado.

En lo que respecta a la inflación externa, medido por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos<sup>4</sup>, se recopila a partir del sitio web del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI)<sup>5</sup> estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,7% y 2,5% para el futuro cercano.

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2014, 2015, 2016 y 2017) y las proyecciones para el 2018 y 2019.

**Cuadro N° 2**  
**Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario**  
**Porcentajes de Variación Anuales (%)**  
**Periodo 2014-2019**

INDICES	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	5,13%	-0,80%	0,76%	2,58%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	0,76%	0,73%	2,07%	2,11%	2,70%	2,50%
Depreciación (¢/U.S.\$)	7,82%	-0,12%	2,98%	2,04%	0,35%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>						
Inflación interna (IPC-CR)	4,52%	0,80%	-0,02%	1,63%	3,02%	2,92%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,62%	0,12%	1,26%	2,13%	2,20%	2,43%
Depreciación (¢/U.S.\$)	7,59%	-0,54%	2,05%	3,66%	0,36%	0,03%
<b>Notas:</b> Los años 2018 y 2019 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
<b>Fuente:</b> Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

<sup>3</sup> BCCR; [http://www.bccr.fi.cr/politica\\_cambiarial/](http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiarial/)

<sup>4</sup> Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

<sup>5</sup> Ver: <http://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2018/01/11/world-economic-outlook-update-january-2018>

## **b. Análisis del mercado**

*Este apartado exhibe el análisis de mercado elaborado para ajustar las tarifas del sistema de distribución de ESPH. Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ESPH, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la IE, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.*

### **i. Mercado presentado por ESPH:**

*Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución por la empresa ESPH. Los aspectos más sobresalientes se detallan seguidamente:*

- 1. Inicialmente ESPH solicitó un aumento del 15,47% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa Industrial (T-IN), tarifa comercios y servicios (T-CO), preferencial de carácter social (T-CS) y tarifa Media Tensión (T-MT) para el año 2018, mientras que, para las mismas tarifas, se solicitó un incremento del 7,82% para el próximo año 2019. Con el ajuste tarifario propuesto se compensará el incremento en compras al ICE, cubrir gastos de operación y mantenimiento del servicio, así como lograr además una rentabilidad razonable conforme la aplicación de la metodología avalada.*
- 2. La proyección de abonados se realiza por medio de los modelos econométricos de series de tiempo basados en la metodología Box-Jenkins, concretamente los modelos ARIMA.*
- 3. ESPH estimó las ventas de energía con datos reales a agosto 2017. La estimación del consumo total por categoría tarifaria se realiza siguiendo la metodología aprobada en la resolución RJD-139-2015. Según esta metodología el consumo total en cada categoría se obtiene al multiplicar el consumo promedio de la categoría en el mes "i" por la cantidad de abonados estimado para el mes "i", donde "i" representa a cada uno de los meses.*
- 4. Para el periodo de proyección (setiembre 2017 - diciembre 2019), se estimó un nivel de crecimiento del consumo del 1,40%, producto del crecimiento poblacional (residencias) y el establecimiento de nuevos comercios e*

*industrias en la zona servida por ESPH. Se proyectan ventas del sistema de distribución por 577,5 GWh para 2018 y de 592,9 GWh para 2019 (sin incluir AP).*

- 5. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, se suman los ingresos de cada una de las categorías tarifarias, que se obtienen como el producto de las ventas respectivas por su tarifa vigente. Las tarifas vigentes sin costo variable de los combustibles (CVC) corresponden a las aprobadas en la resolución RIE-018-2017 publicada en el Alcance N° 64 del 22 de marzo del 2017 y la resolución RIE-103-2017 publicada en el Alcance N° 232 del 27 de septiembre del 2017.*
- 6. De esta forma ESPH proyectó que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ¢42 208,8 millones de colones para el año 2018 y para el año 2019 los ingresos serán de ¢42 636,4 millones. En ambos casos no se incluyen los ingresos por ventas al sistema de alumbrado público.*
- 7. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 6,57% para 2018.*
- 8. Se espera que las compras al sistema de generación de la ESPH impliquen un monto cercano a los ¢10 840,1 millones de colones para 2018 y de ¢12 488,6 millones para 2019.*
- 9. La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 406,6 GWh y 379,5 GWh para 2018 y 2019 respectivamente. Esto implicaría un pago cercano a los ¢20 906,3 millones de colones para 2018 y de ¢19 051,7 millones para 2019.*
- 10. En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). El pago esperado por ESPH para los años 2018 y 2019 por concepto de peaje al ICE transmisión son de ¢6 754,4 millones y ¢6 934,0 millones, respectivamente.*

11. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía ESPH propone una estructura tarifaria la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ¢47 314,5 millones para 2018 y ¢46 099,5 millones para 2019.

**ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados de ESPH**

Los siguientes son los aspectos más sobresalientes del estudio de mercado desarrollado por IE:

1. La Intendencia de Energía actualiza la información real a diciembre de 2017, esto implican 4 meses de información real adicional para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por ESPH y el elaborado por la IE.
2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ESPH, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa. La cantidad de abonados totales que estima Aresep difieren a las esperadas por ESPH en su solicitud en 0,2% para 2018 y 2019.
3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos 2 años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2018 y 2019:

**Cuadro N° 3**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**ESPH: Estimación de ventas de energía, abonados directos y**  
**Comparativo entre estimaciones Aresep-ESPH. 2018 - 2019**

Aspecto <sup>/1</sup>	Proyección ARESEP <sup>3</sup>		Diferencia con proyección de ESPH (%) <sup>/2</sup>	
	2018	2019	2018	2019
<b>Abonados</b>	87 150	89 363	0,1%	0,2%
<b>Ventas en (GWh)</b>	577,6	592,3	0,0%	0,0%

*1/ incluye las tarifas residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y media tensión.*

*2/ Diferencia con referencia a la estimación de ARESEP*

*3/ Datos a diciembre de cada año*

*Fuente: Intendencia de Energía*

*Para un mayor detalle de las ventas, esperadas, tanto en unidades físicas como monetarias, o su desagregación por tipo de tarifa diríjase al anexo 1.*

- 4. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2016 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el mismo pliego tarifario que fue utilizado por ESPH en su solicitud. Con esto se estimó un ingreso para el sistema de distribución de ¢42 491,0 en 2018 y ¢42 879,1 en 2019. Con respecto a los estimados por ESPH, estos ingresos tienen una diferencia de 0,6% en ambos años, siendo menor la proyección de ingresos de ESPH.*
- 5. Con respecto a los gastos que debe asumir ESPH para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema ESPH-Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación ESPH (ET-077-2017), siendo el consumo 2018 y 2019 respectivamente de 229,0 y 261,6. Esto generaría un costo de ¢10 601,9 millones para 2018 y de ¢12 500,9 para 2019.*
- 6. Para definir las unidades físicas que se espera compre ESPH–Distribución al ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que*

*requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se presentaron en líneas superiores), más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La IE utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,49% que es el promedio de los últimos dos años. Este valor es inferior al utilizado por ESPH. Este supuesto también influye de forma directa en las proyecciones que realiza Aresep y en las diferencias que estas proyecciones tienen con la propuesta de ESPH.*

- 7. Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por ESPH para cubrir su demanda en 628,2 GWh para el 2018 y de 643,9 GWh para el 2019. Las diferencias con respecto a las estimaciones de ESPH en este apartado son prácticamente nulas.*
- 8. Con la disponibilidad de energía y las compras a ESPH-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2018 compras al ICE-Generación por 399,1 GWh y para el 2019 de 382,3 GWh. Las diferencias con respecto a las estimaciones de ESPH en este apartado son alrededor del 1,7%, siendo mayor el gasto esperado por la ESPH.*
- 9. Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de \$21 369,8 millones para 2018 y de \$19 495,3 para 2019. Las diferencias en este concepto no son comparables, entre estimaciones de Aresep y ESPH, ya que posterior al momento de presentación de este estudio tarifario ante el ente regulador, el ICE generación modificó sus tarifas. Para el cálculo del costo por compras de potencia y energía al ICE, Aresep utiliza el pliego según RIE-018-2018 de aprobación del recurso presentado por el ICE al estudio ordinario bajo expediente ET-063-2017.*
- 10. Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 628,2 GWh para 2018 y 643,9 GWh durante 2019.*

11. *Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢6 621,2 y ¢7 006,0 millones para el 2018 y 2019 respectivamente. La estimación de este rubro es 2% menor la de Aresep respecto a la proyección de ESPH.*
12. *Sobre la liquidación del sistema de distribución por diferencias generadas por la aplicación de la metodología CVC, la IE ha realizado estudios ordinarios de oficio para saldar estas diferencias en conjunto para todas las distribuidoras, con el propósito de mantener un mejor control sobre este concepto. En el corto tiempo la IE realizará un nuevo estudio que incluya a todas las empresas distribuidoras, para liquidar saldos por diferencias generadas por la aplicación de la metodología CVC. Por tanto, este tema no será tramitado en este estudio tarifario.*
13. *Respecto a los valores aportados por ESPH en el apartado “Ajustes RIE-103-2017”, la Intendencia concuerda con la necesidad de incorporar en el estado de resultados y en la estructura de costos debe reflejarse el monto que corresponde recuperar en el año 2018, incluyéndose lo siguiente: ¢ 184 456 000,00 por concepto de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 y ¢ 93 568 000,00 por concepto de liquidación del CVC, para un total de ¢ 278 024 000,00.*
14. *Respecto al análisis realizado por ESPH incorporado en sección N°6 del capítulo de mercado con el nombre “Rezago de ajuste por aumento en tarifa T-SD del ICE en el año 2017”, se aclara: i) la IE realiza un cálculo homologado llegando a valores muy similares a los estimados por la ESPH, ii) la IE está de acuerdo en que este monto debe ser recuperado por el sistema de distribución de ESPH mediante ajuste a la tarifa. A pesar de lo anteriormente indicado el gasto por reconocer solicitado por ESPH como rezago corresponde a una liquidación parcial del rubro de compra de energía y potencia al sistema de generación del ICE la cual debe incluirse dentro del proceso de liquidación establecido en la metodología vigente y éste debe realizarse para el periodo 2017.*
15. *En el presente estudio de mercado no se realiza un análisis de la liquidación 2017, en primera instancia porque no fue presentado ni solicitado por la ESPH en su solicitud de ajuste tarifario y en segunda porque se considera relevante continuar realizando liquidaciones integrales de todo el sistema*



(financiero y mercado) y no liquidaciones de conceptos parciales y aislados como se trabajó en los últimos estudios tarifarios. Por lo anterior no serán consideradas solicitudes de liquidación aisladas ni parciales.

16. Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento del 5,75% en todas las tarifas del sistema de distribución de ESPH a partir del primero de abril del 2018 y hasta diciembre 2018, y a partir del primero de enero del 2019 y hasta diciembre 2019 un ajuste de 5,98%.

17. Con las modificaciones anteriores se estima que ESPH en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**ESPH: Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos,**  
**Ingresos vigentes y propuestos por la IE. 2018 – 2019**

<b>AÑO</b>	<b>VENTAS GWh</b>	<b>ING. VIG <sup>1/</sup> (millones ¢)</b>	<b>ING. PROP <sup>1/</sup> (millones ¢)</b>
<b>2018</b>	<b>587,4</b>	<b>43 082,6</b>	<b>44 945,7</b>
<b>2019</b>	<b>602,2</b>	<b>43 476,7</b>	<b>46 038,8</b>

<sup>1/</sup> Incluye Residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial, media tensión y alumbrado público  
Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Los principales resultados de las estimaciones efectuadas por la IE se presentan en los cuadros de los anexos 1 y 2.

18. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢73,3 a ¢76,5 para el año 2018.

### **c. Análisis de inversiones**

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por ESPH para el sistema de distribución de energía eléctrica para el periodo 2018-2019, se presenta el siguiente detalle:

***i. Inversiones por realizar en el sistema de distribución según la propuesta de la ESPH***

*La Empresa de Servicios Públicos de Heredia, solicitó adiciones por concepto de Macroinversiones para los proyectos listados a continuación:*

***a) Acreditación del Laboratorio de Medidores bajo la norma IEC/ISO 17025-2015 y Elaboración de Unidades de verificación Acreditadas bajo la Norma IEC/ISO 17020-2015.***

*Este proyecto se planea que sea capitalizado en 2018 y su expectativa es el reconocimiento formal e internacional de la competencia técnica del laboratorio de la empresa. El costo de la obra fue financiado mediante patrimonio propio de la empresa y se estimó inicialmente, según el formulario IE RE 7793 en \$478,1 millones.*

*A partir de la información suministrada se comprobó que las adiciones constituyen un beneficio directo en las labores atendidas por la distribuidora para el cumplimiento de la normativa técnica vigente AR-NT-SUMEL, por lo que el proyecto fue considerado para su reconocimiento.*

***b) Infraestructura de Medición Avanzada.***

*Al igual que el anterior, la capitalización de este proyecto se estima para 2018. El proyecto consta de 1000 puntos de medición remota residencial, 100 puntos de medición industrial y 28 puntos de medición primaria y será ejecutado en el casco central de la provincia de Heredia. El sistema integra medidores inteligentes con redes de comunicación y el sistema de gestión de datos. Los sistemas de clientes incluyen pantallas de visualización en el hogar y sistemas de gestión de energía, mientras que los sistemas de la distribuidora recolectan, miden y analizan el uso de la energía, permitiendo también la comunicación bidireccional entre medidor y el centro de control de la distribuidora. El costo de este proyecto fue estimado por ESPH en \$327,6 millones, los cuales según el formulario IE-RE-7793 fueron financiados mediante préstamo bancario pese a que no se especifica la entidad financiera que lo realizó.*

*La información recibida, en el estudio tarifario, así como la información suministrada durante el foro organizado por Aresep respecto a Redes Inteligentes permitió valorar los beneficios, así como las consideraciones implementadas al momento de seleccionar al proveedor, por lo que el proyecto fue considerado para su reconocimiento.*

**c) Implementación de una opción de respaldo en el Circuito Oeste de la ESPH**

*El proyecto contempla la reconstrucción total de un sector del circuito Oeste de aproximadamente 500 metros y la instalación de una transición aéreo-subterránea. Según la visita a campo realizada el primero de febrero de 2018, el proyecto se encuentra concluido, por lo que el reporte de costos reales deberá reportarse en el siguiente estudio tarifario, necesario para la liquidación del periodo 2017. De la fiscalización realizada en sitio, se rescata la altura de la postería instalada, que aumenta el área despejada para el tránsito de vehículos de carga sobre la superficie de rodamiento (se utilizó postería de 15 metros). El costo del proyecto fue estimado por la distribuidora en ¢43,9 millones, financiados con recurso propio.*

*La información recibida, así como la visita realizada a las obras permitió valorar los beneficios y activos necesarios, por lo que el proyecto fue considerado para su reconocimiento.*

