

ALCANCE N° 308

PODER LEGISLATIVO

LEYES

INSTITUCIONES

DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

PODER LEGISLATIVO

LEYES

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

**LEY QUE AUTORIZA LA CONDONACIÓN DE DEUDAS
A LA MUNICIPALIDAD DE SIQUIRRES**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9509

EXPEDIENTE N.º 20.498

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY QUE AUTORIZA LA CONDONACIÓN DE DEUDAS
A LA MUNICIPALIDAD DE SIQUIRRES**

ARTÍCULO 1- Se autoriza a la Municipalidad de Siquirres para que condone a los sujetos pasivos del pago de los intereses y las multas sobre los impuestos, las tasas, los servicios y demás obligaciones de carácter municipal, incluso el impuesto sobre los bienes inmuebles, que se adeuden a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley.

ARTÍCULO 2- Esta condonación se aplicará cuando los sujetos cancelen la totalidad del principal adeudado.

ARTÍCULO 3- El pago de la deuda se podrá realizar en tractos durante el período de la condonación.

ARTÍCULO 4- El plazo de eficacia de la condonación será de ocho meses, plazo que empezará a contabilizarse tres meses después de la entrada en vigencia de esta ley.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los siete días del mes de noviembre del año dos mil diecisiete.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Natalia Díaz Quintana
Presidenta a. i.



Carmen Quesada Santamaría
Primera secretaria



Michael Jake Arce Sancho
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los catorce días del mes de noviembre del año dos mil diecisiete.

Ejecútese y publíquese.



LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA



LUIS GUSTAVO MATA VEGA
Ministro de Gobernación y Policía

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RIE-125-2017 de las 14:08 horas del 15 de diciembre de 2017

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-063-2017

RESULTANDO:

- I.** Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II.** Que el 28 de setiembre del 2017, mediante el oficio 5407-136-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta (folios 01 al 10).
- III.** Que el 3 de octubre del 2017, mediante el oficio 1472-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE 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 135 al 138).
- IV.** Que el 17 de octubre del 2017, mediante el oficio 5407-149-2017, el ICE presentó la información solicitada por medio del oficio 1472-IE-2017 (folios 140 al 141).
- V.** Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1637-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 el ICE (folios 144 al 146).
- VI.** Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1638-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de generación de electricidad (folios 147 al 149).
- VII.** Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 202 (folios 160 al 163).

- VIII.** Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 166 al 167).
- IX.** Que el 6 de noviembre del 2017, mediante el oficio 1742-IE-2017, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 168 al 178).
- X.** Que el 10 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-164-2017, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 1742-IE-2017 (folio 179)
- XI.** Que el 13 de noviembre, mediante el oficio 1779-IE-2017, otorgó prórroga solicitada mediante oficio 5407-164-2017 (folios 214 al 217).
- XII.** Que el 15 de noviembre de 2017, mediante el oficio 3958-DGAU-2017/32873 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 440 al 443).
- XIII.** Que el 16 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-170-2017, el ICE presentó, la información solicitada por medio del oficio 1742-IE-2017 (folios 229 al 266).
- XIV.** Que el 17 de noviembre del 2017 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 21 de noviembre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4022-DGAU-2017/33524), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 70-2017 (oficio 4069-DGAU-2017/33763). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., cédula jurídica 3-004-045117 representada por Omar Miranda, cédula 5-0165-0019, Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 103990262, Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 108120378, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula 3-002-413768, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 401380436, El Consejero al usuario representado por Jorge Sanarrucia A. cédula 503020917.
- XV.** Que el 12 de diciembre del 2017, mediante el oficio 1981-IE-2017, se le comunicó al ICE las observaciones de fondo sobre la homologación de cuentas de la contabilidad regulatoria para el periodo 2015 y 2016.

- XVI.** Que el 15 de diciembre de 2017, mediante el informe técnico 2010-IE-2017, la solicitud tarifaria fue analizada por la IE. En dicho informe, se recomendó, entre otras cosas, fijar las tarifas del sistema de generación que presta el ICE a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018. (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 2010-IE-2017, 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 el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

Cuadro No. 1
Sistema de generación, ICE
Tarifa vigente y propuesta

TARIFA T-CB Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A				
Por consumo de energía (kWh), por cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Energía Punta	51,43 CRC	57,82 CRC	6,39 CRC	12,42%
Energía Valle	42,14 CRC	47,38 CRC	5,24 CRC	12,42%
Energía Nocturno	35,77 CRC	40,21 CRC	4,44 CRC	12,42%
Por consumo de potencia (kW), por cada kW				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Potencia Punta	2 727,79 CRC	3 066,67 CRC	338,88 CRC	12,42%
Potencia Valle	2 727,79 CRC	3 066,67 CRC	338,88 CRC	12,42%
Potencia Noche	0,00 CRC	0,00 CRC	0,00 CRC	0,00%
TARIFA T-SD Ventas al servicio de distribución				
Por consumo de energía (kWh), por cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Energía Punta	50,77 CRC	57,08 CRC	6,31 CRC	12,42%
Energía Valle	41,58 CRC	46,75 CRC	5,17 CRC	12,42%
Energía Nocturno	35,56 CRC	39,98 CRC	4,42 CRC	12,42%
Por consumo de potencia (kW), por cada kW				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Potencia Punta	2 727,79 CRC	3 066,67 CRC	338,88 CRC	12,42%
Potencia Valle	2 727,79 CRC	3 066,67 CRC	338,88 CRC	12,42%
Potencia Noche	0,00 CRC	0,00 CRC	0,00 CRC	0,00%
TARIFA T-UD Usuarios directos del servicio de generación				
Por consumo de energía (kWh), por cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Energía Punta	0,059 \$US	0,059 \$US	0,000 \$US	0,00%
Energía Valle	0,049 \$US	0,049 \$US	0,000 \$US	0,00%
Energía Nocturno	0,043 \$US	0,043 \$US	0,000 \$US	0,00%
Por consumo de potencia (kW), por cada kW				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Potencia Punta	3,174 \$US	3,174 \$US	0,000 \$US	0,00%
Potencia Valle	3,174 \$US	3,174 \$US	0,000 \$US	0,00%
Potencia Noche	0,000 \$US	0,000 \$US	0,000 \$US	0,00%

Fuente: ICE.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 4,80% y ii) atender los costos y gastos de operación, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE 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 2017-2018 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.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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 administrada⁴. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (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 Unidos⁵, se recopila a partir del sitio web del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

Fondo Monetario Internacional (FMI)⁶ estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% 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 (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

Cuadro No. 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (C/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	1,56%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,12%	1,71%
Depreciación (C/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,64%	-0,41%
Notas: Los años 2017 y 2018 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

b. Análisis del mercado

Este apartado exhibe el análisis de mercado elaborado para ajustar las tarifas del sistema de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 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 el ICE, y en una segunda se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por la IE.