**d) Modernización del sistema SCADA de la red de Distribución Eléctrica de la ESPH**

*Este proyecto tiene su capitalización programada para 2017. La información respecto a los costos reales deberá presentarse en el siguiente estudio tarifario. La necesidad técnica de este proyecto se centra en las limitaciones del software y manejo remoto de la red que se habían vuelto manifiestas con forme se acrecentaba la obsolescencia de éste. La adición permite la supervisión y adquisición de datos para controlar distintas variables de la red de distribución. La implementación de este sistema incluye la instalación de unidades remotas y sistemas de comunicación. El costo inicial planificado de las obras fue de ¢260,0 millones, las cuales, según el formulario IE-RE-7793, fueron financiados mediante préstamo bancario, a pesar de que no se especifica la entidad bancaria que lo otorgó.*

*Referente a este proyecto, a partir de las reuniones sostenidas en la visita a campo, así como de la información suministrada, se determinó que la implementación de las unidades de medición y control remoto, y el software asociado a estas permite mejorar la gestión del sistema de distribución en beneficio de los usuarios, por lo que el proyecto fue considerado para su reconocimiento.*

**e) Implementación de un Sistema de Medición independiente en las plantas de generación de la ESPH y en las subestaciones del ICE en Heredia, San Miguel y Belén.**

*En el caso de este proyecto, su capitalización se estima para 2018. El proyecto contempla la implementación de un sistema de medición independiente del ICE en la salida de cada uno de los circuitos de la ESPH que salen de las subestaciones listadas, así como en los puntos de entrega de las plantas Los Negros, Jorge Manuel Dengo y Tacaes. Este proyecto fue estimado en ¢413,7 millones, aportados del recurso propio de la empresa en su totalidad (sin financiamiento).*

*Acorde con la justificación recibida, se considera que el proyecto aporta información valiosa para la gestión del sistema y la toma de decisiones, y contempla variables eléctricas en puntos estratégicos cuyo reporte se ha contemplado en las actualizaciones de los requerimientos del SIR, por lo cual el proyecto fue considerado para su reconocimiento tarifario.*

*A nivel de microinversiones, la empresa solicitó adiciones de este tipo tanto para distribución como para comercialización, así como un porcentaje de asignación específico de planta general. Los montos de cada caso se detallan en el apartado de adición de activos.*

*Dentro de las microinversiones, las correspondientes al equipo de cómputo de comercialización se recomienda excluirlas de las adiciones debido a que la justificación aportada refiere a la adquisición de equipo de cómputo asociado a planta general, y en dicho rubro la empresa contempla un porcentaje de asignación para el sistema de distribución y comercialización, previniendo un doble reconocimiento por este requerimiento. Esto puede ser verificado en el formulario IE-RE-7800 Registro Sistema Dx Consolidado, en el ítem 30 del documento (ubicado en la carpeta Capítulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.2 Microinversiones(según el sistema)) y Hoja de cálculos ESPH-DX-ET-078-2017-210218.*

**ii. Adición de los activos del sistema de Distribución:**

*A continuación, se presenta el cuadro resumen del programa de adición de activos para el período 2017-2019 presentado por ESPH para el presente estudio tarifario.*

*Cabe indicar que ESPH remitió la información de Planta General Corporativa sin haber aplicado el porcentaje de asignación correspondiente al sistema de distribución, el cual es de 43,52% de acuerdo con lo aclarado por ESPH, mediante correo electrónico del día 05 de febrero de 2018, según archivo*

"Consulta de Inversiones", el cual consta en el expediente tarifario. Tomando esto en consideración, el resumen de adiciones es reconstruido de manera que se refleje únicamente el porcentaje de asignación de planta general que corresponde, resultando en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Programa Adición de Activos 2017-2019**  
**Propuesta ESPH**  
**(Millones de Colones)**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Macroinversiones	51,87	303,62	0,00
Microinversiones	884,07	4 094,65	1 206,34
Distribución	662,54	3 082,12	1 122,37
Comercialización	181,12	843,24	29,85
Planta general	40,40	169,29	54,12
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>	<b>935,94</b>	<b>4 398,27</b>	<b>1 206,34</b>

Fuentes:

Carpeta digital ET-078-2017

Capitulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.2 Microinversiones(según el sistema)\IE

Registro Sistema de DX Consolidado.xlsx]

Capitulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\4.2.2 Microinversiones(según el sistema) de

RE 7797 remitido

Consulta vía correo de Maryliz Abarca del 05 de febrero de 2018 archivo "Consulta Inversiones".

*Importante rescatar, según se explicó anteriormente, para el caso de ESPH las primeras fijaciones aprobadas con la metodología vigente se dio en el 2017 a través de la resolución RIE-011-2017 publicada en el Alcance 56 a la Gaceta del 13 de marzo 2017, por lo que el proceso de liquidación no aplica en el presente estudio.*

**iii. Comparativo de adiciones proyectadas periodo 2017**

*Para cada requerimiento de 2017, se comparó el monto solicitado y reconocido en el ET-076-2016 contra la actualización de adiciones remitida en el ET-078-2017, de manera que los casos en que la actualización fuese menor al monto reconocido anterior (diferencia negativa), el monto valorado para reconocimiento en el presente estudio correspondió a la suma entre lo actualizado y dicha diferencia negativa, debido a que aún se cuenta con recursos reconocidos en el estudio previo. Esto debido a que aún se cuenta parte de los recursos asignados en el estudio tarifario anterior para los mismos efectos. En los casos en que el resultado fuese negativo, el monto no fue considerado para el cálculo de las*

adiciones del periodo 2017, ya que las subejecuciones formarán parte de la liquidación del 2017, que deberá ser parte de la próxima solicitud de ajuste tarifario que presente la empresa.

Por otra parte, para los casos en que la actualización del ET-078-2017 fue mayor que lo reconocido en el ET-076-2016, se valoró para reconocimiento en el presente estudio, el monto tal cuál fue solicitado.

Según los criterios referidos de capacidad de ejecución, así como los ajustes indicados en el apartado anterior, y el caso de las liquidaciones, se procede a realizar la siguiente propuesta de reconocimiento tarifario por parte de esta Autoridad Reguladora:

**Cuadro N° 6**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Programa adición de activos 2017-2019**  
**Propuesta Aresep**  
**Cifras en millones de colones**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Macroinversiones	51,50	303,62	0,00
Microinversiones	738,28	4 067,90	1 176,44
Distribución	534,63	3 082,12	1 122,33
Comercialización	179,82	816,49	0,00
Planta general	23,84	169,29	54,11
<b>TOTAL DE ADICIONES</b>	<b>789,78</b>	<b>4 371,52</b>	<b>1 176,44</b>

Fuente: Elaboración ARESEP

Debido a la asignación de cuentas que se realizó para la propuesta de Aresep, de reconocimiento tarifario en adiciones de Macro y Micro inversiones, así como en planta general, resulta de interés el desglose de la propuesta, por lo que se recomienda revisar la hoja "5. Comparativo de Adiciones" del libro de cálculos en Excel asociado a este informe. A continuación, se detalla el resumen por cuenta contable de las adiciones propuestas por ESPH y las adiciones reconocidas por Aresep para esta fijación tarifaria.



100-001-010-025-000-000	Equipo de Mantenimiento de Vías Públicas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
100-001-010-026-000-000	Equipo de Transporte	21,34	59,75	0,00	21,19	59,75	0,00
100-001-010-027-000-000	Equipo Misceláneo	0,95	17,41	0,00	0,94	17,41	0,00
100-001-010-032-000-000	Herramientas Mayores	0,17	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00
100-001-010-033-000-000	Mobiliario y Equipo de Oficina	0,10	11,84	4,77	0,00	11,84	4,77
100-001-010-037-000-000	Equipo de Video-Vigilancia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL PLANTA GENERAL</b>		40,40	169,29	54,12	23,84	169,29	54,11

<b>Total Global</b>	935,94	4398,27	1206,34	789,78	4371,52	1176,44
---------------------	--------	---------	---------	--------	---------	---------

Fuente: Elaboración ARESEP, Datos: ESPH mediante ET-078-2017.

#### iv. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, el porcentaje de ejecución de la empresa se obtiene del promedio de ejecución de los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario por lo que se hace necesario contar con datos desde el 2012 y hasta el año 2016, siendo éste el último año con información real.

En el siguiente cuadro se tabula el resumen de adiciones reconocidas y ejecutadas por ESPH para el lustro indicado, y al pie de éste se indican las fuentes de los montos reconocidos correspondientes a adiciones:

**Cuadro N° 8**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Montos y porcentajes de obras ejecutadas**

<b>Año</b>	<b>Monto Aresep Adiciones</b>	<b>Monto ESPH</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Porcentaje de ejecución ajustado*</b>
2012	1 530,40	3 897,19	254,65%	
2013	4 091,28	3 467,52	84,75%	
2014	4 091,28	2 588,57	63,27%	
2015	599,88	85,15	14,19%	
2016	599,88	96,39	16,07%	
<b>Promedio</b>			<b>86,59%</b>	<b>86,59%</b>

Según Metodología Tarifaria Vigente

Carpeta Digital ET-077-2017\ESTUDIO TARIFARIO-GENERACION 2018\Capitulo 4- Inversiones\4.1 Indices y porcentajes de ejecución  
GACETA No. 94 del 16 de mayo de 2012.  
RIE-044-2013 del 10 de abril de 2013.  
RIE-031-2015, del 20 de marzo de 2015.  
RIE-014-2016 del 12 de febrero de 2016.



Durante 2013 no hubo fijación para el periodo 2014, por tanto, se consideran las adiciones reconocidas en la fijación realizada período 2013. Para el caso de 2015, se rechazó el ajuste tarifario para el período 2016 por lo que se mantiene las adiciones reconocidas en la fijación realizada en 2014 para 2015.

**v. Retiro de activos del sistema de generación.**

En cuanto al retiro de activos, en la información recibida únicamente se indican retiros propios de la red de distribución para los años 2016 y 2017. Para 2017 y 2018 únicamente reportan retiros de Planta General. La información de los retiros se resume a continuación:

**Cuadro N° 9**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Retiro de activos 2016-2019**  
**Cifras en millones de colones**

<b>AÑO 2016</b>				
<b>CUENTA</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Act. Revalúo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
Equipo de Cómputo	2,46	0,38	2,16	0,33
Equipo Misceláneo	2,11	0,53	0,86	0,40
Líneas de Distribución Aéreas BT	1,26	0,19	0,06	0,03
Mobiliario y Equipo de Oficina	0,45	1,03	0,40	1,03
Postes, Torres y Accesorios	1,16	3,66	0,54	2,00
Transformadores para Dx	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Retiro de Activos 2016</b>	<b>7,44</b>	<b>5,79</b>	<b>4,02</b>	<b>3,80</b>
<b>AÑO 2017</b>				
<b>CUENTA</b>	<b>Act.Costo</b>	<b>Act. Revalúo</b>	<b>Dep.Costo</b>	<b>Dep.Revalúo</b>
Equipo de Cómputo	14,88	0,36	14,78	0,36
Equipo Misceláneo	1,26	0,06	0,45	0,04
Líneas de Distribución Aéreas BT	1,71	3,45	0,41	1,68
Mobiliario y Equipo de Oficina	0,67	0,73	0,51	0,72
Postes, Torres y Accesorios	2,15	2,38	0,43	1,42
Transformadores para Dx	6,81	0,00	0,00	0,00
Equipo de comunicación	1,42	0,00	0,00	0,00
Equipo de medición	0,49	0,04	0,16	0,01
Herramientas mayores	3,20	0,85	1,64	0,85
Equipo de transporte	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>Total Retiro de Activos 2017</b>	<b>32,60</b>	<b>7,87</b>	<b>18,40</b>	<b>5,08</b>
<b>AÑO 2018</b>				
<b>CUENTA</b>	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revalúo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
Equipo de Cómputo	3,71	0,33	2,82	0,33
Equipo de transporte	726,21	278,78	566,41	263,76
Equipo de comunicación	0,45	0,09	0,40	0,07
<b>Total Retiro de Activos 2018</b>	<b>730,37</b>	<b>279,20</b>	<b>569,63</b>	<b>264,16</b>
<b>AÑO 2019</b>				
<b>CUENTA</b>	<i>Act.Costo</i>	<i>Act. Revalúo</i>	<i>Dep.Costo</i>	<i>Dep.Revalúo</i>
Equipo de Cómputo	17,90	0,00	6,67	0,00
Equipo de comunicación	0,45	0,09	0,40	0,07
Equipo de transporte	726,21	278,78	566,41	263,76
<b>Total Retiro de Activos 2019</b>	<b>744,56</b>	<b>278,87</b>	<b>573,48</b>	<b>263,83</b>

Fuente: Elaboración ARESEP, Capítulo 4- Inversiones\4.3 Retiros\IE RE 7794 Registro de Retiros VF Distribución.xlsx

**vi. Resumen de adiciones y retiros:**

A continuación, se presenta la pretensión tarifaria de la ESPH en cuanto a adiciones y retiros de activos:

**Cuadro N° 10**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Resumen de adiciones y retiros, años 2017 - 2019**  
**Propuesta ESPH**  
**Cifras en millones de colones**

	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Adiciones	935,94	4 398,27	1 206,34
Retiros	16,99	175,79	186,12

Fuente: ET-078-2017.

Por otro lado, la propuesta resumida de adiciones y retiros, siguiendo la metodología tarifaria vigente, propuesta por Aresep se presenta a continuación:

**Cuadro N° 11**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Resumen de adiciones y retiros, años 2017 - 2019**  
**Propuesta Aresep**  
**Cifras en millones de colones**

	2017	2018	2019
Adiciones	789,78	4 371,52	1 176,44
Retiros	16,99	175,79	186,12

Fuente: Elaboración ARESEP.

De acuerdo con lo indicado anteriormente, el cuadro siguiente muestra un comparativo entre lo solicitado por la empresa eléctrica y lo otorgado por la Aresep referente a adiciones para el periodo 2017,2018 y 2019:

**Cuadro N° 12**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Resumen de adiciones, años 2017 - 2019**  
**Cifras en millones de colones**

Propuesta	2017	2018	2019
ESPH	935,94	4 398,27	1 206,34
ARESEP	789,78	4 371,52	1 176,44
Porcentaje de reconocimiento	84%	99%	98%

Fuente: Elaboración ARESEP

**d. Retribución de Capital**

Según la metodología tarifaria vigente la base tarifaria está compuesta por el activo fijo en operación revaluado promedio y el capital de trabajo de la empresa. Sobre la base tarifaria se reconoce el rédito para el desarrollo, esto con el objetivo de incentivar la reinversión de recursos y garantizar el suministro 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, el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) y el Modelo de Valoración de Activos (CAPM), los cuales se detallan en el cálculo de rédito para el desarrollo de ESPH.

ESPH obtuvo para el sistema de distribución un costo de capital propio de 3,78% y un 4,51% del costo promedio ponderado de capital, el costo de endeudamiento

se determina del valor de las obligaciones con costo financiero, obtenidas del promedio ponderado de las tasas de interés de los pasivos con costo, para determinar el cálculo la IE la información de los estados financieros auditados.

Los valores y fuentes de información utilizados en el cálculo son:

- ✓ La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América, los bonos son a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,24%
- ✓ Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo de la beta apalancada de la inversión; siendo de 0,20 para el periodo en estudio y la beta apalancado de 0,22.
- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,53%. Estos datos se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.
- ✓ El valor de los pasivos (D) es de ¢3 268.90 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢21 683.86 millones y el valor total de los activos (A) es de ¢24 952.76 millones, según la información de los Estados Financieros y reportes de ESPH.