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

i. Situación del mercado actual:

El sector eléctrico de Costa Rica, consta de las siguientes entidades: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) que tiene los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público; junto con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL S.A.), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH S.A.), la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), las Cooperativas de Electrificación Rural (COOPEGUANACASTE R.L., COOPELESCA R.L., COOPESANTOS R.L., y COOPEALFARO R.L.) y los generadores privados de energía.

El ICE es el mayor productor de energía, además de la CNFL S.A., las empresas municipales (ESPH y JASEC), las cooperativas y generadores privados, los cuales conectan sus plantas a la red de transmisión.

De acuerdo con las estimaciones de Aresep, las ventas del sistema de generación en el 2016 se distribuyen así: un 52,7% a las siete empresas distribuidoras; un 44,8% al propio sistema de distribución del ICE y un 2,5% a las industrias conectadas a Alta Tensión.

ii. Mercado presentado por el ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de generación por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- 1. El ICE solicitó un ajuste del 12,42% en las tarifas de T-CB: Ventas a ICE Distribución y CNFL, T-SG: Sistema de Generación. Para el caso de la tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de generación del ICE no se solicita aumento.*

Según el ICE, los ingresos generados con el aumento tarifario solicitado, equivalentes a ¢58 912 millones, permitirán atender los costos y gastos de operación, mantenimiento y comercialización, cubrir el servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local del plan de expansión.

- 2. El estudio de mercado del ICE presenta datos reales hasta junio del 2017 y se estimó el resto del período correspondiente de julio de 2017 hasta diciembre de 2019. La estimación de las ventas totales de energía eléctrica del ICE se realizó para cuatro tipos de clientes: Empresas Distribuidoras,*

Clientes ICE Distribución, Clientes en Alta Tensión y Clientes de Transmisión.

Para cada empresa distribuidora se tomó las estadísticas mensuales de las ventas de energía eléctrica totales, a consumidores directos, desde enero 1996 hasta junio 2017. Se utilizó el software estadístico Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo y se analizó el comportamiento de cada serie histórica y en base al menor error cuadrático medio (MAD). Se realizó las estimaciones para cada empresa distribuidora utilizando modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Debido al comportamiento irregular de los últimos años se realizó un corte en la serie de datos de enero 2012 a junio 2017 y se realizó las proyecciones de las ventas a sus clientes de julio 2017 a diciembre 2019.

De tal modo que la proyección de las ventas de energía del sistema de generación del ICE a sus clientes se calculó para el año 2018 con el siguiente detalle: T-CB (ventas al ICE distribución y a la CNFL: 7 563,3 GWh; T-SD (ventas a ESPH, JASEC y Cooperativas): 1 391,0 GWh; T-UD (venta a clientes alta tensión): 236,7 GWh. En suma, se espera una venta en unidades físicas cercanos a los 9 190,0 GWh.

- 3. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de generación, del año 2017, ICE utilizó las tarifas que fueron publicadas en el Alcance digital No. 232, Gaceta No. 183 del miércoles 27 de setiembre del 2017.*
- 4. Con el ajuste solicitado se estimó los ingresos para el sistema de generación del ICE en ₡541 794,8 millones para el mismo año 2018.*

iii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados del ICE

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

- 1. Las ventas de energía estimadas por la IE para las empresas distribuidoras se obtuvieron del estudio de mercado realizado para cada una de ellas con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Ésta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por tipo de tarifa hasta el mes de setiembre del 2017.*

2. *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 cada tarifa de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio por abonado estimado.*
3. *Además, se utilizó el porcentaje de pérdida propio de su sistema de distribución, con el cual se determinaron las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos. En el caso de las empresas distribuidoras que disponen de plantas generadoras de energía, para atender parte de sus necesidades, las compras de energía al ICE se determinan al disminuir a la demanda de energía esta generación propia, y para el caso de las cooperativas, además de la generación propia, se restan las compras de energía a terceros (ejemplo: Coneléctricas).*
4. *Para las estimaciones de las industrias de Alta Tensión, se utilizaron las series de tiempo de enero 2010 a setiembre de 2017. Para la estimación de la demanda del Ingenio Azucarera El Viejo y la Planta Eólica Guanacaste se obtuvo un promedio de los meses en los que se presenta demanda de energía. Si cabe señalar, que dichas empresas tienen un nivel de demanda irregular y significativamente más bajo que el resto de las empresas con tarifas de alta tensión.*
5. *El estudio de la IE incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones de energía entre el ICE y el Mercado Eléctrico Regional (MER). Para las importaciones en unidades físicas se aceptó la proyección enviada por el ICE donde se estima para 2016 por 199,4 GWh y exportaciones por 251,6 GWh.*
6. *Para el cálculo del precio de las importaciones se utilizó el precio medio mensual real de las transacciones de ICE al MER durante el último año, de esta forma el precio medio propuesto para el pago de importaciones es de ₡44,8, y por ende el gasto esperado por el ICE para el pago por importaciones de energía en el MER durante 2018 se espera cercano a los ₡8 932,6 millones de colones.*

7. *En el caso de las exportaciones, estas no se incorporan dentro del presente estudio tarifario ya que estos ingresos se encuentran reservados para financiar la tarifa media tensión b (T-MTb) según lo establece el Decreto N°40509.*
8. *Por otra parte, la IE realiza sus estimaciones de generación, las cuales toman en cuenta el comportamiento histórico de cada una de las plantas del parque de generadores del ICE. Para el resto de generadores (otras empresas distribuidoras y generadores privados) la IE también realiza sus propias estimaciones, mediante modelos estadísticos autorregresivos en cada una de las plantas de producción eléctrica, y validando mediante el equipo de inversiones de la IE (considerando ingreso de nuevas plantas, planes de mantenimiento, entre otros).*
9. *Las plantas que se espera tengan ingreso al sistema durante el año 2018 son: PH Los Negros II, PS Valle Escondido, PE Rio Naranjo, PS Juanilama.*
10. *La generación estimada por parte de la IE del parque eléctrico nacional es de 11 424,0 GWh para 2018.*
11. *La proyección por parte de la IE de compras de energía, en unidades físicas, de las empresas distribuidoras al ICE generación son similares con respecto a las estimaciones por el ICE. Para el año 2018, el estudio ordinario del ICE estima 0,6% más ventas a sus clientes.*
12. *Para la compra de energía a generadores privados la IE proyectó una producción de 2 698,8 GWh, esta producción es 3,5% inferior a la estimada por el ICE. Sin embargo, en cuanto al valor monetario el ICE estimó que el costo ascenderá hasta los ¢143 310 millones, mientras que Aresep espera un costo de ¢128 767 millones, que representa una diferencia relativa entre estimaciones del 10,15%.*

Debido a la diferencia marcada entre ambas estimaciones se considera importante detallar en el análisis realizado. La IE utilizó los precios medios mensuales reales del periodo octubre 2016 a setiembre 2017 para estimar los precios de cada mes del año siguiente (ver detalle en libro de Excel anexoado "Mercado-ICE-2017", hoja de cálculo "Anexo Generación"), de esta forma se obtiene un precio medio anual de ¢47,7.

Resulta importante indicar que para el estudio ordinario presentado por ICE para establecer tarifas durante 2017 (ET-058-2016), la estimación presentada como gasto por compras a generadores privados para 2017 fue de ¢134 107, mientras que, en el presente estudio con información real a julio de 2017, la misma estimación para el mismo año 2017 disminuye hasta los ¢124 133 millones. Para la IE con información real a octubre de 2017 el costo de pago a generadores privados será inferior a los 121 mil millones de colones.

También es importante resaltar que producto de una sobrestimación en la proyección aprobada al ICE para compra a generadores privados por parte de Aresep (rescatar que la estimación de Aresep para 2017 fue menor a la estimación del ICE), durante el periodo octubre 2016 a setiembre 2017, resultó necesario una liquidación de ingresos por este concepto, ya que el monto aprobado al ICE para cancelar la compra a generadores privados durante este periodo fue de ¢124 195 millones, pero con datos reales el monto requerido para el mismo concepto fue de ¢116 210 millones, generándose así un diferencia de ¢7 984,6 millones que deben retribuirse a los clientes vía tarifa.

Finalmente rescatar que el ICE propuso para el año 2018, un precio de compra a generadores privados cercanos a los ¢51 que es igual al precio medio actual del sistema de generación del ICE, lo que implicaría que el sistema de generación del ICE pierda el valor agregado por la venta de esta energía a sus clientes.

De acuerdo con las proyecciones realizadas por la IE, las ventas del sistema de generación del ICE del año 2017 y 2018 se esperan tengan el siguiente detalle:

Cuadro No. 3
Sistema de generación, ICE
Ventas estimadas en GWH, 2017-2018

AÑO	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
2 017	4 133,9	234,9	4 837,6	9 206,3
2 018	4 155,8	234,6	4 894,6	9 285,0

Nota: No se incluyen las exportaciones. Información real hasta setiembre de 2018.

Fuente: IE, ARESEP y empresas distribuidoras.

Mayor detalle de del cuadro anterior en anexo 1.

13. *Esta venta del sistema de ICE se espera generen ingresos totales sin combustibles durante 2018 de ¢479 702,2 millones (excluyendo ingresos por exportaciones), con tarifas vigentes y sin CVC. El estudio ordinario del ICE estimó 0,7% más ingresos respecto al estimado por IE, esta diferencia es coherente con las diferencias en ventas físicas.*

14. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone un ajuste en las tarifas de generación del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 0,55% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión. Con este ajuste se esperaría ingresos por ¢482 306 millones durante el año 2018.*

15. *Adicional a lo anterior, para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para la compra a generadores privados, importaciones del MER y las ventas del propio sistema de generación del ICE. La liquidación se realiza para un periodo de 12 meses entre octubre 2016 y setiembre de 2017.*

Con respecto a la liquidación de generación, por concepto de ingresos por ventas del sistema de generación se obtuvo un faltante de -26 454,4 millones que debían devolverse al ICE. Sin embargo, de este monto, tal y como se muestra en el cuadro 3 de la RIE-103-2017, se dio un reconocimiento por 13 725,96 millones proveniente de la liquidación del efecto de la suspensión de la RIE-022-2017, que permitió recuperar parte de dicho faltante de recursos ocasionado por el retraso de la entrada en vigencia de la tarifa. El monto final por reconocer en el ajuste tarifario es de ¢4 464,4 millones de colones como ingresos que el ICE-Generación dejó de percibir durante el periodo de referencia. El detalle en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4
Sistema de generación, ICE
Diferencias entre proyección e información real de conceptos de interés.
Octubre 2016 a setiembre de 2017.
Datos en unidades físicas y monetarias.

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Pago a generadores privados (GWh)	2 849,2	2 341,4	-507,8
Pago a generadores privados (Millones de colones)	124 195,3	116 210,7	-7 984,6
Pago por importaciones (GWh)	36,8	40,9	4,1
Pago por importaciones (Millones de colones)	2 070,5	1 791,1	-279,4
Ventas del sistema de Generación (GWh)	9 407,4	9 139,1	-268,4
Ventas del sistema de Generación (Millones de colones)	477 320,5	450 866,2	-26 454,4
Reconocimiento RIE-056-2017			13 726,0
Liquidación (millones de colones)	-351 054,7	-332 864,3	4 464,4

(*) Proyecciones de últimos estudios tarifarios RIE-035-2016, RIE-104-2016, RIE-014-2017, RIE-126-2015, RIE-105-2016, RIE-106-2016 y RIE-017-2017