Como resultado de lo anterior se determinó que el costo promedio ponderado del capital para el servicio de distribución de electricidad que presta ESPH es el siguiente:

**Cuadro N° 13**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Rédito de Desarrollo, 2018**

Sistemas de la empresa ESPH	Estimación ESPH		Estimación Aresep	
	Modelo valoración de activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo valoración de activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Distribución	3,78%	4,51%	3,48%	4,22%

**Fuente:** Aresep

*De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a ESPH para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 4,22%; mientras que el costo del capital propio es de 3,48%.*

*Las diferencias entre el porcentaje de rédito para el desarrollo propuesto por ESPH y el obtenido por la IE se debe a:*

- ✓ *La exclusión de la operación “Banco nacional de Costa Rica 5912069” por un monto de ¢161,53 millones, el cual se destinó a la recuperación del capital invertido en la construcción del almacén de la empresa.*

*Esto tendrá un impacto en el monto de la deuda con costo a reconocer tarifariamente, así como en la determinación del costo ponderado de la deuda.*

*Es importante indicar que el monto correspondiente al rédito para el desarrollo (para el año 2018 ¢663,5 millones y para el año 2019 ¢1 379,3 millones), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del ESPH, así como las micro-inversiones y algunas erogaciones de las macro-inversiones que pretenda desarrollar la organización.*

#### **e. Base tarifaria**

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según la resolución RJD-139-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo (CT).*

*El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP), se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado por planta al mes de diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto en operación revaluado estimado por planta al mes de diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde este solicitando tarifa.*

*Los saldos de los Estados Financieros Auditados de ESPH con corte a diciembre 2016 en conjunto con la información aportada en el Capítulo 6 “Base Tarifaria” son el insumo inicial para el cálculo de la base tarifaria.*

*Los criterios técnicos utilizado para el presente estudio tarifario parten de los saldos reportados en el Estado Financiero Auditado de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S. A con corte a diciembre 2016, los indicadores económicos detallados en la sección de parámetros económicos de este informe, tasas de depreciación.*

*Del documento de word nombrado: “Metodología Activos.”, en lo referente al componente local y externo, indica la empresa: “[...] Importante indicar que, en*

el caso de la ESPH, S.A. no se aplica el Índice Externo debido a que todos los materiales u activos se adquieren a proveedores nacionales, por lo que pese a que se utiliza únicamente el local.”.

**i. Adiciones de Activos:**

Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas de inversiones de la IE, de acuerdo con el análisis de inversiones efectuado según se detalló en la sección “Análisis de Inversiones” (Ver apartado c, ii).

**ii. Retiro de Activos:**

Para lo correspondiente al retiro de activos para los periodos 2017, 2018 y 2019, se cuentan con las cifras analizadas por los especialistas en inversiones de la IE, con base en lo expuesto en el documento “Inversiones ESPH, S.A. XXX”.

**iii. Calculo del activo fijo neto revaluado:**

Para el proceso de análisis de la información aportada por ESPH en el Capítulo 6 Base Tarifaria, se procedió a depurar la información incluida en los auxiliares de activos del sistema de Distribución y planta general excluyendo los activos totalmente depreciados, y los activos donados, otro factor de disminución es el porcentaje reconocido sobre las inversiones pretendidas para el periodo de solicitud tarifaria. Es importante indicar que la empresa utilizo el activo fino neto y no el activo fijo neto promedio originando una diferencia de ¢1 971.79 millones para el año 2018; con base en lo expuesto anteriormente se obtienen diferencias en el cálculo del AFNOR para los años 2017,2018 y 2019 según se detalla a continuación:

**Cuadro N° 14**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Detalle del activo fijo neto en operación revaluado**  
**Cálculo IE, 2017-2019**  
**Cifras en millones de colones**

<b>Año 2017</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	¢37.527,81	¢36.959,05	¢568,76	1,52%
Depreciación al costo	¢11.879,17	¢11.370,76	¢508,40	4,28%
Revaluación	¢12.371,22	¢12.369,76	¢1,45	0,01%
Depreciación de la Revaluación	¢4.477,14	¢4.476,99	¢0,15	0,00%
<b>AFNOR</b>	<b>¢33.542,72</b>	<b>¢33.481,06</b>	<b>¢61,66</b>	<b>0,18%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH.S.A. y ARESEP.

La variación reflejada en el año 2017 se debe a la depuración de las cuentas de la Empresa, en varias cuentas en activos que ya habían alcanzado su vida útil, así como los activos donados, que no se consideran dentro del cálculo de la base tarifaria, otro factor son los retiros y las adiciones que estimo la IE.

<b>Año 2018</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	₡38.716,44	₡39.222,19	-₡505,75	-1,31%
Depreciación al costo	₡12.502,62	₡12.335,22	₡167,40	1,34%
Revaluación	₡25.523,35	₡14.710,24	₡10.813,12	42,37%
Depreciación de la Revaluación	₡8.937,58	₡5.489,07	₡3.448,51	38,58%
AFNOR	₡42.799,60	₡36.108,14	₡6.691,46	15,63%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, S.A y ARESEP.

<b>Año 2018</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	₡42.454,12	₡42.719,97	-₡265,85	-0,63%
Depreciación al costo	₡13.445,45	₡13.523,14	-₡77,70	-0,58%
Revaluación	₡28.494,20	₡16.044,92	₡12.449,28	43,69%
Depreciación de la Revaluación	₡10.781,82	₡6.330,78	₡4.451,04	41,28%
AFNOR	₡46.721,06	₡38.910,97	₡7.810,09	16,72%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, SA. y ARESEP.

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, S.A. y ARESEP.

<b>Año 2019</b>	<b>ESPH, SA.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
Activo fijo al costo	¢42.454,12	¢42.719,97	-¢265,85	-0,63%
Depreciación al costo	¢13.445,45	¢13.523,14	-¢77,70	-0,58%
Revaluación	¢28.494,20	¢16.044,92	¢12.449,28	43,69%
Depreciación de la Revaluación	¢10.781,82	¢6.330,78	¢4.451,04	41,28%
AFNOR T+3	¢46.721,06	¢38.910,97	¢7.810,09	16,72%

*Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, S.A. y ARESEP*

*Las variaciones reflejadas en los cuadros anteriores obedecen a las adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones de la IE, a la depuración del año base eliminando de este los activos totalmente depreciados y cuya vida útil es cero o negativa, se excluyeron los activos donados, se toman los parámetros económicos detallados en el presente informe.*

*De igual manera la empresa presenta retiros para el año base, pero a la hora de hacer los cálculos tanto de revaluación como del gasto de depreciación los mismos no son incluidos en los cálculos.*

*Los activos donados representan un monto de ¢4 327,06 millones que afecta directamente a la base tarifaria para los años de proyección.*

#### **iv. Depreciación:**

*Las tasas de depreciación son las aprobadas por la Aresep, aportadas por ESPH en el expediente tarifario ET-078-2017 en el capítulo número 6 "Base Tarifaria" como se detalla a continuación:*



**Cuadro N° 15**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Tasas de depreciación**  
**Expresado en términos porcentuales**

<b>Sistema Generación</b>	<b>% depreciación</b>
<i>Edificios y Estructuras</i>	<i>1,90%</i>
<i>Embalses y Obra Civil</i>	<i>2,38%</i>
<i>Postes, Torres y Accesorios</i>	<i>2,38%</i>
<i>Conductores y Dispositivos Aéreos</i>	<i>2,25%</i>
<i>Transformadores para Distribución</i>	<i>2,71%</i>
<i>Luminarias y sus Accesorios</i>	<i>6,00%</i>
<i>Equipo Medición</i>	<i>2,25%</i>
<i>Equipo de bombeo</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de cómputo</i>	<i>18,00%</i>
<i>Equipo de comunicación</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Generación</i>	<i>2,25%</i>
<i>Equipo de Mantenimiento Vías Públicas</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Transporte</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo Misceláneo</i>	<i>9,00%</i>
<i>Herramientas Mayores</i>	<i>18,00%</i>
<i>Mobiliario y Equipo de Oficina</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Video-Vigilancia</i>	<i>9,00%</i>
<b>Planta General Sistema Generación</b>	
<i>Edificios y Estructuras</i>	<i>1,90%</i>
<i>Equipo de Medición</i>	<i>2,25%</i>
<i>Equipo de Bombeo</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Computo</i>	<i>18,00%</i>
<i>Equipo de Comunicación</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Transporte</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo Misceláneo</i>	<i>9,00%</i>
<i>Herramientas Mayores</i>	<i>18,00%</i>
<i>Mobiliario y Equipo de Oficina</i>	<i>9,00%</i>
<i>Otros Activos</i>	<i>9,00%</i>
<i>Equipo de Video-avigilancia</i>	<i>9,00%</i>

Fuente: Información de la empresa.

La diferencia expuesta en el gasto por depreciación se debe a las siguientes razones:

- ✓ Depuración del año base eliminando los activos totalmente depreciados, así como los activos donados.
- ✓ Adiciones y retiros aprobados por los especialistas en Inversiones.

Estas variaciones inciden y provocan diferencias entre lo propuesto por la Empresa y los cálculos realizados por la IE como se observa a continuación:

**Cuadro N° 16**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Depreciación**  
**Periodos 2017-2019**  
**Cifras en millones de colones**

<b>Gasto Depreciación Distribución</b>				
<b>Año</b>	<b>ESPH, S.A.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
<b>2017</b>	¢1 517,22	¢1 211,54	¢305,68	25,2%
<b>2018</b>	¢1 647,50	¢1 440,44	¢207,06	14,4%
<b>2019</b>	¢1 745,46	¢1 534,80	¢210,66	14%

<b>Gasto Depreciación Planta General Asignada</b>				
<b>Año</b>	<b>ESPH, S.A.</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación Absoluta</b>	<b>Variación porcentual</b>
<b>2017</b>	¢165,11	¢110,08	¢55,03	50%
<b>2018</b>	¢180,39	¢112,45	¢67,95	60%
<b>2019</b>	¢184,62	¢115,01	¢69,61	61%

*Fuente: Información de ESPH, S.A. y ARESEP.*

**f. Análisis financiero**

**i. Criterios de proyección aplicados**

Los criterios utilizados por la Intendencia para proyectar los costos y gastos del servicio de distribución son los siguientes:

- ✓ Se observó la variación de los datos incluidos en el formulario "RE-IE-771..." respecto al indicador económico correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.) de los periodos indicados. Para aquellas cuentas cuya justificación de crecimiento tiene argumento débil o nulo se consideró un crecimiento igual a la inflación.

- ✓ *Para la proyección de los gastos generales, se utilizaron los porcentajes de inflación de 3,2% y 2,9% para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢574,36 y ¢574,55 por US\$ para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
  - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó ESPH, en el caso de las partidas relevantes dentro de la estructura de gastos. Se procedió a verificar la documentación de respaldo que permitiera validar la justificación del gasto incurrido.*
- ✓ *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual refleja un dato inferior a dicho indicador), se consideró el dato que indica la empresa, siempre y cuando la misma sea de carácter tarifario.*
- ✓ *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- ✓ *Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*
  - *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a agosto.*
  - *La empresa envió para el periodo 2016 la conciliación de la CCSS y los comprobantes de pago para la validación de SICERE, el cual no presenta diferencias significativas sin embargo la empresa no aportó la planilla de cada uno de los meses del 2016 tal y como se solicitó en la información adicional lo que impidió la validación del gasto entre las diferentes actividades y cuentas.*

- *La información base es con relación al archivo “cuenta personal” de generación y distribución del 2017, proyectando los meses de setiembre a diciembre recurrente y no recurrente.*
- *Según información aportada por la empresa se reconoce un 7% de F.R.A.P. del total de remuneraciones, de aguinaldo y salario escolar un 8,33% respectivamente.*
- *De prestaciones legales ESPH envió la proyección de retiro del 2018 y 2019 para cada sistema y actividad, insumo utilizado para la estimación de la cuenta, sin embargo, dentro de la cuenta ESPH proyectó un 1% adicional el cual no es reconocido por constituir una provisión.*
- *En la cuenta de capacitaciones faltan justificaciones propias de cada una de las actividades y el beneficio o impacto al sistema regulado, así como en otras no especifican la obtención del monto estimado, elementos que fueron vinculantes en la proyección del gasto. Solo se proyecta para el 2018 el incremento en las capacitaciones como no recurrente y el 2019 la base del año anterior más inflación esto debido a que el archivo enviado por la empresa es claro en la nota donde solo está proyectando el 2018 y no hay justificación para reconocer el gasto también para el siguiente periodo, “Nota: Se proyecta solo para el 2018, ya que las necesidades de capacitación varían todos los años, por cambios en normativa, procedimientos, tecnología entre otros. De igual forma las cotizaciones son referencia, ya que el proveedor, duración y precio dependen de la oferta en el mercado. De igual forma se aclara que hay muchas actividades de capacitación que se realizan con recursos internos, lo que disminuye significante lo solicitado para aprobación” (el subrayado no es original). Vale mencionar que los archivos de respaldo de la empresa están desfasados enviando como comprobantes cotizaciones de más de 3 años de antigüedad.*
- *Para el 2018 y 2019 la incorporación de personal nuevo se clasifico según la información aportada en el archivo “Salarios Extraordinario Distribución.xls”*

- *En algunas partidas como, viáticos, Servicio de alimentación por capacitación, entre otras, se reconoce el periodo anterior más inflación considerando la falta de justificación de la empresa.*
- *Para la cuenta de cargas sociales se contemplaron para el total de salarios un 26,33% correspondientes a: CCSS 14,33%, IMAS 0,50%, INA 1,50%, Asignaciones Familiares 5%, BPDC 0,50%, Régimen Obligatorio Pensiones 0,50%, FCL 3% y Cuota INS LPT 1%.*
- *Las cuentas de uso común se clasifican según la asignación enviada por la empresa correspondiendo a distribución un 43,52% y generación un 7,40%.*

<i>Negocio</i>	<i>Asignación</i>
<i>Agua Potable</i>	<i>27,82%</i>
<i>Agua Residual</i>	<i>8,27%</i>
<i>Distribución</i>	<i>43,52%</i>
<i>Alumbrado</i>	<i>5,68%</i>
<i>Hídrica</i>	<i>0,72%</i>
<i>Hidrantes</i>	<i>2,02%</i>
<i>Generación</i>	<i>7,40%</i>
	<b><i>100,00%</i></b>

**ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados:**

- **Operación y mantenimiento, investigación y desarrollo y sociales y ambientales del sistema de generación:**

A continuación, se presenta el resultado del análisis de las cuentas:

✓ **Análisis de “Servicios Contratados”:**

- *Se analizaron los “servicios contratados” conforme a lo indicado en los criterios generales de proyección, una vez que se depuraron cada una de las partidas, se procedió a ajustar proporcionalmente la pertinencia*

*del gasto a las cuentas denominadas “Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación”, “Costos de operación”, “Costos de mantenimiento”, “Gastos de investigación y desarrollo” y “Gastos sociales y ambientales”, en la misma proporción señalada por el petente en sus hojas de cálculo.*

- *La distribución de los gastos extraordinarios se realiza de conformidad con la afectación u homologación realizada de las cuentas contables hacia las cuentas regulatorias, dado que los drivers que se utilizaron para esta distribución deben ser consistente tanto para los gastos recurrentes como para los extraordinarios.*
- *Para la cuenta 5-04-7-03-00-00-00, ESPH muestra una diferencia sobre el saldo de los servicios de vigilancia y limpieza, ya que en el archivo "Justificaciones 2017.xls" hoja "Regulatoria 03" ambos servicios totalizan ¢3,37 millones a agosto 2017, mientras que el archivo "Cuenta Servicios Cont.xls", hoja "Composición a distribuir" muestra para el año 2017 la suma de ambos servicios por el monto de ¢20,68 millones, esto se debe a que la empresa utilizó distintos porcentajes para asignar estos gastos, por ejemplo el archivo “Detalle Vigilancia.xls” que sustenta el archivo “Cuenta Servicios Cont.xls” asignó este gasto la partida en un 59,28%, mientras que el archivo "Justificaciones 2017.xls" asignó un 2,31%.*
- *Para los efectos tarifarios se consideró los datos acumulados a agosto 2017 y se estimó el promedio mensual para completar el gasto anual.*
- *En la cuenta 5-04-8-03-00-00-00 no refleja la realidad del gasto, debido a un error en la formula ya que ESPH obtiene el dato del archivo "Cuenta Servicios Cont.xls" hoja "Composición a distribuir", de las celdas F124 y F119, considerando el gasto anual del 2017 y añadiendo el acumulado a agosto 2017, sobreestimando la base de proyección para los servicios de vigilancia y limpieza.*
- *Los servicios contratados que forman parte de los gastos operativos del sistema de distribución (excepto los administrativos) ascienden a las sumas de ¢408,20 y ¢473,35 millones para los años 2018 y 2019 respectivamente.*

✓ **Análisis de “Materiales”:**

- *La distribución de los gastos extraordinarios se realiza de conformidad con la afectación u homologación realizada de las cuentas contables hacia las cuentas regulatorias, dado que los drivers que se utilizaron para esta distribución deben ser consistente tanto para los gastos recurrentes como para los extraordinarios.*
- *Una de las diferencias a considerar es que ESPH en el archivo "Justificaciones 2017.xls" incorpora las cuentas de seguros dentro de los materiales asignando proporcionalmente este gasto dentro de las cuentas regulatorias, las diferencias derivadas de la estimación de “seguros” se observan en el apartado con el mismo nombre.*
- *Los materiales que forman parte de los gastos operativos del sistema de distribución ascienden a las sumas de ¢309,15 y ¢368,46 millones para los años 2018 y 2019 respectivamente.*

✓ **Análisis de “Alquileres”:**

- *En la cuenta de alquileres ESPH incorporó como gastos extraordinarios contratos que se habían formalizado en los años 2015 y 2016, por lo que la ejecución de estos estaba implícita en los gastos recurrentes de los periodos previos; por este motivo la IE no consideró estos gastos de alquileres como erogaciones extraordinarias.*
- *En la parte comercial, ESPH incluyó dentro del total a asignar el alquiler de “Inversiones Don Tiger”, gasto que según muestra el petente en el archivo “PT- Cuenta Alquileres.xls” en la hoja “2. Dist. Servicios Generales” corresponde al negocio de agua potable, por lo cual se excluye de la proyección.*
- *Los alquileres para los años 2018 y 2019 ascienden a los montos de ¢21 095,38 y ¢21 711,71 millones, respectivamente.*

✓ **Análisis de “Gastos Financieros”:**

- *Se excluyó de los “Gastos financieros” los costos de las operaciones crediticias que mantiene la entidad con las entidades bancarias, esto*

*por cuanto el costo financiero de esta naturaleza no forma parte del COMA según la metodología tarifaria vigente. Los montos incluidos por este concepto ascienden a ¢41,89 y ¢43,12 millones, para los años 2018 y 2019, respectivamente.*

✓ **Análisis de “Otros”:**

- *Para la partida 5-03-5-02-02-99-00 ESPH estimó en el año 2017 el promedio mensual para obtener el anual (que se incluyó por error como lo ejecutado de setiembre a diciembre) y añadió la ejecución acumulada a agosto 2017, sobrestimando la base de proyección. Por este motivo para efectos de proyección la IE corrige la fórmula.*
- *Los montos incluidos por este concepto ascienden a ¢2,63 y ¢2,70 millones, para los años 2018 y 2019, respectivamente.*

*El total de gastos asignados al sistema de distribución (excepto los administrativos y las depreciaciones) ascienden a los montos de ¢2 679,96 y ¢2 924,87 millones para los años 2018 y 2019, en el mismo orden citado.*

✓ **Gastos por partidas amortizables e intangibles:**

*Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ESPH en concordancia con la metodología vigente y para el análisis de esta cuenta el petente suministró auxiliar de amortización para el sistema de distribución, generación y administración, indicando descripción de la licencia, fecha de adquisición, monto, tiempo de vigencia, entre otros.*

*Se excluyo de la proyección las que ya habían alcanzado su vida útil y se reconocieron únicamente los meses por amortizar en el 2018 y 2019 según características de cada licencia.*

*En las adquisiciones del 2018 y 2019 se excluyeron el mantenimiento para que fuese analizado en la cuenta de gasto correspondiente, adicionalmente se excluyeron algunas licencias donde ESPH no justifico razonablemente su adición repitiendo las cotizaciones y especificaciones de otras del mismo periodo. A las adquisiciones se consideró una vida útil de 3 años ante la omisión por parte de la empresa regulada.*



Los porcentajes de distribución enviados por ESPH para el negocio de administración son los siguientes:

<b>Negocio</b>	<b>Asignación</b>
<i>Agua Potable</i>	<i>27,82%</i>
<i>Agua Residual</i>	<i>8,27%</i>
<i>Distribución</i>	<i>43,52%</i>
<i>Alumbrado</i>	<i>5,68%</i>
<i>Hídrica</i>	<i>0,72%</i>
<i>Hidrantes</i>	<i>2,02%</i>
<i>Telecomunicaciones</i>	<i>4,57%</i>
<i>Generación</i>	<i>7,40%</i>
	<b>100,00%</b>

Con todo lo anterior el monto a reconocer por amortización de software y licencias es  $\phi$ 78,72 millones para el 2018 y  $\phi$ 60,90 millones en el 2019.

✓ **Gastos administrativos:**

Se analizaron las partidas del segmento de administración considerando los siguientes aspectos:

- ✓ El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016 y para el 2017 se consideró una base real de enero a agosto.
- ✓ En los parámetros económicos utilizados se proyecta un crecimiento de la variación anual promedio de un 3,02% para el 2018 y un 2,92% para el 2019, y el tipo de cambio al día de la audiencia pública.

Dentro de la carpeta "7.2.3 Metodología y criterios dist gastos comunes" la empresa envía el detalle de la cuenta de materiales, alquileres, limpieza, vigilancia, servicios contratados, entre otros, los cuales son la base para la proyección, para los meses de setiembre a diciembre y los años para los cuales se está solicitando tarifa.

- ✓ Dentro de la carpeta "7.6 Gastos Extraordinarios" la empresa aporta el archivo "Resumen Gastos Extraordinarios PG.xlsx", con las diferentes hojas de trabajo que sustentan las variaciones, la cual es la base de los nuevos gastos a proyectar para el periodo 2018 y 2019, vale mencionar

que a nivel de prosa muchas cuentas no cuentan con justificaciones razonables que sustenten el gasto.

- ✓ Los gastos extraordinarios para el 2018 y 2019 se asignaron según la clasificación de cuentas de uso común enviada por la empresa correspondiendo a distribución un 43,52% y generación un 7,40%.

<b>Negocio</b>	<b>Asignación</b>
Agua Potable	27,82%
Agua Residual	8,27%
Distribución	43,52%
Alumbrado	5,68%
Hídrica	0,72%
Hidrantes	2,02%
Telecomunicaciones	4,57%
Generación	7,40%
	<b>100,00%</b>

Con todo lo anterior el gasto de administrativo distribución reconocido por esta Intendencia es de ¢2 092,44 millones para el 2018 y ¢2 080,27 millones para el 2019.

✓ **Seguros:**

Para la estimación de la cuenta se utilizó como base el detalle de las pólizas aportadas por ESPH, asignando porcentualmente por actividad y cuentas de contabilidad regulatoria según los porcentajes estipulados por la empresa.

Por otro lado, se identificaron aquellas pólizas que pertenecen a un área específica y se distribuyeron de acuerdo con el porcentaje de participación de cada proyecto y cuenta. Adicionalmente se actualizaron los parámetros económicos según los estimados para el presente estudio tarifario. De acuerdo con lo anterior se incorporó para el 2018 y 2019 del sistema de distribución ¢39,79 millones y ¢40,96 millones y para el negocio 06 administración se reconoció ¢2,55 millones y 2,62 millones respectivamente.

✓ **Servicio de regulación**

Es calculado conforme a la publicación en la gaceta del 18 de octubre del 2017, alcance N°248, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2018 y proyectando un crecimiento de la variación anual promedio de un 2,92%.

Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación y alumbrado público, según metodología vigente, considerándose la contribución porcentual de los ingresos de cada sistema respecto a los ingresos totales, según los estados financieros auditados al 31 de diciembre del 2016 correspondiendo a 87,92%, 9,31% y 2,78% respectivamente.

**Cuadro N° 17**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Calculo del canon de regulación, 2018**  
**Millones de colones**

<b>ARESEP: CALCULO DEL CANON DE REGULACIÓN 2018 - 2019</b>				
<b>ESPH</b>				
<b>Servicio</b>	<b>Monto 2018</b>	<b>Monto 2019</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Partic. Porcentual</b>
			<b>(millones de colones)</b>	
	<b>millones</b>	<b>millones</b>	<b>ER Integrales 2016</b>	
Distribución	53,25	54,81	43 173,74	87,92%
Generación	5,64	5,80	4 570,81	9,31%
Alumbrado Público	1,68	1,73	1 363,52	2,78%
<b>Total</b>	<b>60,57</b>	<b>62,34</b>	<b>49 108,07</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Alcance Gaceta No. 248 publicada el 18-10-2017 y los Estados Financieros al 31 de diciembre del 2016.

<b>ARESEP: CANON DE REGULACIÓN 2018</b>	
<b>SEGÚN ALCANCE GACETA No. 248</b>	
<b>(colones)</b>	
<b>Canon de Regulación</b>	<b>64.636.356,00</b>
<b>Canon de Calidad</b>	<b>(4.061.923,00)</b>
<b>Total del Canon</b>	<b>60.574.433,00</b>

**iii. Análisis de resultados:**

En los siguientes cuadros se presentan los resultados obtenidos del análisis de la petición tarifaria propuesta por la ESPH para su servicio de distribución. Los

costos más representativos para el periodo 2018 corresponde, por un lado, al no reconocimiento de las líneas de “Liquidación CVC” (¢ 4,0 millones) y “Rezago ajuste tarifa de generación-ICE 2017” (¢1 475,2 millones) las cuales deben ser incluidas dentro del proceso de liquidación establecido en la metodología vigente y por otro lado, la cuenta de depreciación para los años 2018 y 2019.

En estos cuadros se observan que el total de costos y gastos se redujeron en un 5% y 1% respecto a los propuestos por la petente para los años 2018 y 2019 respectivamente, tal y como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 18**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Resumen de costos y gastos de operación**  
**Periodo 2018**  
**(millones de colones)**

DESCRIPCIÓN	2018			
	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP	Variación Abs	Variación Porc
<b>COMPRAS DE ENERGÍA</b>				
Compra ICE	27.666,8	27.991,0	324,2	1%
Generación Propia	10.967,7	10.601,9	- 365,8	-3%
Ajustes RIE-103-2017	278,0	278,0	-	0%
Liquidación CVC	- 4,0	-	4,0	-100%
Rezago ajuste tarifa generación-ICE 2017	1.475,2	-	- 1.475,2	-100%
<b>TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA</b>	<b>40.383,7</b>	<b>38.870,9</b>	<b>- 1.512,8</b>	<b>-4%</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>				
Gastos de operación y mantenimiento	1.896,3	1.765,4	- 130,9	-7%
Gastos de Comercialización	790,7	520,2	- 270,5	-34%
Gastos administrativos	2.116,5	2.092,4	- 24,1	-1%
Gastos de investigación y desarrollo	57,2	68,3	11,2	20%
Gastos sociales y ambientales	43,2	6,3	- 36,9	-85%
Gastos de depreciación	1.995,3	1.631,6	- 363,7	-18%
Pérdidas por deterioro y desvalorización		-	-	
Otros gastos	245,3	247,0	1,6	1%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>7.144,5</b>	<b>6.331,3</b>	<b>- 813,2</b>	<b>-11%</b>
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>47.528,2</b>	<b>45.202,2</b>	<b>- 2.326,0</b>	<b>-5%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

**Cuadro N° 19**  
**Sistema de Distribución, ESPH**  
**Resumen de costos y gastos de operación**  
**Periodo 2019**  
**(millones de colones)**

DESCRIPCIÓN	2019			
	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP	Variación Abs	Variación Porc
<b>COMPRAS DE ENERGÍA</b>				
Compra ICE	25.991,6	26.501,3	509,7	2%
Generación Propia	12.619,2	12.500,9	- 118,3	-1%
			-	
			-	
			-	
<b>TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA</b>	<b>38.610,8</b>	<b>39.002,2</b>	<b>391,4</b>	<b>1%</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>				
Gastos de operación y mantenimiento	1.984,4	1.923,4	- 60,9	-3%
Gastos de Comercialización	826,2	551,7	- 274,5	-33%
Gastos administrativos	2.115,9	2.080,3	- 35,7	-2%
Gastos de investigación y desarrollo	58,9	72,2	13,3	23%
Gastos sociales y ambientales	44,5	7,6	- 36,9	-83%
Gastos de depreciación	2.047,8	1.710,7	- 337,1	-16%
Pérdidas por deterioro y desvalorización		-	-	
Otros gastos	247,8	249,2	1,4	1%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>7.325,5</b>	<b>6.595,1</b>	<b>- 730,4</b>	<b>-10%</b>
<b>TOTAL DE COSTOS Y GASTOS</b>	<b>45.936,3</b>	<b>45.597,3</b>	<b>- 339,0</b>	<b>-1%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

**iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, se concluye que el servicio de distribución que presta la ESPH requiere ingresos por  $\phi$ 44 353,9 millones y  $\phi$ 45 441,1 millones para los periodos 2018 y 2019, por concepto de ventas de energía, lo que representa un incremento en la tarifa del sistema de distribución del 5,75% y 5,98% para los periodos 2018 y 2019, en el mismo orden citados, esto respecto a la tarifa vigente, el cual entraría a regir el 1 de abril del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo<sup>6</sup> del 2,18% en el año 2018 y 4,22% en el periodo 2019 (el primero ajustado por plazo correspondientes a 9 meses).*

<sup>6</sup> El rédito para el desarrollo corresponde al estimado con la metodología vigente WACC para el año 2018.