(**) Información real y proyectada de octubre 2016 a setiembre de 2017

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ICE

16. *También se realizó una liquidación homologa en el análisis financiero con resultado final de ¢3 966,33 como gastos inferiores en que incurrió el ICE-generación durante el periodo de valoración y que por lo tanto deben reconocerse al usuario en el ajuste tarifario (mayor detalle en sección de análisis financiero). Considerando ambas etapas de liquidación es necesario incluir en el ajuste tarifario el monto de ¢498,1 millones (4 464,4 – 3 966,3 = 498,1).*
17. *Considerando tanto el ajuste financiero contable como el monto de liquidación, se propone un ajuste en las tarifas de generación del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 0,66% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión.*
18. *Dicho aumento regirá a partir del 1 de enero del 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018. Con lo cual el ICE obtendrá una diferencia en sus ingresos cercanos a los ¢3 137,7 millones durante el año 2018. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:*

Cuadro No. 5
Sistema de generación, ICE
Ingresos vigentes y propuestos.
Millones de colones, 2018

INGRESOS	ICE DISTRIBUCIÓN	ALTA TENSIÓN	OTRAS DISTRIBUIDORAS	TOTAL
Vigentes	213 943,5	7 922,4	257 836,2	479 702,2
Propuestos	215 365,0	7 932,5	259 542,4	482 839,9

Nota: No se incluyen las exportaciones.
 ARESEP y empresas distribuidoras

Mayor detalle de del cuadro anterior en anexo 1 y 2

19. *Con esta modificación el precio medio de compra por cada kWh (sin CVC) para el 2018 cambia con ingresos vigentes a propuestos de ¢51,7 a ¢52,0 respectivamente.*

c. Análisis de inversiones

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por el ICE para el sistema de generación de energía eléctrica para el periodo 2017-2018, se presenta el siguiente detalle:

i. Inversiones por realizar en el sistema de generación propuesto por el ICE

Las inversiones propuestas por el ICE responden a los planes de inversión que ha estado desarrollando y pretende concluir en el periodo 2018, y que considera necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de generación.

El detalle de las obras de inversión consideradas por la empresa regulada para cada período en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario: ET-063-2017\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inversiones\PlanInversiones_2016-2018\Carpetas de Macro y micro inversiones(folio 100) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del negocio de generación y lo asociado a Ingeniería y Construcción.

ii. Adiciones realizadas durante el período 2016 y 2017:

El ICE presentó un informe con sus justificaciones y en las estructuras de costos de micro y macro-inversiones, el detalle de las adiciones materializadas durante el año 2016 y las desarrolladas y previstas para el período 2017. El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario: ET-063-2017, T_2018_Generación.rar\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inersiones\Plan Inversiones_2016-2018\Macro Inversiones.

iii. Inversiones desarrolladas y previstas para el periodo 2016 – 2017:

Durante el 2016, 2017 y 2018, el ICE ha realizado y prevé ejecutar una serie de iniciativas de inversión en el sistema de generación. A continuación, se presenta el detalle de las principales macro-inversiones y micro-inversiones, indicando el análisis y tratamiento de la adición solicitada:

a. Macro-inversiones 2016

➤ *Proyecto hidroeléctrico Reventazón:*

El detalle del tratamiento del costo de inversión por reconocer se detalla como parte del informe de base tarifaria, en el cual se muestra el análisis técnico regulatorio, que determinó el reconocimiento de 670 070,52 millones. Ver archivo adjunto Inversiones ARESEP-GX-ICE-ET-063-2017 FINAL-JC.

➤ *Modernización Centro de Producción Río Macho:*

Consiste en la modernización de tomas de agua secundaria. El detalle puede ser verificado en las carpetas digitales ET-063-2017,T_2018_Generación.rar\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inversiones\PlanInversiones_2016-2018\Macro inversiones.

Esta Intendencia consideró que la justificación es técnicamente razonable y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la operación de la Central Hidroeléctrica Río Macho.

Cabe destacar que no se presentan macro-inversiones para el periodo 2018, para este sistema.

b. Micro-inversiones, 2016 – 2018

Es importante destacar que ICE presentó las justificaciones y estructura de costos asociadas a las micro-inversiones denominadas: Mejoras Plantas Hidroeléctricas, Mejoras plantas térmicas, Mejoras Plantas Geotérmicas, otras

inversiones del negocio generación, así como el detalle sobre otros activos en operación tanto del negocio generación como de ingeniería y construcción para los períodos 2016, 2017 y 2018.

El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario:ET-063-2017,T_2018_Generación.rar\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inversiones\PlanInversiones_2016-2018\Justificación Micro inversiones. Adicionalmente, ICE aportó información complementaria que amplía las justificaciones de micro-inversiones presentadas, enviadas vía correo del 04 de diciembre de 2017 según consta en ET-063-2017.

- *Sobre Adición de infraestructura para aseguramiento del Vertedero Reventazón*

Este requerimiento corresponde a nueva infraestructura civil que se adiciona a las obras ya construidas y que corresponden a una mejora de estructura del vertedero. Este detalle técnico consta en la presentación realizada por ICE durante visita del 16 de noviembre de 2017.

Las actividades y estructuras que se desarrollarán son:

- 1. Investigación geológica sector vertedero de excedencias*
- 2. Losa de concreto y pilotes secantes*
- 3. Anclajes activos y galería de acceso*
- 4. Impermeabilización de taludes y cortina de cierre*

El objetivo es devolver la condición de impermeabilidad esperada en la zona del vertedero de excedencias, así como restringir un eventual movimiento en la zona de la compuerta 1 del vertedero. Las obras se desarrollarán entre enero y junio del año 2018.

En términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica son necesarias para garantizar la calidad y continuidad del sistema de generación y la gestión integral de la ICE desde el punto vista corporativo, por lo que se considera razonable su incorporación en el cálculo de la base tarifaria. Ver detalle en archivo: Inversiones ARESEP-GX-ICE-ET-063-2017 FINAL-JC.

iv. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calculó con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario.

El cuadro siguiente muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año del 2012 al 2016. Cabe destacar que la última fijación tarifaria fue realizada para el año 2016. Para el caso del 2014, se consideró el monto reconocido de adiciones del 2013.