### **III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS INGRESOS Y LA TARIFA**

*El ajuste propuesto en las tarifas del sistema de distribución que presta ESPH se explica principalmente por las siguientes razones:*

- 1. Información de mercado: la información utilizada por la IE en las estimaciones de mercado incorpora información real a diciembre de 2017, lo cual incide en la proyección de ventas e ingresos propuestos para el periodo en estudio.*
- 2. Compras de energía: no se incorporó en el presente análisis el reconocimiento de las líneas de "Liquidación CVC" (¢4,0 millones) y "Rezago ajuste tarifa de generación-ICE 2017" (¢1 475,2 millones) ya que estas partidas deben ser incluidas dentro del proceso de liquidación establecido en la metodología vigente y que corresponde al periodo 2017.*
- 3. Depreciación: el gasto por depreciación se recortó para los años 2018 y 2019 en un 18% (¢363,7 millones) y 16% (¢337,1 millones), respectivamente, de acuerdo con lo propuesto por ESPH, dados ciertos errores de estimación por parte del petente en el cálculo de su base tarifaria.*
- 4. Gastos de comercialización: el gasto de comercialización se recortó para los años 2018 y 2019 en un 34% (¢270,5 millones) y 33% (¢274,5 millones), respectivamente, respecto a lo propuesto por ESPH, siendo la razón de esta rebaja la distribución de la cuenta de personal a los diferentes negocios según los porcentajes de asignación establecidos por ESPH.*
- 5. Base tarifaria: la base tarifaria se recortó para los años 2018 y 2019 en un 18% (¢6 645,4 millones) y 14% (¢5 257,4 millones), respectivamente, respecto a lo propuesto por ESPH en lo que corresponde al Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP), siendo la razón de esta rebaja a errores en el cálculo cometidos por la petente, tal es el caso de la utilización del activo fijo neto del último año y no así el activo fijo neto promedio según lo indica la fórmula N° 33 de la metodología vigente. Por otro lado la inclusión en el cálculo, por parte de la empresa, de los activos donados.*

#### **IV. ESTRUCTURA TARIFARIA**

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ESPH, vigente para el periodo enero 2018 en adelante que se fijó en la resolución RIE-103-2017 (columna 1), debe ajustarse un 5,75% a partir del 01 de abril de 2018, de tal manera que permita compensar el aumento en las compras de energía al sistema de generación del ICE y recuperar el nivel de rédito de Desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.*

*El incremento se aplica igual para todas las categorías tarifarias (columna 2).*

*El ajuste se realiza para la estructura de costos sin CVC, la tarifa final se establecerá en los estudios extraordinarios que actualicen el efecto por costo variables por combustible (CVC), por tanto, se presenta solo la estructura sin CVC.*

*Para el periodo enero 2019 en adelante que se fijó en la resolución RIE-11-2017 (columna 3), debe ajustarse un 5,98% a partir del 01 de enero del año 2019 (columna 4).*

*El cuadro a continuación muestra el detalle de los cambios realizados:*

**Cuadro N° 20**  
**Sistema de distribución, ESPH**  
**Estructura de tarifas 2018 y 2019.**

ESPH Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2018	Propuesta desde el 1/abr/2018 al 31/dic/2018	Vigente a partir del 1/ene/2019	Propuesta a partir del 1/ene/2019	
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-30	Cargo fijo	1 932,60	2 043,60	1 901,40	2 015,10
	Bloque 31-200	cada kWh	64,42	68,12	63,38	67,17
	Bloque 201 y más	kWh adicional	83,29	88,08	81,95	86,85
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>						
○ Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	88,84	93,95	87,41	92,64
○ Clientes consumo energía y potencia						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	149 940,00	158 550,00	147 510,00	156 330,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	49,98	52,85	49,17	52,11
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Bloque 0-10	Cargo fijo	81 149,50	85 815,60	79 840,10	84 614,50
	Bloque 11 y más	cada kW	8 114,95	8 581,56	7 984,01	8 461,45
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>						
○ Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	88,84	93,95	87,41	92,64
○ Clientes consumo energía y potencia						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	149 940,00	158 550,00	147 510,00	156 330,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	49,98	52,85	49,17	52,11
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Bloque 0-10	Cargo fijo	81 149,50	85 815,60	79 840,10	84 614,50
	Bloque 11 y más	cada kW	8 114,95	8 581,56	7 984,01	8 461,45
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>						
○ Clientes consumo exclusivo de energía						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	64,42	68,12	63,38	67,17
○ Clientes consumo energía y potencia						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	133 290,00	140 940,00	131 130,00	138 960,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	44,43	46,98	43,71	46,32
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Bloque 0-10	Cargo fijo	69 333,00	73 319,60	68 214,30	72 293,50
	Bloque 11 y más	cada kW	6 933,30	7 331,96	6 821,43	7 229,35
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta	cada kWh	58,86	62,24	57,91	61,37
	Periodo Valle	cada kWh	29,98	31,70	29,50	31,26
	Periodo Noche	cada kWh	24,42	25,82	24,03	25,47
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta	cada kW	9 861,88	10 428,94	9 702,75	10 282,97
	Periodo Valle	cada kW	6 852,23	7 246,23	6 741,67	7 144,82
	Periodo Noche	cada kW	4 566,66	4 829,24	4 492,98	4 761,66

[...]



## **VI. CONCLUSIONES:**

1. *ESPH solicitó un ajuste del 15,47% y de 7,82% para los años 2018 y 2019, respectivamente, en la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de abril del 2018.*
  2. *Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos para el año 2018 y 2019, ¢ 2 326,0 millones y ¢339,0 millones, respectivamente, donde sobresalen las líneas de “Liquidación CVC” (¢ 4,0 millones) y “Rezago ajuste tarifa de generación-ICE 2017” (¢1 475,2 millones), el gasto por depreciación que se recortó para los años 2018 y 2019 en un 18% (¢363,7 millones) y 16% (¢337,1 millones), respectivamente y el gasto de comercialización se recortó para los años 2018 y 2019 en un 34% (¢270,5 millones) y 33% (¢274,5 millones), respectivamente,. Lo anterior implica que se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio para los años 2018 y 2019 sólo el 93,74% y el 98,57%, respectivamente de los ingresos solicitados por ESPH.*
  3. *En la presente solicitud tarifaria, presentada por el petente el 8 de diciembre de 2017, no se incluyó la liquidación tarifaria del período 2017, que en todo caso debe tramitarse de conformidad con lo establecido en la metodología vigente.*
  4. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone ajustar las tarifas del sistema de distribución que presta ESPH para los años 2018 y 2019, sobre la base sin combustibles, en un 5,75% y en un 5,98%, respectivamente, el cual regirá a partir del 1 de abril del 2018.*
  5. *Se propone ajustar las tarifas de acceso de ESPH para los años 2018 y 2019, en una reducción de -16,85% y en un -10,99%, respectivamente, el cual regirá a partir del 1 de abril del 2018 [...].*
- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 0313-IE-2018 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

### **1) María Elena Durán López, cédula de identidad 1-0633-0667:**

*Indica la oponente que es comerciante y que trabaja con PYMES y que, a pesar de estar consciente en la necesidad de incrementar las tarifas, siente que el aumento del 36%, según sus cálculos, se está haciendo de una forma acelerada*

*y que se sentiría menos el golpe si se hiciera en un plazo un poquito mayor, ya que no todas las personas, negocios y las industrias estarían preparadas económicamente para hacerle frente a un monto tan alto. Por lo tanto, propone que se considere hacerlo en un plazo un poquito mayor para que esa inversión, que siempre es necesario mejorar, para que los servicios también sean buenos.*

*Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior es responsabilidad de esta Autoridad velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y, por consiguiente, excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.*

*En función de lo anterior, se agradece la participación de la oponente.*

**2) Ronald Villalobos Segura, cédula de identidad 4-0108-0344:**

*Indica que es director de ESPH y que sabe del trabajo que hacen sus compañeros y compañeras, que son necesarios los aumentos, pero está representando al sector comercio que se ve muy golpeado con ese aumento bastante alto, por lo que solicita a ESPH y a la Aresep a hacer un análisis correspondiente y verificar un poco más a ver si le hacemos punta al lápiz a las nuevas tarifas.*

*Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. En función de lo anterior, es responsabilidad de esta Autoridad velar porque se cumpla el principio de “servicio al costo” y por consiguiente excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.*

*Se agradece la participación por parte del oponente.*

### **3) Luis Diego Cascante Cruz, cédula de identidad 2-0379-0290:**

*Indica el oponente que está en contra de las dos propuestas, básicamente en tres aspectos:*

- 1. El propósito de una audiencia es que los usuarios tengamos acceso a la solicitud detalladamente, en este caso, se hace omisión a eso y no se nos da el expediente completo, entonces no podemos estudiar la propuesta.*
- 2. La presentación de la funcionaria de la Empresa de Servicios Públicos fue parcialmente ilegible, lo cual reitera mi posición de que nos deja en indefensión.*
- 3. Como vecino de la comunidad de Mercedes Norte, específicamente en Monte Bello, debo manifestar que el servicio es deficiente, ya que todas las semanas en esa comunidad, por lo menos una vez a la semana, la electricidad se va, un período pequeño, pero por lo menos una vez a la semana.*

*En relación con los aspectos indicados por el oponente, se le informa lo siguiente:*

- 1. Que el estudio tarifario, para su debida presentación, debe estar debidamente justificado, por lo que corresponde a la IE velar porque la información entregada sea suficiente para realizar un análisis técnico que permita realizar un ajuste tarifario, de acuerdo con lo establecido en la metodología vigente. Por tanto, se le indica al oponente que dicha información fue presentada y estuvo a disposición de los usuarios, tanto a nivel digital (dirección en la web [http://apps2.aresep.go.cr/SINDI/Views/Et\\_estudioTarifario.aspx#](http://apps2.aresep.go.cr/SINDI/Views/Et_estudioTarifario.aspx#)) como físico (ver expediente ET-077-2017 folio 89, ET-078-2017 folio 91).*
- 2. En relación con este punto, el oponente es omiso en indicar del porque la presentación es “parcialmente ilegible” y no detalla ni precisa la justificación de su argumento, por ejemplo no indica si se refiere a si la letra en la presentación era ilegible, si hacía referencia al tono de voz de la exponente, si la propuesta no era congruente con lo publicado, etc. Por lo anterior no es posible para esta Intendencia hacer una valoración específica de lo alegado en este punto.*

*No obstante lo anterior, se le hace saber al oponente que la presentación, en la audiencia pública, por parte de ESPH, estuvo fundamentada en la información contenida en el expediente administrativo el cual, como se indicó en el punto anterior, se puso a disposición de los administrados desde la publicación de dicha audiencia en los periódicos de circulación nacional y en el diario oficial*

*La Gaceta. En este sentido cabe indicar que la convocatoria a la audiencia pública fue publicada el día 18 de enero de 2018, o sea a más de un mes de la presentación de la misma, lo anterior al amparo del artículo 36 de la Ley 7593. En virtud de lo anterior, al habersele garantizado a los participantes la debida participación en los términos indicados en el ordenamiento jurídico, y al haber tenido acceso las partes al expediente administrativo con antelación a la celebración de la audiencia pública, no se considera que se le haya causado indefensión al oponente.*

- 3. En relación con este punto se le hace saber al oponente que, en caso de existir problemas en la calidad y continuidad del servicio eléctrico prestado por ESPH, está en todo su derecho de presentar la queja respectiva ante la Dirección General de Atención al Usuario.*

#### **4) Orlando Blanco Sánchez, cédula de identidad 5-0190-0118:**

*Indica el oponente que tiene una carnicería y que representa a todos los carniceros de Heredia, y que por el alto consumo de electricidad que ellos tienen el aumento va a ser un golpe muy fuerte y que se opone por que la competencia con las cadenas de supermercados y grandes empresas transnacionales los tienen amarrados ya que este incremento afecta el costo operativo y por consiguiente las utilidades, y que existen detallistas que están cerrando por la necesidad de competir con las grandes cadenas.*

*Por otro lado considera muy importante lo que es la energía eléctrica para su actividad, sin ella prácticamente no existiría y que se debe fortalecer a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia para que pueda brindarnos el mejor servicio que pueda hacer, pero, sí considera que la información que se dio en la audiencia es muy pequeña, o sea, no puede tomar una posición realmente porque en la actualidad lo que estamos viendo en los costos operativos es que se elevan muchos costos que a veces no son tan necesarios y ahora no podemos especificarlos porque la información no está al tanto para poderlo hacer y que le hagamos punta al lápiz para que esos gastos operativos ojalá se puedan bajar y así no vernos obligados a pagar más por ese kilowatt de corriente.*

*Al respecto, se le indica al oponente que toda petición tarifaria conlleva un análisis técnico por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior, es responsabilidad de esta Autoridad velar por que se cumpla el principio de “servicio al costo” y por consiguiente excluir gastos desproporcionados y gastos que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos*

en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE.

Se agradece la participación por parte del oponente.

**5) Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, cédula de identidad 1-0399-0262:**

Indica el oponente que en generación el incremento solicitado en los ingresos guarda relación con el aumento solicitado en gastos del sistema para el año 2018. Sin embargo, cuando se contrasta eso con la producción real, la producción propia de ESPH sube un 82% en 2018 pero los costos de operación un 309% el cual consideran no es apropiado o requiere una justificación muy clara. Por otro lado, considera la oponente que la diferencia entre el precio de compra de energía al ICE y el costo de producir propio resulta casi indiferente. Solicitan a la Aresep revisar las razones por las cuales un aumento en la producción de un 82% provoca un aumento de un 309% en los costos de operación y de 144% en los costos totales, además de no encontrar aumentos en la demanda que justifiquen el aumento en los costos.

En el caso de distribución, les llama la atención la disminución en las compras al ICE y el aumento en sus compras propias, lo que distorsiona los aumentos en costos de compras del sistema de distribución y obliga a solicitar un ajuste superior al 16%, el cual es alto si se compara con un parámetro como la inflación de los últimos años o la esperada para el 2018. Por otro lado analiza el efecto del aumento para las industrias servidas en media tensión, donde la ventaja que siempre han obtenido éstas con los precios de ESPH, con el aumento solicitado se ve totalmente eliminada y más bien pasa a ser más cara que el ICE, por lo que solicitan rechazar la solicitud de aumento, en especial lo relativo a la tarifa de media tensión y en general en la tarifa industrial pues por el volumen de compra y por recibir la electricidad en media tensión deberían tener una tarifa que considera que genera menos costos al sistema de distribución como en generación. Un ajuste superior al 16% es muy fuerte y distorsiona la tarifa que se paga a ESPH con respecto a las del ICE.

Al respecto, se le hace saber a la oponente que toda petición tarifaria tramita conlleva un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal forma que el resultado pueda garantizar el equilibrio social y financiero de la empresa. Por lo anterior, la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por que se cumpla el principio de "servicio al costo" y, en este contexto, la potestad de excluir gastos desproporcionados, no justificados y que no estén relacionados con la prestación del servicio público. En este caso particular, el

*período por el cual se realiza la presente fijación permite suavizar el efecto que tiene en la tarifa de generación la incorporación de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, lo cual incidirá menos en las tarifas de distribución. Además, se indica que la tarifa promedio en generación de ESPH, incorporada la PH Los Negros II, se mantiene por debajo del promedio de la tarifa de generación del ICE[...].*

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar las tarifas del sistema de distribución que presta ESPH a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019, tal y como se dispone;

**POR TANTO  
EI INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) a partir del 1 de abril de 2018 y hasta el 31 de diciembre del 2019, de la siguiente manera:

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/abr/2018 al 31/dic/2018	Rige desde el 1/ene/2019 al 31/dic/2019	Rige a partir del 1/ene/2020
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 043,60	2 015,10	1 901,40
Bloque 31-200	cada kWh	68,12	67,17	63,38
Bloque 201 y más	kWh adicional	88,08	86,85	81,95
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>				
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	cada kWh	93,95	92,64	87,41
-				
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	158 550,00	156 330,00	147 510,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	52,85	52,11	49,17
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	85 815,60	84 614,50	79 840,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 581,56	8 461,45	7 984,01
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>				
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	cada kWh	93,95	92,64	87,41
-				
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	158 550,00	156 330,00	147 510,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	52,85	52,11	49,17
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	85 815,60	84 614,50	79 840,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 581,56	8 461,45	7 984,01
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>				
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	cada kWh	68,12	67,17	63,38
-				
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	140 940,00	138 960,00	131 130,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	46,98	46,32	43,71
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	73 319,60	72 293,50	68 214,30
Bloque 11 y más	cada kW	7 331,96	7 229,35	6 821,43
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	62,24	61,37	57,91
Periodo Valle	cada kWh	31,70	31,26	29,50
Periodo Noche	cada kWh	25,82	25,47	24,03
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta	cada kW	10 428,94	10 282,97	9 702,75
Periodo Valle	cada kW	7 246,23	7 144,82	6 741,67
Periodo Noche	cada kW	4 829,24	4 761,66	4 492,98

- II. Fijar la tarifa de acceso a las redes de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (*ESPH*), a partir del 1 de abril del 2018 de la siguiente manera:

	Rige desde el 1/abr/2018 al 31/dic/2018	Rige a partir del 1/ene/2019
Empresa	Tarifa de acceso (TA) ¢/kWh	Tarifa de acceso (TA) ¢/kWh
ESPH	12,1	13,5

- III. Indicar a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (*ESPH*) que en un plazo máximo de dos meses deberá de presentar la liquidación tarifaria del periodo 2017, con sus respectivas justificaciones y el efecto tarifario, para valoración de la Intendencia de Energía.
- IV. Tener como respuesta a las oposiciones, lo señalado en el “Considerando II” de esta resolución.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la *LGAP*, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

## **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Mario Mora Quirós, Intendente de Energía.—1 vez.—O. C. N° 9006-2018.—  
Solicitud N° 026-2018.—( IN2018228724 ).



**INTENDENCIA DE ENERGIA**  
**RIE-027-2018 a las 13: 41hrs del 16 de marzo de 2018**

**APLICACIÓN PARA EL II TRIMESTRE DE 2018 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 DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.**

**ET-011-2018**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 19 de marzo de 2012, mediante resolución RJD-017-2012, la Junta Directiva aprobó 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 el consumo nacional”, tramitada en el expediente OT-111-2011 y publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012; la cual fue modificada mediante resolución RJD-128-2012 del 1 de noviembre del 2012, publicada en el Alcance Digital Nº 197 a La Gaceta Nº 235 del 5 de diciembre del 2012.
- II. Que el 21 de noviembre de 2013, mediante la resolución RIE-096-2013, la Intendencia de Energía solicita al ICE el seguimiento del reclamo presentado contra RECOPE, y la respectiva notificación del respectivo resultado.
- III. Que el 16 de enero de 2018, mediante el oficio 5407-006-2018, el ICE en atención a la resolución RIE-096-2013, notifica a la Aresep sobre el estado del reclamo administrativo, indicando que RECOPE depósito a favor del ICE la suma de ¢6 007,83 millones de colones.
- IV. Que el 2 de marzo de 2018, mediante oficio 0264-IE-2018, la Intendencia de Energía (IE) solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo.
- V. Que el 5 de marzo de 2018, mediante el oficio 0277-IE-2018, la Intendencia de Energía emitió el informe de la aplicación anual 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” (folios 217 al 286).

- VI. Que el 5 de marzo de 2018, mediante el oficio 0278-IE-2018, sobre la base del informe técnico 0277-IE-2018 citado, el Intendente de Energía solicitó la convocatoria a participación ciudadana (folios 215 al 216)
- VII. Que el 9 de marzo de 2018 se publicó en el Alcance N° 52 a La Gaceta N° 45, la convocatoria a participación ciudadana, dicho día se publicó también en los diarios de circulación nacional La Teja, La Extra y La Nación. El 14 de marzo del 2017, a las dieciséis horas, venció el plazo para presentar posiciones (folios 296 al 299).
- VIII. Que el 14 de marzo de 2018, mediante el oficio 1232-DGAU-2018, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que, vencido el plazo establecido, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.
- IX. Que el 16 de marzo de 2018, mediante el informe técnico 0326-IE-2018, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, establecer los cargos por empresa distribuidora para el II trimestre de 2018, aplicables a la estructura de costos sin combustibles.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del oficio 0326-IE-2018, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

#### **II. ANALISIS DEL ASUNTO**

##### **1. Aplicación de la metodología**

*La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la generación térmica, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las empresas distribuidoras del país, razón por la cual la metodología también prevé un procedimiento extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución.*

*Esta metodología, por tanto, tiene por objetivos complementarios, evitar el desequilibrio financiero del ICE por consumo de combustibles para generación térmica y enviar señales de precio correctas y oportunas a los usuarios.*

*A continuación, se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Combustibles para el II trimestre 2018.*

### **Análisis del mercado**

*A continuación, se procede a presentar los resultados del mercado para cada uno de los sistemas y de las empresas.*

#### **1.1 Sistema de generación**

*Las ventas de energía estimadas por la Intendencia, del ICE a las empresas distribuidoras, se obtienen como la diferencia entre la disponibilidad de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la generación propia de cada empresa. La disponibilidad se estimó con la proyección de ventas más un porcentaje de pérdidas de energía.*

*La energía disponible se calcula con base en las proyecciones de generación de cada una de las plantas del SEN más las proyecciones de importaciones. Las proyecciones de generación de cada una de las plantas se calculan de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga, empleando el paquete estadístico especializado en series de datos Forecast Pro.*

*Las ventas se obtienen a partir del estudio de mercado realizado para cada una de las empresas distribuidoras, con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por sectores hasta enero del 2018.*

*Para ello se empleó el paquete estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo. En las distintas estimaciones por empresa, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de la multiplicación de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.*

*La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía de este, dando como resultado un 11,4%<sup>1</sup>. Con esta*

---

<sup>1</sup> Correspondientes a 2015.

*información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.*

*Las compras de energía al ICE se determinan al disminuir de las necesidades de energía la generación propia y compras a terceros que, en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas, R.L. entre otros.*

*Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se utilizaron las series de tiempo disponibles desde enero 2010 a enero de 2018.*

*Los ingresos sin combustibles del sistema de generación se calcularon tomando en cuenta las tarifas según la RIE-018-2018, expediente ET-063-2017, publicada en la Gaceta 45, Alcance 52 del 9 de marzo de 2018. En el siguiente cuadro se muestran los ingresos sin combustibles para el sistema de generación del ICE, los ingresos con combustibles y las ventas en unidades físicas.*

**CUADRO N° 1**  
**SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE**  
**ESTIMACIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,**  
**INGRESOS(\*) SIN COMBUSTIBLES Y CON COMBUSTIBLES POR MES**  
**II TRIMESTRE 2018**

Mes	Ventas (GWh)	Ingresos sin combustible (Millones de colones)	Ingresos con combustible (Millones de colones)
Abril	841,59	45 107,87	48 915,93
Mayo	826,43	43 839,22	42 964,95
Junio	788,78	42 231,85	41 714,21
<b>TOTAL</b>	<b>2 456,80</b>	<b>131 178,94</b>	<b>133 595,10</b>

*(\*) Se incluye los ingresos de los usuarios directos*

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.*

## **1.2 Generación térmica e importaciones**

*Es importante tener presente la importante disminución que se registró en la generación térmica del año 2017 y el bajo consumo de combustibles estimado para 2018, lo cual impacta las tarifas finales, esto debido a una mayor generación eléctrica con fuentes renovables y un aumento en las importaciones de energía provenientes del Mercado Eléctrico Regional (MER). La primera se explica por las mejores condiciones en el clima y la entrada en operación de nuevos proyectos que han empezado a inyectar energía al sistema; y la segunda se relaciona con el esfuerzo que ha venido realizando la Intendencia de Energía,*

***promoviendo acciones para que el Mercado Eléctrico Nacional se beneficie de las oportunidades que brinda el Mercado Eléctrico Regional.***

### **1.3 Sistema de distribución del ICE y otras empresas**

***La Intendencia actualizó las cifras de ventas a los abonados directos y las empresas distribuidoras a enero de 2018. Asimismo, se actualizó a ese mes, los datos por concepto de compras de energía al sistema de generación y transmisión del ICE.***

***Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ICE y las restantes empresas distribuidoras, la Intendencia ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de los datos históricos mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.***

***Para ello, se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.***

***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:***

- La resolución RIE-019-2018, expediente ET-064-2017 para ICE publicados en la Gaceta 45, Alcance 52 del 9 de marzo de 2018.***
- La resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017 para CNFL publicados en la Gaceta 183, Alcance 232 del 27 de septiembre de 2017.***
- La resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017 para JASEC publicados en la Gaceta 183, Alcance 232 del 27 de septiembre de 2017.***
- La resolución RIE-026-2018, expediente ET-078-2017 para ESPH del 15 de marzo de 2018.***

- **La resolución RIE-010-2018, expediente ET-061-2017 para COOPELESCA publicados en la Gaceta 31, Alcance 36 del 19 de febrero de 2018.**
- **La resolución RIE-117-2017, expediente ET-056-2017 para COOPEGUANACASTE publicados en la Gaceta 217, Alcance 277 del 16 de noviembre de 2017.**
- **La resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017 para COOPESANTOS publicados en la Gaceta 183, Alcance 232 del 27 de septiembre de 2017.**
- **La resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017 para COOPEALFARORUIZ publicados en la Gaceta 183, Alcance 232 del 27 de septiembre de 2017.**

**De acuerdo con las tarifas anuales, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el efecto de los combustibles, tal y como se detalla:**

**CUADRO N° 2**  
**ESTIMACIÓN DE COMPRAS DE ENERGÍA AL ICE GENERACION,**  
**INGRESOS SIN Y CON COMBUSTIBLES POR VENTA DE ENERGÍA A SUS**  
**ABONADOS POR EMPRESA**  
**MILLONES DE COLONES**  
**II TRIMESTRE 2018.**

<b>Empresa</b>	<b>Costo de la energía comprada sin combustible</b>	<b>Costo CVC por compra de energía</b>	<b>Ingresos sin combustibles</b>	<b>Ingresos con combustibles</b>
ICE	57 209,91	1 052,66	90 316,96	91 369,62
CNFL	50 465,05	928,56	80 606,52	81 535,07
JASEC	6 717,85	123,61	12 087,59	12 211,20
ESPH	6 550,73	120,53	11 532,74	11 653,28
COOPELESCA	2 815,61	51,81	9 584,83	9 636,63
COOPEGUANACASTE	4 026,75	74,09	9 662,34	9 736,43
COOPESANTOS	975,44	17,95	2 672,96	2 690,91
COOPEALFARO	331,25	6,09	561,52	567,62
<b>TOTAL</b>	<b>129 092,59</b>	<b>2 375,30</b>	<b>217 025,46</b>	<b>219 400,76</b>

Fuente: **Intendencia de Energía, Aresep.**

La columna: "Ingreso con combustible" incluye el costo variable por combustibles actualizado para el año 2016 en cada una de las tarifas, utilizando el cargo trimestral indicado en el cuadro No. 11 del presente informe.

#### 1.4 Análisis de los combustibles

Para estimar en unidades físicas la generación térmica para el II trimestre 2018, se tomaron las proyecciones obtenidas por Aresep de la forma que anteriormente se detalló, considerando que para este momento se han actualizado todos los mercados de las distribuidoras, y se cuenta con información real para todas las empresas al mes de enero 2018; de manera que la generación térmica estimada por Aresep para el II trimestre 2018 es de 75,24 GWh. Por su parte, el ICE estimó una generación térmica de 93,36 GWh. A continuación, se presentan ambas estimaciones por mes:

**CUADRO N° 3**  
**SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE**  
**ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON PLANTAS**  
**TÉRMICAS POR MES**  
**EN GWh**  
**II TRIMESTRE 2018.**

Mes	Estimación ARESEP GWh	Estimación ICE GWh
Abril	67,58	67,58
Mayo	1,31	25,77
Junio	6,35	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>75,24</b>	<b>93,36</b>

Fuente: *Intendencia de Energía, Aresep.*

*Es importante indicar que el balance de energía asumido por Aresep considera las importaciones estimadas por el ICE para el periodo, considerando que las mismas sustituyen generación térmica, cuando su costo es menor. Siendo así, las compras en el Mercado Eléctrico Regional (MER) incluidas en el segundo trimestre de 7,1 GWh.*

*El gasto calculado por Aresep en consumo de combustibles se presenta a continuación, según el trimestre que corresponda, al tiempo que se realiza la comparación con la información suministrada por el ICE.*

**CUADRO N° 4**  
**ESTIMACIÓN DEL GASTO EN COMBUSTIBLES POR GENERACIÓN**  
**TÉRMICA POR TRIMESTRE**  
**MILLONES DE COLONES**  
**II TRIMESTRE 2018.**

Ente	II Trimestre	TOTAL
ARESEP	5 315,69	5 315,69
ICE	5 761,03	5 761,03

Fuente: *Intendencia de Energía, Aresep.*

*Las principales diferencias entre ambas estimaciones son: a) el mercado vigente del sector eléctrico, esto debido a que Aresep ajusta el mercado de acuerdo a la petición ordinaria solicitada por ICE, b) la cantidad de unidades físicas a generar y la cantidad de litros de diésel y búnker a consumir, c) los precios de los hidrocarburos para los cuales el ICE hace una proyección, mientras que esta Intendencia utiliza los precios vigentes a la fecha del presente informe, ajustado por el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario.*

*Para distribuir la energía entre las plantas térmicas, la Autoridad Reguladora utiliza el siguiente criterio: se inicia asignando la generación de la planta con mayor rendimiento (kWh/litro) y luego a las de menor rendimiento, siguiendo la forma de distribución por plantas del ICE en los casos en que la generación térmica estimada por Aresep es menor a la del ICE. En los meses en los que Aresep hubiera estimado una generación mayor, se asignaría a la planta con mayor rendimiento un monto no mayor al máximo que el ICE le haya asignado anteriormente (para tomar en cuenta las restricciones técnicas que puedan existir) y así, con las demás plantas. El rendimiento de las plantas utilizado es el promedio real por planta obtenido de la información aportada por el ICE mediante el oficio 5407-017-2018.*