Cuadro N° 6
Sistema de generación, ICE
Porcentaje de ejecución
Millones de colones

Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2012	109 722,92	28 198,38	25,70%	100,00%
2013	50 120,87	27 835,46	55,54%	
2014	50 120,87	61 739,10	123,18%	
2015	94 951,29	154 856,26	163,09%	
2016	224 520,64	834 756,33	371,79%	
Promedio			178,40%	

Según Metodología Tarifaria Vigente

Fuentes: Carpeta digital ET-063-2017: T_2018_Generación /Capítulo_4_Inversiones/Indicadores_Ejecución_2012_2016_SG/ Ejecución Adiciones_SG_F7803_2012-2016.xlsx

Por tanto, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 100,00%, el cual representa el porcentaje promedio para el último quinquenio.

ii. Adición de los activos del sistema de generación.

A continuación, se presenta la proyección de adiciones de activo fijo pretendida por la empresa eléctrica.

Cuadro N° 7
Sistema de generación, ICE
Adición de activos propuestos
Cifras en millones de colones

SISTEMA DE GENERACION Adiciones propuestas por ICE Programa Adiciones 2017-2018 (Millones de Colones)				
		AÑO		
Cuenta	Expansión del Sistema	2016	2017	2018
	P.H. Reventazón	800 627,64	0,00	0,00
	Hydroeléctrico	1 803,37	5 367,06	7 583,91
	Térmico	708,04	913,13	167,56
	Geotérmico	64,80	0,00	519,75
	Eólico	0,00	0,00	0,00
	Solar	0,00	0,00	0,00
	Subtotal	803 203,85	6 280,19	8 271,21
Cuenta	Otros activos de construcción	2016	2017	2018
	Edificios	299,17	0,00	0,00
	Equipo de construcción	297,28	0,00	0,00
	Equipo de transporte	10,12	500,00	500,00
	Equipo de comunicación	15,49	0,00	0,00
	Equipo y mobiliario de oficina	1,56	1 490,00	1 213,20
	Equipo y programas de cómputo	24,02	412,00	502,20
	Equipo sanitario de laboratorio e investigación	343,45	77,20	161,10
	Equipo y mobiliario educacional desarrollo y recreativo	0,32	0,00	0,00
	Maquinaria y equipo diverso	232,32	718,70	547,30
	Manquinaria y equipo de mantenimiento	1 138,32	0,00	0,00
	Equipo para fotografía, video y publicación	1,08	0,00	2,00
	Maquinaria Equipo y Vehículos	169,91	0,00	0,00
	Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	10,35
	Subtotal	2 533,02	3 197,90	2 936,15
Cuenta	Otros activos en operación	2016	2017	2018
	Equipo de computo	80,18	406,30	853,82
	Equipo de comunicaciones	4,88	212,97	0,00
	Equipo de transporte	140,62	0,00	248,12
	Equipo para construcción	2,91	0,49	0,00
	Equipo para fotografía, video y publicaciones	21,76	3,36	37,40
	Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	185,28	361,42	10,50
	Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	17,29	1,19	0,00
	Maquinaria y equipo de mantenimiento	412,15	151,73	129,67
	Maquinaria y equipo diversos	158,72	2,23	0,00
	Maquinaria y equipo para la producción	0,00	405,51	351,88
	Mobiliario y equipo de oficina	57,27	51,75	104,29
	Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	137,67
	Subtotal	1 081,06	1 596,94	1 873,36
	TOTAL DE ADICIONES	806 817,92	11 075,03	13 080,71

Fuente: ICE

La metodología tarifaria vigente indica que Aresep debe verificar los montos, ejecución y año de aprobación de las adiciones. Por ello en relación con la adición de activos para el período 2018, se presenta el análisis detallado sobre cada obra específica considerada como adición en el periodo 2017 y dicha comparación puede verificarse en el documento Excel Inversiones ARESEP-GX-ICE-ET-063-2017 FINAL-JC, adjunto al presente informe.

De igual manera, se realiza la liquidación del periodo 2016, con relación a las adiciones reales y proyectadas, tomando la información presentada por ICE y que consta en ET-063 2017\T_2018_Generación\Capitulo_9_liquidación\LiquidaciónAdiciones_2016_SG.

Luego de este análisis y la verificación de las adiciones que deben ser consideradas en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2018, y revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflaciones internas y externas, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, por el respectivo índice de precios):

Cuadro N° 8
Sistema de generación, ICE
Adiciones de activos propuesto por Aresep
Cifras en millones de colones

SISTEMA DE GENERACION Adiciones propuestas por ARESEP Programa Adiciones 2017-2018 (Millones de Colones)					
	AÑO				
Expansión del Sistema	2016	2017	2018 (sin Liquidación 2016)	Liquidación -Adiciones 2016	2018 (Con Liquidación 2016)
P.H. Reventazón	670 060,52	0,00	0,00	0,00	0,00
Hidroeléctrico	1 803,37	5 359,55	7 583,97	(10 356,70)	(2 772,73)
Térmico	708,04	911,86	167,34	(460,74)	(293,40)
Geotérmico	64,80	0,00	519,08	0,00	519,08
Eólico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subtotal	672 636,73	6 271,41	8 270,40	(10 817,44)	(2 547,05)
Otros activos de construcción	2016	2017	2018 (sin Liquidación 2016)	Liquidación -Adiciones 2016	2018 (Con Liquidación 2016)
Edificios	299,17	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de construcción	297,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de transporte	10,12	499,30	499,36	0,00	501,14
Equipo de comunicación	15,49	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo y mobiliario de oficina	1,56	1 487,92	1 211,65	0,00	1 215,98
Equipo y programas de cómputo	24,02	411,42	501,56	0,00	503,35
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	343,45	77,09	133,17	0,00	133,65
Equipo y mobiliario educacional desarrollo y recreación	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00
Maquinaria y equipo diverso	232,32	717,70	546,60	0,00	548,55
Manquinaria y equipo de mantenimiento	1 138,32	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo para fotografía, video y publicación	1,08	0,00	2,00	0,00	2,00
Maquinaria Equipo y Vehículos	169,91	0,00	0,00	0,00	0,00
Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	10,33	0,00	0,00
Subtotal	2 533,02	3 193,43	2 904,68	0,00	2 904,67
Otros activos en operación	2016	2017	2018 (sin Liquidación 2016)	Liquidación -Adiciones 2016	2018 (Con Liquidación 2016)
Equipo de computo	80,18	405,73	852,73	0,00	852,48
Equipo de comunicaciones	4,88	212,67	0,00	2,91	2,82
Equipo de transporte	140,62	0,00	0,00	(227,01)	(220,20)
Equipo para construcción	2,91	0,49	0,00	(11,48)	(11,14)
Equipo para fotografía, video y publicaciones	21,76	3,36	0,00	(1 313,08)	(1 273,68)
Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	185,28	360,91	0,00	(1 801,96)	(1 747,89)
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreación	17,29	1,19	0,00	(38,00)	(36,86)
Maquinaria y equipo de mantenimiento	412,15	151,51	0,00	10,73	10,41
	158,72	2,23	0,00	(1 117,05)	(1 083,53)
Maquinaria y equipo para la producción	0,00	404,94	351,43	(102,19)	252,31
Mobiliario y equipo de oficina	57,27	51,68	104,16	6,15	110,13
Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	137,50	0,00	0,00
Subtotal	1 081,06	1 594,71	1 445,82	(4 590,99)	(3 145,17)
TOTAL DE ADICIONES	676 250,80	11 059,54	12 620,89	(15 408,43)	(2 787,55)

Fuente: ICE

iii. Retiro de activos del sistema de generación.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta digital T_2018_generación.rar\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inversiones. ET-063-2017 en el cual el ICE presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos listados para el período 2017, y del período 2016 y 2018.

Cuadro N° 9 Sistema de generación, ICE Retiro de activos Cifras en millones de colones

SISTEMA DE GENERACION Retiro de Activos según ICE Programa Retiros de Activos 2016-2018 (Millones de Colones)													
Cuenta	Activo productivo	2016				2017				2018			
		Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada
120-01	TECNOLOGIA HIDRÁULICA	2977.11	0,00	2573.20	0,00	1 724.99	0,00	840.69	0,00	1 331.05	0,00	228.16	0,00
120-02	TECNOLOGIA TERMICA	496.72	0,00	236.08	0,00	114.52	0,00	31.43	0,00	382.37	0,00	112.30	0,00
120-08	TECNOLOGIA GEOTERMICA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	884.48	0,00	421.96	0,00
120-09	TECNOLOGIA EÓLICA	0,00	0,00	0,00	0,00	686.05	0,00	586.94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Sub total	3 473.83	0,00	2 809.28	0,00	2 525.56	0,00	1 459.06	0,00	2 697.89	0,00	762.43	0,00
Cuenta	Otros Activos en operación	2016				2017				2018			
		Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada
140-03	EDIFICIOS	20.43	0,00	1.61	0,00	25.79	0,00	2.04	0,00	23.60	0,00	1.87	0,00
140-04	MAQUINARIA Y EQUIPO PARA LA PRODUCCION	0,00	0,00	0,00	0,00	39.30	0,00	32.21	0,00	37.80	0,00	32.21	0,00
140-05	EQUIPO PARA CONSTRUCCION	12.89	0,00	12.88	0,00	2.45	0,00	2.40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-06	EQUIPO DE TRANSPORTE	86.10	0,00	86.06	0,00	90.41	0,00	90.35	0,00	79.47	0,00	79.42	0,00
140-07	EQUIPO DE COMUNICACIONES	20.35	0,00	18.07	0,00	82.71	0,00	72.80	0,00	11.19	0,00	9.99	0,00
140-08	MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	112.88	0,00	82.86	0,00	61.62	0,00	45.19	0,00	38.98	0,00	27.92	0,00
140-09	EQUIPO DE COMPUTO	204.75	0,00	200.16	0,00	456.30	0,00	448.83	0,00	688.03	0,00	676.69	0,00
140-10	EQUIPO SANITARIO, DE LABORATORIO E INVESTIGACION	143.52	0,00	109,00	0,00	332.29	0,00	142.59	0,00	122.35	0,00	90.27	0,00
140-11	EQUIPO Y MOBILIARIO EDUCACIONAL, DEPORTIVO Y RECREATIVO	1.73	0,00	1.32	0,00	2.75	0,00	2.29	0,00	1.84	0,00	1.43	0,00
140-12	MAQUINARIA Y EQUIPO DIVERSOS	115.19	0,00	101.15	0,00	91.30	0,00	77.61	0,00	30.66	0,00	21.89	0,00
140-13	MAQUINARIA Y EQUIPO DE MANTENIMIENTO	237.08	0,00	157.44	0,00	158.12	0,00	100.66	0,00	157.75	0,00	104.26	0,00
140-14	EQUIPO PARA FOTOGRAFIA, VIDEO Y PUBLICACIONES	6.08	0,00	4.21	0,00	13.19	0,00	9.85	0,00	27.61	0,00	26.37	0,00
	Subtotal	961.02	0,00	774.77	0,00	1 356.22	0,00	1 026.83	0,00	1 219.28	0,00	1 072.31	0,00
	TOTAL Retiros	4 434.85	0,00	3 584.05	0,00	3 881.77	0,00	2 485.89	0,00	3 917.18	0,00	1 834.74	0,00

Elaboración propia ARESEP

Fuente: Carpeta Digital : ET-063-2017\T_2018_Generación\Capítulo_4_Inversiones\Respaldo Inversiones_ARESEP\Retiro Activos_SGI_Retiro Activos_Producción_Generación_F7794 y Retiro Activos_IC_Generación_F7794
En dicho archivo se encuentra el anexo de retiros de Producción-Generación y Activos IC Generación.

Fuente: ICE

Es importante resaltar que el ICE presentó el detalle de los activos retirados para el 2016 y 2017, el cual puede ser verificado en el archivo digital ET-063-2017.

iv. 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:

Cuadro No 10
Sistema de generación, ICE
Propuesta ICE, años 2016 - 2018
Cifras en millones de colones

	AÑO		
	2016	2017	2018
Adiciones	806 817,92	11 075,03	13 080,71
Retiros	850,80	1 395,88	0,00

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 No 11
Sistema de generación, ICE
Propuesta Aresep, 2016 - 2018
Cifras en millones de colones

	AÑO		
	2016	2017	2018 *
Adiciones	676 250,80	11 059,54	(2 787,55)
Retiros	850,80	1 395,88	2 082,43

* Con liquidación 2016 y ajuste de adiciones 2017

v. Tratamiento tarifario del P. H. Reventazón:

A continuación, se presenta el análisis tarifario asociado a la capitalización del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, así como los respectivos criterios técnicos utilizados por este Ente Regulador.