*Los precios de los combustibles (diésel térmico, búnker y búnker de bajo azufre) utilizados para los cálculos son los aprobados mediante la resolución RIE-015-2018, publicada en Gaceta 39, Alcance 46 del 1 de marzo de 2018, correspondientes a los precios vigentes. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente.*

*Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel térmico se utilizó la fórmula establecida en la RIE-029-2014 del*



*expediente ET-014-2014, publicada en La Gaceta 112 del 12 de junio de 2014 y por concepto de transporte de búnker se utilizó la fórmula establecida en la resolución RIE-079-2014, expediente ET-107-2014, publicada en la Gaceta 208, Alcance 61 del 29 de octubre de 2014. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de “Barranca” con una distancia promedio de 7 Km a planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.*

*Los precios utilizados para valorar el diésel térmico y el búnker de bajo azufre para generación se presentan en el cuadro siguiente:*

**CUADRO N° 5  
PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA  
COLONES POR LITRO  
II TRIMESTRE 2018.**

Componente	Búnker de bajo azufre	Búnker	sel para generación termoelectri
Precio Plantel	285,08	235,28	310,88
Impuesto único	23,25	23,25	142,75
Flete	4,96	4,96	4,96
<b>TOTAL</b>	<b>313,29</b>	<b>263,49</b>	<b>458,59</b>

Fuente: *Intendencia de Energía, Aresep.*

*Para realizar los cálculos y las proyecciones, el precio del combustible total se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario de la misma fecha que la publicación de la resolución de los combustibles utilizada, en este caso, de ¢570,13 del jueves, 01 de marzo de 2018. Pero para calcular el gasto de combustible se utiliza el tipo de cambio promedio anual proyectado para el 2018 de ¢572,27 por dólar.*

*Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el II trimestre 2018, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:*

**CUADRO N° 6**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA**  
**MILLONES DE COLONES**  
**II TRIMESTRE 2018.**

Mes	Gasto en combustible para Generación
Abril	4 774,57
Mayo	92,24
Junio	448,88
<b>TOTAL</b>	<b>5 315,69</b>

Fuente: *Intendencia de Energía, Aresep.*

### **1.5 Ajuste en el sistema de generación del ICE**

***El cálculo del ajuste necesario para las tarifas del sistema de generación del ICE suma los siguientes rubros:***

#### **1.5.1 Gasto de combustibles para el II trimestre 2018:**

***De acuerdo a la estimación de ingresos sin combustibles, se obtiene el cargo por estimación de combustibles para el periodo. Este porcentaje surge de dividir el gasto estimado por concepto de combustibles en este trimestre entre los ingresos por ventas de energía sin combustibles de este mismo periodo, según las fórmulas aprobadas por medio de la resolución RJD-017-2012.***

***El cargo por combustibles para el segundo trimestre es de 1,84%.***

#### **1.5.2 Ajuste trimestral:**

***De acuerdo con lo descrito en las resoluciones RJD-017-2012 y RJD-128-2012, a partir del segundo trimestre de aplicación de la metodología se realizará el ajuste trimestral, es decir el ajuste derivado de las diferencias que se han dado en meses anteriores y que corresponde saldar en el trimestre siguiente. Por esta razón, se procede a calcular el monto de ajuste trimestral correspondiente.***

***Para el presente estudio, se liquidaron los meses de noviembre, diciembre 2017 y enero del 2018, para realizar las presentes liquidaciones se tomaron los costos e ingresos por CVC de la información remitida por el ICE mediante el oficio 5407-***

*017-2018 y validados contra la información periódica suministrada por las diferentes empresas reguladas.*

*Además, para los meses en estudio se tenía un rezago que debía recuperarse procedente de las liquidaciones homólogas a las calculadas en este apartado, de la fijación anterior y tras anterior de CVC. Mediante el estudio ET-057-2017 se determinó una liquidación de ¢-78,69 millones por mes, que tenía que devolverse a los usuarios en los meses de noviembre y diciembre, de igual modo en el estudio ET-075-2017 se obtuvo una liquidación por mes de ¢493,47 millones que tenía que devolverse al ICE en enero.*

*Así, las liquidaciones que deben devolverse al ICE constituyen un ingreso adicional que se debía recuperar vía tarifa. De modo inverso una liquidación que debe devolverse a los usuarios constituye un egreso para el ICE, pues se trata de un saldo positivo, correspondiente a un periodo anterior, que debe devolverse a los usuarios en los siguientes meses.*

*A continuación, se presenta la liquidación de los meses de noviembre y diciembre 2017 así como enero del 2018:*

**CUADRO N° 7  
AJUSTE TRIMESTRAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN  
NOVIEMBRE, DICIEMBRE 2017 Y ENERO 2018  
MILLONES DE COLONES**

Mes	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo del mes
Enero	1 215,83	73,90	-78,69	1 063,24
Noviembre	-541,58	71,77	493,47	-119,88
Diciembre	-521,61	18,30	493,47	-46,44
<b>TOTAL</b>	<b>152,65</b>	<b>163,97</b>	<b>908,25</b>	<b>896,93</b>

Fuente: *Intendencia de Energía con información del ICE y Aresep.*

*Como se observa en el cuadro anterior, durante este periodo se obtuvo una liquidación positiva. Lo implica que se le debe devolver recursos a los usuarios, considerando que con la tarifa otorgada se cubrió la totalidad de los costos en que incurrió en dichos meses y se logró un excedente de recursos. Consecuentemente en los próximos tres meses se le debe reconocer a los usuarios una disminución en la tarifa equivalente a ¢-298,98 millones por mes.*

**La metodología establece en este momento que la liquidación se realiza en el sistema de generación, con lo cual no se realiza ningún ajuste por liquidación en el sistema de distribución.**

**Sin embargo, se realiza una revisión para los meses de noviembre y diciembre 2017 así como enero del 2018, de los ingresos que las empresas distribuidoras percibieron por el cobro del factor de CVC del sistema de distribución de su respectiva empresa, así como el gasto incurrido por el pago del factor de CVC del sistema de generación otorgado tarifariamente al ICE en los meses respectivos.**

*Esta información constituye una referencia a fin de que los usuarios y empresas estén al tanto de los resultados observados mes a mes en el sistema de distribución, pero los saldos de esta revisión no se incorporan en la presente fijación tarifaria, sino que se saldarían en futuras fijaciones tarifarias desarrolladas para tal fin.*

*En la resolución RIE-103-2017 se realizó la liquidación del sistema de distribución a junio de 2017, que corresponde al último mes liquidado y como se mencionó anteriormente los restantes meses, posteriores a esta fecha, se saldarían en un estudio específico que se realice para tal fin o en una fijación ordinaria.*

*El saldo observado en el cuadro N°8 indica el resultado global por ingresos y gastos de CVC para el año 2017 y enero de 2018, como se observa en dicho cuadro, mediante la RIE-103-2017 ya se liquidó el primer semestre de 2017, de modo que el saldo corresponde al periodo comprendido entre julio de 2017 y enero de 2018. Los saldos positivos indican que se reconoció a las empresas un monto de CVC mayor al incurrido; y un monto negativo indicaría lo contrario.*

**A continuación, se presenta el detalle del saldo global por empresa para los meses antes citados.**

**CUADRO N° 8**  
**LIQUIDACIÓN POR INGRESOS Y GASTOS DE CVC**  
**AÑO 2017 Y 2018. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**  
**MILLONES DE COLONES**

Empresa	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo acumulado
CNFL	569,74	1 148,38	0,00	-578,64
COOPEALFARO	8,34	5,77	0,00	2,58
COOPEGUANACASTE	124,44	82,81	0,00	41,63
COOPELESCA	72,15	45,29	0,00	26,86
COOPESANTOS	22,37	13,78	0,00	8,59
ESPH	212,83	227,12	0,00	-14,29
ICE	557,15	1 385,71	0,00	-828,56
JASEC	181,72	147,00	0,00	34,72
<b>TOTAL</b>	<b>1 748,75</b>	<b>3 055,86</b>	<b>0,00</b>	<b>-1 307,11</b>

Fuente: *Intendencia de Energía con información del ICE y Aresep.*

1.5.3 Liquidación por reclamos administrativo del ICE contra RECOPE.

*Durante el año 2013, el ICE señaló que RECOPE entregó de modo tardío un combustible requerido para la producción eléctrica, ocasionando un incumplimiento del contrato de compra y venta sostenido entre estas instituciones, por esta razón iniciaron un reclamo administrativo contra RECOPE, a fin de resarcir el daño económico ocasionado por dicha situación, dicho reclamo fue tramitado mediante el oficio 0510-1327-2013 del 26 de septiembre de 2013.*

*Dada esta situación, la Cámara de Industrias de Costa Rica solicita la incorporación de estos ingresos en las tarifas eléctricas por medio del estudio tarifario ET-094-2013, a fin de que los ingresos que se obtengan de dicho reclamo se incorporen en la tarifa del sistema de generación del ICE y su consecuente efecto en las tarifas de distribución.*

*El 21 de noviembre de 2013, mediante la resolución RIE-096-2013, la Intendencia de Energía solicita al ICE el seguimiento del reclamo presentado contra RECOPE, y la respectiva notificación del respectivo resultado y se compromete a incorporar el monto respectivo en tarifas cuando se resolviese la controversia.*

*El 16 de enero de 2018, mediante el oficio 5407-006-2018, el ICE en atención a la resolución RIE-096-2013, notifica a la Aresep sobre el estado del reclamo*

**administrativo, indicando que RECOPE depósito a favor del ICE la suma de 6 007,83 millones de colones.**

**Por lo anterior y como parte de su labor de seguimiento, la Intendencia incorpora el monto en cuestión en las tres liquidaciones de CVC del año 2018 en partes iguales, lo que permite a su vez contribuir a la estabilidad de las tarifas para el presente año, sin alterar las señales regulatorias propias de la estacionalidad en la producción.**

**De este modo los ¢6 007,83 millones de colones, se incorporan como una liquidación extra en los ingresos de combustibles, para la determinación de las tarifas finales. De este modo, se incorpora en cada trimestre un tercio de dicho monto; incorporando así ¢2 002,61 millones de colones en cada uno de los siguientes trimestres de 2018.**

#### 1.5.4 Ajuste total al sistema de generación

**De los cálculos anteriores, para el segundo trimestre del 2018 el monto total a reconocer por concepto de combustibles para generación térmica es de ¢5 315,69 millones, la liquidación por ingresos y gastos de CVC en el sistema de generación fue de ¢896,93 millones, dicha liquidación al ser positiva disminuye el factor de combustible a incorporar en tarifas. A su vez se incorpora una liquidación por el reclamo administrativo detallado en la sección 1.5.3 por ¢2 002,61 millones, lo que contribuye también a la disminución del factor por combustible a incorporar en tarifas.**

**En el cuadro 9 del presente informe, se detalla el cálculo del factor de combustible para el sistema de generación; al tomar el costo por CVC estimado y al incorporar las liquidaciones correspondientes, se obtiene un resultado neto de: ¢2 416,45 millones; los cuales deben ser reflejados en las tarifas finales del sistema de generación y en las compras en el sistema de distribución para el periodo de interés;**

**CUADRO N° 9**  
**CÁLCULO DEL FACTOR POR CVC PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN**  
**POR TRIMESTRE.**  
**MILLONES DE COLONES**  
**II TRIMESTRE 2018.**

Mes	II Trimestre
Ingresos sin CVC	131 178,94
Costo CVC	5 315,69
Liquidación de CVC a recuperar	896,93
Liquidación ET-094-2013	2 002,61
Factor de combustible	1,84%

Fuente: *Intendencia de Energía con información del ICE y Aresep.*

*El factor de combustible se obtiene de dividir el monto total a reconocer en cada trimestre entre el total de ingresos estimados (sin combustibles) de este mismo trimestre (con usuarios directos); dicho factor indica cuanto deberán aumentar las tarifas por encima de la estructura sin combustible vigente en dicho periodo, con el fin de cubrir los costos asociados al combustible utilizado en la generación térmica. Hay que tener presente que la liquidación es positiva, lo cual implica que el ICE tuvo un exceso de recursos que debe devolver en el próximo trimestre, este monto disminuye el factor de combustible pues se considera como un ingreso adicional en el periodo.*

### **1.6 Ajuste en el sistema de distribución**

*Los ajustes en las tarifas del sistema generación por el cargo propuesto, tiene repercusiones en los sistemas de distribución de las diferentes empresas, tal y como lo define la metodología, pues ahora las tarifas de generación son mayores.*

*De acuerdo con lo anterior, los sistemas de distribución del ICE y de las otras empresas, deben pagar de manera adicional por las compras de energía generada con hidrocarburos al sistema de generación del ICE, los siguientes montos:*

**CUADRO Nº 10**  
**MONTOS POR COMPRAS DE ENERGÍA, GASTO CVC E INGRESOS SIN**  
**CVC**  
**POR EMPRESA DISTRIBUIDORA**  
**MILLONES DE COLONES**  
**II TRIMESTRE 2018.**

Empresa	Costo de la energía comprada sin combustible	Costo CVC por compra de energía	Ingresos sin combustibles
ICE	57 209,91	1 052,66	90 316,96
CNFL	50 465,05	928,56	80 606,52
JASEC	6 717,85	123,61	12 087,59
ESPH	6 550,73	120,53	11 532,74
COOPELESCA	2 815,61	51,81	9 584,83
COOPEGUANACASTE	4 026,75	74,09	9 662,34
COOPESANTOS	975,44	17,95	2 672,96
COOPEALFARO	331,25	6,09	561,52
<b>TOTAL</b>	<b>129 092,59</b>	<b>2 375,30</b>	<b>217 025,46</b>

Fuente: *Intendencia Energía, Aresep.*

*Con la información de compras de energía por concepto de generación térmica y de los ingresos sin combustibles del sistema de distribución según la metodología, se procede a calcular los factores CD1, CD2, CD3 y CD4 según corresponda para cada una de las distribuidoras, tal y como se detalla:*



**CUADRO Nº 11**  
**CARGO TRIMESTRAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA**  
**II TRIMESTRE 2018.**

SISTEMA	EMPRESA	II Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	1,84%
	ICE T-UD	1,84%
DISTRIBUCIÓN	ICE	1,17%
	CNFL	1,15%
	JASEC	1,02%
	ESPH	1,05%
	COOPELESCA	0,54%
	COOPEGUANACASTE	0,77%
	COOPESANTOS	0,67%
	COOPEALFARORUIZ	1,09%

Fuente: *Intendencia Energía, ARESEP.*

*Los porcentajes anteriores son los que se utilizan para calcular las tarifas finales de cada empresa.*

**2. Estructura tarifaria**

*En este informe no se incluyen las descripciones de las aplicaciones de cada una de las tarifas de los pliegos tarifarios, por lo que se mantiene las establecidas en la resolución RIE-130-2017.*

**II. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN**

*Se recomienda instruir a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad -para el servicio de generación- que, para el siguiente ajuste por costo variable de combustible, se cumpla con la entrega de información requerida mediante las resoluciones RJD-017-2012, RIE-089-2016, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.*

#### **IV. CONSULTA PÚBLICA**

**La convocatoria a consulta pública se realizó de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56.**

**Se publicó el 09 de marzo del 2018 en La Gaceta 52, Alcance 45. Asimismo, fue publicada dicho día, en tres periódicos de circulación nacional: La Teja, La Extra y La Nación.**