De conformidad con lo indicado en Plan de Expansión de Generación (PEG) “el principal objetivo del proyecto es atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país para el 2016 disminuyendo la dependencia de hidrocarburos para la generación de electricidad.”

Al respecto es importante destacar que los planes de expansión de generación que realiza el ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los planes nacionales de desarrollo y de energía, como lo señala el ICE en el PEG 2012-2024, en su apartado 3.1., y el sistema de generación debe satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, en calidad y cantidad, al menor costo posible.

Respecto a este plan de expansión de la generación, es necesario indicar que, en dicho documento, una vez establecida la proyección de demanda, el ICE define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, en particular los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total de la inversión y operación necesario para satisfacer la demanda.

Es importante destacar que, para la realización de la planificación del desarrollo eléctrico nacional y la elaboración de los planes de expansión, el ICE utiliza modelos computacionales OPTGEN versión 6.0.6, y SDDP versión 10.2.3.c, según lo indicado en el apartado 9.8 del PEG 2012-2024.

Al respecto, es necesario señalar que el OPTGEN es un modelo integrado, formulado como un problema de gran escala de optimización mixta entera-lineal, que el ICE utiliza para determinar planes de expansión de mínimo costo.

Es por ello, que los costos de inversión que se aprecian en el PEG 2012-2024 corresponden a un costo unitario representativo de cada tecnología, que para este caso de P.H. Reventazón fue determinado por ICE en US\$ 4 198 millones por MW instalado, asignándole un costo de inversión en ese momento de US\$1 226 millones de, sin considerar un costo de inversión por la minicentral o central ecológica de 13,5 MW. Al respecto, si el ICE hubiese realizado el cálculo del costo total de inversión de los 305,5 MW del proyecto, el costo de inversión sería: US\$ 1 282,5 millones.

Cabe destacar que en dicho PEG, se indicaba que “El proyecto Reventazón se encuentra en construcción. De acuerdo con el programa del proyecto, estará en operación al inicio de la temporada seca del 2016.”

Por otra parte, en la solicitud tarifaria asociada al expediente ET-063-2017, presenta el detalle de capitalización del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón por un monto de ¢800 627,64 millones o su equivalente en dólares de US\$ 1 499,76 millones (de acuerdo con lo indicado en el oficio 0510-1121-2917), los cuales no contemplan las obras de transmisión ya capitalizadas e incorporadas tarifariamente como parte del sistema de transmisión del ICE.

Al respecto, es importante mencionar que ICE mediante oficio 0510-1121-2917, aclara que en 2009 el Costo total estimado del P.H. Reventazón sin costo financiero ascendía a USD 899,6 millones y señala que “el informe de Factibilidad utiliza como premisas diseños hidráulicos de las obras con la información que se manejan a ese momento y cuyo nivel de detalle es limitado para poder definir un presupuesto constructivo adecuado. Es por eso por lo que, superada la etapa de factibilidad, se incentivan los estudios y se inician los diseños finales. Se define entonces el equipo de trabajo y de cara al inicio de

proyecto se inicia una revisión del presupuesto constructivo con el que se iría a negociar el financiamiento.”

De la información aportada es evidente que el estudio de factibilidad financiera y económica con la cual se tomó la decisión de ejecutar el proyecto no contemplaba aspectos indispensables como costos de terrenos y costos del financiamiento. Lo anterior implica que previo al inicio del proceso constructivo no se realizaron las valoraciones y actualizaciones de la rentabilidad del proyecto, para determinar su conveniencia.

Por ello, se advierte que, entre el costo inicial considerado como base para analizar la factibilidad del proyecto, y al costo final capitalizado, se registra una desviación de aproximadamente un 70%, incrementando el costo de inversión de la planta sin considerar la transmisión por MW instalado de US\$ 2,88 a US\$ 4,91 millones, representando este último una inversión mayor al costo unitario de instalación, considerado en el plan de expansión de la generación 2012-2024.

En este contexto, la Autoridad Reguladora debe actuar a partir de una valoración integral y balanceada de las funciones y obligaciones que le otorga la Ley No 7593. De ahí la necesidad de realizar un análisis de razonabilidad técnica, económica y financiera de los montos que representan esos activos, costos y gastos asociados a cada uno de los proyectos de generación propuestos por el ICE para su capitalización, ya que estos presentan desviaciones significativas en relación con otros proyectos de similar capacidad instalada y de las estimaciones realizadas por el ICE en su Plan de Expansión de la Generación (PEG -2012-2024). No se toma de referencia el Plan de Expansión de la Generación vigente PEG 2016-2035, debido a que el ICE incorporó el monto del proyecto con su costo total capitalizado.

Todo proyecto de generación de energía, independientemente de la fuente que utilice, debe cumplir con el principio “servicio al costo”, considerando que, en el ejercicio de la regulación económica, la Aresep debe propiciar el equilibrio financiero de las empresas y de manera simultánea proteger los intereses de los usuarios, evitando que se carguen a la tarifa costos no justificados, excesivos o desproporcionados. Por tanto, el propósito de un proceso de regulación que tiene la obligación de armonizar intereses entre prestadores y usuarios implica reconocer que el objetivo no puede ser producir energía eléctrica a “cualquier costo”, sino a un costo razonable, dado el marco regulatorio que orienta en la actualidad el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

Por ello, la Autoridad Reguladora no puede abstraerse de lo establecido en el artículo 32 de la Ley No. 7593, que indica que no se aceptarán costos de empresas reguladas que se consideren innecesarios o ajenos a la prestación del servicio público, así como aquellos gastos de operación desproporcionados en

relación con los gastos normales de actividades equivalentes y las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.

A la luz de lo anterior, la información disponible confirma que se registraron diferencias significativas entre los costos iniciales del proyecto en el correspondiente estudio de factibilidad, lo proyectado por el Plan de Expansión de la Generación elaborado por el ICE correspondiente al periodo 2012-2024 y el costo final ejecutado y capitalizado por la empresa. Lo anterior, tal y como se mencionó implica que las decisiones sobre la rentabilidad y viabilidad de los proyectos se sustentaron en análisis técnicos y financieros de carácter parcial, teniendo como consecuencia las desviaciones de costos señaladas.