*En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (oficio 1232-DGAU-2018), se indica que: vencido el plazo establecido, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.*

#### **V. CONCLUSIONES**

- 1. Los ingresos sin combustibles del ICE generación para el II trimestre 2018 son de ¢131 178,94 millones.**
  - 2. Las unidades físicas de generación térmica estimadas por Aresep para el II trimestre 2018 son de 75,24 GWh.**
  - 3. El gasto estimado por Aresep en consumo de combustibles para generación térmica para el segundo trimestre es de ¢5 315,69 millones.**
  - 4. El monto del ajuste correspondiente a los meses de noviembre y diciembre 2017, así como enero del 2018, que se traslada al II trimestre del 2018, incluidos los combustibles del periodo se calculó en ¢896,93 millones (que implica una devolución a los usuarios de ¢-298,98 millones por mes).**
  - 5. De acuerdo con el análisis que precede, los cargos del ICE generación por combustibles para el segundo trimestre es de 1,84% para las tarifas T-CB, T-SD y T-UD. Además, para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras para el II trimestre 2018 los porcentajes son los indicados en el cuadro N° 11.**  
[...]
- II.** Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente, es establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el II trimestre de 2018 aplicables a la estructura de costos sin combustibles; tal y como se dispone;

**POR TANTO  
EL INTENDENTE DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa eléctrica para el II trimestre de 2018 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas:

SISTEMA	EMPRESA	II Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	1,84%
	ICE T-UD	1,84%
DISTRIBUCIÓN	ICE	1,17%
	CNFL	1,15%
	JASEC	1,02%
	ESPH	1,05%
	COOPELESCA	0,54%
	COOPEGUANACASTE	0,77%
	COOPESANTOS	0,67%
	COOPEALFARORUIZ	1,09%

- II. Fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (*ICE*), tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda):

ICE Sistema de generación		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,26	54,24
b. Energía Valle	cada kWh	43,64	44,44
c. Energía Noche	cada kWh	37,05	37,73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 824,87	2 876,85
e. Potencia Valle	cada kW	2 824,87	2 876,85
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
<b>Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	52,58	53,55
b. Energía Valle	cada kWh	43,06	43,85
c. Energía Noche	cada kWh	36,82	37,50
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 824,87	2 876,85
e. Potencia Valle	cada kW	2 824,87	2 876,85
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
<b>Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	0,061	0,062
b. Energía Valle	cada kWh	0,050	0,051
c. Energía Noche	cada kWh	0,044	0,045
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	3,287	3,347
e. Potencia Valle	cada kW	3,287	3,347
f. Potencia Noche	cada kW	0,000	0,000

- III. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda):

ICE	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018	
<b>Tarifa T-RE</b>	<b>tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 065,60	3 101,60
	b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	76,64	77,54
	c. Bloque mayor a 200 kWh	cada kWh	138,12	139,74
<b>Tarifa T-CO</b>	<b>tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	115,42	116,77
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	69,05	69,86
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 416,03	11 549,60
<b>Tarifa T-IN</b>	<b>tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	115,42	116,77
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	69,05	69,86
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 416,03	11 549,60
<b>Tarifa T-CS</b>	<b>tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	77,57	78,48
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	46,36	46,90
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	7 476,67	7 564,15
<b>Tarifa T-MT</b>	<b>tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Energía Punta	cada kWh	66,22	66,99
	b. Energía Valle	cada kWh	24,60	24,89
	c. Energía Noche	cada kWh	15,13	15,31
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	d. Potencia Punta	cada kW	10 746,23	10 871,96
	e. Potencia Valle	cada kW	7 503,17	7 590,96
	f. Potencia Noche	cada kW	4 805,96	4 862,19
<b>Tarifa T-MTb</b>	<b>tarifa media tensión en dólares</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Energía Punta	cada kWh	0,118	0,119
	b. Energía Valle	cada kWh	0,042	0,042
	c. Energía Noche	cada kWh	0,025	0,025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	d. Potencia Punta	cada kW	19,034	19,257
	e. Potencia Valle	cada kW	13,283	13,438
	f. Potencia Noche	cada kW	8,516	8,616

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 115,60	2 139,90
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,52	71,33
c. Bloque 201-300 kWh	cada kWh	108,22	109,46
d. Bloque mayor a 300 kWh	kWh adicional	111,88	113,17
<b>Tarifa T-REH tarifa residencial horaria</b>			
<b>Clientes consumo de 0 a 300 kWh</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-300 kWh Punta	cada kWh	149,57	151,29
b. Bloque 0-300 kWh Valle	cada kWh	62,02	62,73
c. Bloque 0-300 kWh Noche	cada kWh	25,54	25,83
<b>Clientes consumo de 301 a 500 kWh</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
d. Bloque 301-500 kWh Punta	cada kWh	170,24	172,20
e. Bloque 301-500 kWh Valle	cada kWh	69,30	70,10
f. Bloque 301-500 kWh Noche	cada kWh	29,19	29,53
<b>Clientes consumo más de 501 kWh</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
g. Bloque mayor a 500 kWh Punta	cada kWh	201,86	204,18
h. Bloque mayor a 500 kWh Valle	cada kWh	81,48	82,42
i. Bloque mayor a 500 kWh Noche	cada kWh	37,70	38,13
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	120,55
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	217 740,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	72,58
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	90 882,00
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 360,25
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	120,55
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	217 740,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	72,58
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	90 882,00
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 360,25

**Continua...**

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-PR tarifa promocional</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	120,55
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	217 740,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	72,58
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	90 882,00
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 360,25
<b>Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	80,27	81,19
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	138 630,00	140 220,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	46,21	46,74
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	59 856,88	60 545,20
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	7 482,11	7 568,15
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	60,79	61,49
b. Energía Valle	cada kWh	30,41	30,76
c. Energía Noche	cada kWh	21,89	22,14
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	10 660,78	10 783,38
e. Potencia Valle	cada kW	7 585,48	7 672,71
f. Potencia Noche	cada kW	4 815,41	4 870,79

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 135,40	2 157,30
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	71,18	71,91
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	87,12	88,01
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	100,61	101,64
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	180 390,00	182 220,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,13	60,74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	75 254,08	76 021,68
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 406,76	9 502,71
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	100,61	101,64
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	180 390,00	182 220,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,13	60,74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	75 254,08	76 021,68
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 406,76	9 502,71
<b>Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	72,40	73,14
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	125 190,00	126 480,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	41,73	42,16
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	50 575,04	51 090,88
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	6 321,88	6 386,36

**Continua...**



JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	55,22	55,78
b. Energía Valle	cada kWh	26,99	27,27
c. Energía Noche	cada kWh	18,41	18,60
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	9 718,43	9 817,56
e. Potencia Valle	cada kW	6 968,57	7 039,65
f. Potencia Noche	cada kW	4 767,19	4 815,82

ESPH Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 043,60	2 065,20
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	68,12	68,84
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	88,08	89,00
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	93,95	94,94
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	158 550,00	160 200,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	52,85	53,40
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	85 815,60	86 716,70
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 581,56	8 671,67
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	93,95	94,94
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	158 550,00	160 200,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	52,85	53,40
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	85 815,60	86 716,70
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 581,56	8 671,67
<b>Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	68,12	68,84
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	140 940,00	142 410,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	46,98	47,47
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	73 319,60	74 089,50
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	7 331,96	7 408,95

Continua...

ESPH Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	62,24	62,89
b. Energía Valle	cada kWh	31,70	32,03
c. Energía Noche	cada kWh	25,82	26,09
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	10 428,94	10 538,44
e. Potencia Valle	cada kW	7 246,23	7 322,32
f. Potencia Noche	cada kW	4 829,24	4 879,95

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/04/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 124,00	2 135,40
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,80	71,18
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	89,01	89,49
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	92,04	92,54
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	224 520,00	225 720,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,84	75,24
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 332,00	45 576,80
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 533,20	4 557,68
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	92,04	92,54
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	224 520,00	225 720,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,84	75,24
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 332,00	45 576,80
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 533,20	4 557,68
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	73,84	74,24
b. Energía Valle	cada kWh	62,71	63,05
c. Energía Noche	cada kWh	56,64	56,95
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	4 247,98	4 270,92
e. Potencia Valle	cada kW	4 247,98	4 270,92

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 937,70	1 952,70
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	64,59	65,09
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	91,06	91,76
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	95,30	96,03
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	181 080,00	182 460,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,36	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	89 137,80	89 824,20
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 913,78	8 982,42
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	95,30	96,03
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	181 080,00	182 460,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	60,36	60,82
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	89 137,80	89 824,20
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 913,78	8 982,42
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	79,42	80,03
b. Energía Valle	cada kWh	68,83	69,36
c. Energía Noche	cada kWh	61,42	61,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	3 598,13	3 625,84
e. Potencia Valle	cada kW	3 598,13	3 625,84

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 248,80	3 270,40
b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	81,22	81,76
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	131,44	132,32
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09	158,14
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	287 250,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	95,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	235 223,85
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 681,59
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09	158,14
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	287 250,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	95,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	235 223,85
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 681,59
<b>Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-250 kWh	cada kWh	112,21	112,96
b. Bloque mayor a 250 kWh	cada kWh	157,09	158,14
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
c. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	287 250,00
d. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	95,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
e. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	235 223,85
f. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 681,59

**Continua...**

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-MT tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	74,81	75,31
b. Energía Valle	cada kWh	29,93	30,13
c. Energía Noche	cada kWh	19,24	19,37
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	11 429,64	11 506,22
e. Potencia Valle	cada kW	8 302,65	8 358,28
f. Potencia Noche	cada kW	5 226,96	5 261,98

COOPEALFARO RUIZ Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018	Rige del 01/04/2018 al 30/06/2018
<b>Tarifa T-RE tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 164,20	2 187,90
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	72,14	72,93
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	93,79	94,81
<b>Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	101,00	102,10
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 960,00	185 970,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,32	61,99
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,55	145 347,75
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37	9 689,85
<b>Tarifa T-IN tarifa industrial</b>			
<b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	101,00	102,10
<b>Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 960,00	185 970,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,32	61,99
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,55	145 347,75
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37	9 689,85

- IV. Instruir a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad para el servicio de generación que, para el siguiente ajuste por costo variable de combustible, se cumpla con la entrega de información requerida mediante las resoluciones RJD-017-2012, RIE-089-2016, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.



En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (*LGAP*) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Energía, a quien corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

### **PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Mario Mora Quirós , Intendente de Energía.—1 vez.—O. C. N° 9006-2018.—  
Solicitud N° 027-2018.—( IN2018228713 ).

## AUDIENCIA PÚBLICA

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos convoca a audiencia pública, con fundamento en el oficio 506-IT-2018 y lo establecido en el artículo 36, inciso a) de la Ley 7593 y los artículos 44 al 61 del Reglamento a la Ley 7593, Decreto ejecutivo 29732-MP, para exponer la solicitud de fijación tarifaria de la ruta **671** descrita como San Vito-El Roble-Kamakiri-Aguas Calientes y viceversa, presentada por la empresa **Autotransportes Cepul S.A.**, según se detalla:

RUTA 671	DESCRIPCIÓN	Tarifa Regular	Adulto Mayor	Tarifa Solicitada	Adulto Mayor	Variación Absoluta	Variación Porcentual
	San Vito-Fila Tigre	595	300	1390	701	795	134%
	San Vito-Palmira	595	300	1390	701	795	134%
	San Vito-Kamakiri	545	275	1275	643	730	134%
	San Vito-Santa Elena	490	245	1145	573	655	134%
	San Vito-Naranja	385	195	900	456	515	134%
	San Vito-Los Méndez	385	195	900	456	515	134%
	San Vito-Fila Pinar	385	0	900	0	515	134%
	San Vito-Guinea	360	0	840	0	480	133%
	San Vito-Vuelta De Huevo	340	170	795	398	455	134%
	San Vito-Cementerio	310	0	725	0	415	134%
	San Vito-Los Corrales	300	0	700	0	400	133%
	San Vito-El Roble	300	0	700	0	400	133%
	San Vito-La 23	185	0	435	0	250	135%
	San Vito-Las Brisas	150	0	350	0	200	133%
	San Vito-Rio Negro	115	0	270	0	155	135%
	San Vito-Casa Sola	115	0	270	0	155	135%
San Vito-Aguas Claras	115	0	270	0	155	135%	
Tarifa Mínima	90	0	210	0	120	133%	

La Audiencia Pública se llevará a cabo los días **martes 17 y miércoles 18 de abril de 2018, a las 17:00 horas (5:00 p.m.)**, según se detalla:

• **Martes 17 de abril de 2018**

- **En el salón comunal de la Asociación de Desarrollo Integral de San Vito**, ubicado en el campo ferial, contiguo al estadio Hamilton Villalobos, San Vito, Coto Brus, Puntarenas.
- **En el salón comunal de la Asociación de Desarrollo Comunal de Guinea**, ubicado 25 metros al este del Ebais de Fila Guinea, Gutiérrez Brown, Coto Brus, Puntarenas.

• **Miércoles 18 de abril de 2018**

- **En el salón de la Escuela Fila Tigre**, contiguo a la Escuela, ubicado en Fila Tigre, Pittier, Coto Brus, Puntarenas.

Quien tenga interés legítimo podrá presentar su posición (oposición o coadyuvancia) ► **en forma oral** en la audiencia pública, *(para lo cual debe presentar su documento de identidad vigente)* ► **o por escrito firmado** *(en este caso se debe adjuntar copia de su documento de identidad vigente)*: en las oficinas de la Autoridad Reguladora en horario regular, hasta el día de realización de la audiencia, por medio del fax 2215-6002 o del correo electrónico (\*): **consejero@aresep.go.cr** hasta la hora programada de inicio de la respectiva audiencia pública.

Los días de las audiencias, y en cada uno de los lugares programados, a partir de las 16:30 horas, la Dirección General de Atención al Usuario dispondrá de un espacio de atención de consultas, asesoría y recepción de quejas y denuncias relativas a la prestación del servicio.

Las oposiciones o coadyuvancias deben estar sustentadas con las razones de hecho y derecho que se consideren pertinentes e indicar un medio para recibir notificaciones *(correo electrónico, número de fax, apartado postal o dirección exacta)*.

En el caso de personas jurídicas, las posiciones (*oposición o coadyuvancia*) deben ser interpuestas por medio del representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente donde se haga constar dicha representación.

Se informa que la presente propuesta se tramita en el **expediente ET-010-2018** y se puede consultar en las instalaciones de la ARESEP y en la siguiente dirección electrónica: [www.aresep.go.cr](http://www.aresep.go.cr) (Consulta de expedientes).

**Asesorías e información adicional:** comunicarse con el Consejero del Usuario al correo electrónico [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr) o a la línea gratuita número 8000 273737.

*(\*) En el caso de que la oposición o coadyuvancia sea enviada por medio de correo electrónico, esta debe estar suscrita mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados, además el tamaño de dicho correo electrónico no puede exceder a 10,5 megabytes.*

Marta Monge Marín, Dirección General de Atención al Usuario.—1 vez.—O. C. N° 9006-2018.—Solicitud N° 028-2018.—( IN2018229126 )