Por tanto, se resuelve contemplar en el cálculo de la base tarifaria asociada al ET-063-2017 un costo de inversión del P.H. Reventazón, sin considerar obras de transmisión (debido a que ya se encuentran incorporadas en la base tarifaria del sistema de transmisión) de US\$ 1 255,179 millones (≠670 060,52 millones), el cual corresponde al costo de inversión total estimado en el PEG 2012-2024 de US\$ 4,198 millones por MW instalado.

En este contexto, la Intendencia de Energía procedió a incorporar el proyecto hidroeléctrico Reventazón, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro No 12
Sistema de generación, ICE
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón
Cifras en millones de dólares

Sistema de Generación			
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón sin las obras transmisión (en millones de dólares USD)			
Rubro	Propuesta por ICE	Propuesto por ARESEP	Variaciones absoluta
Valor de la planta	1499,76	1255,179	244,581
costo del MW instalado	4,91	4,109	0,801
Plazo de depreciación(años)	40	40	

Nota: Tipo de cambio utilizado 533,84/\$

Fuente: Intendencia de Energía

d. Retribución de Capital

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

El rédito para el desarrollo se obtiene mediante la aplicación de dos modelos, el Costo Promedio Ponderado de Capital y el Modelo de Valoración de Activos de Capital; más adelante se detalla el cálculo del rédito para el desarrollo del ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.

El ICE obtuvo para el sistema de generación un costo de capital propio de 5,71% y un 4,80% 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 <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15> electrónica. En este caso corresponde a un 2,13%*
- ✓ *Para el cálculo del beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,62.*
- ✓ *Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,67%. 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 ϕ 1 693 460 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ϕ 1 151 329 millones y el valor total de los activos (A)*

es de ¢2 844 489 millones, según la información de los Estados Financieros a mayo 2017 y reportes del ICE.

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

Cuadro No 13
Sistema de generación, ICE
Rédito de Desarrollo, 2018

ICE	Estimación ICE		Estimación Aresep	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	5,71%	4,80%	5,65%	4,77%

Fuente: Aresep

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de generación (modelo WACC) es de 4,77%; mientras que el costo del capital propio es de 5,65%.

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

- ✓ La exclusión de la obligación que se registró a favor del ICE Telecomunicaciones, dado que no se adjuntó documentación que justifique el cargo.
- ✓ El ICE utiliza la información con corte a mayo 2017 para la variable (P) Patrimonio, la cual según lo establecido en la metodología RJD-141-2015, esta información se obtendrá del último estado financiero auditado, en este caso el corte corresponderá a diciembre 2016.

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 (¢102 076), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del ICE, 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-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

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

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad con corte a diciembre de 2016 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en conjunto con la información adicional son los insumos para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2016 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de generación son:

Cuadro No. 14
Sistema de generación, ICE
Saldo de cuentas al 31 de diciembre del 2016, Estados Financieros
Auditados
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en Operación	2 835 246,00	1 339 085,00	0,00	0,00
Otros Activos en Operación	205 502,00	129 507,00	0,00	0,00

Fuente: ICE.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos "Activos Fijos en Operación-Generación 2015-2018.xls" y "Otros Activos en Operación-Generación 2015-2018.xls", para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de este último con corte al 31 de diciembre del 2016, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a diciembre de 2016, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe.

Del detalle anterior, suministrado por la empresa en el presente estudio, en lo que respecta a la cuenta “Otros activos en operación” cuyos porcentajes de asignación para los componentes local y externo corresponden al 82,50% y 17,50% respectivamente, se indica, que una vez revisada su metodología de asignación, se identificaron activos que por su naturaleza se deben clasificar con el componente local, tal es el caso de los “Edificios y Terrenos”, que para el cálculo de su revaluación la Intendencia de Energía le asignó el 100% por concepto de componente local.

Cuadro No. 14
Sistema de generación, ICE
Tasa de Depreciación
(Expresados en términos porcentuales)
Porcentajes de depreciación.

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
<i>Plantas Hidráulicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Térmicas</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Plantas Geotérmicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Eólicas</i>	5,00%	0,00%	20
<i>Plantas Generación Solar</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Subestaciones</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Líneas de distribución</i>	3,00%	10,00%	30
<i>Líneas de transmisión</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Alumbrado Público</i>	4,80%	4,00%	20

Fuente: ET-063-2017.

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, son aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2016, según detalle a continuación:

1. No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:
 - i. Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el

petete en los archivos “Reporte de activos fijos IE-RE-7715 diciembre 2016 (00000004) R.xls” y “IE-RE-7715 Reporte de Otros activos en Operación DIC-2016 IE.xls”).

- ii. Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación” 14022, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-141-2015, que refiere al método de depreciación lineal.
- iii. El ICE remite en información adicional un documento consulta de criterio contable (consecutivo 159) donde en su página 6 (Elementos de análisis) en su apartado b indica “B. Elementos para la adopción de la nueva política: Es necesaria la adopción de la nueva política relacionada con la partida de “Propiedad, planta y equipo”, considerando los elementos que se establecen a continuación: Utilizar la exención indicada en el Apéndice D, párrafo D8B de la NIIF 1 relacionada con el costo atribuido, donde se establecen ciertas condiciones sobre las cuales una entidad puede utilizar la base actual como el costo a la fecha de transición para la partida de propiedad, planta y equipo, esto en virtud de la importancia que este rubro tiene sobre los estados financieros consolidados del Grupo ICE. La exención puede ser utilizada por el ICE considerando que tiene propiedad, planta y equipo que es usada o fue anteriormente usada, en operaciones sujetas a regulación de tarifas y que incluyen montos determinados por las políticas contables actuales, que no calificaban para capitalización bajo las NIIF.”
- iv. Esta exención no es de recibo por parte de la IE, considerando que debe apegarse a tratamiento del cálculo de la depreciación según lo indicado en el inciso ii. de este informe, por lo cual se procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 15
Sistema de generación, ICE
Ajuste del método de depreciación en función del uso
Periodo 2016
(millones de colones)

Sistema	Monto
<i>Generación</i>	66 474,00
<i>Transmisión</i>	11 987,00
<i>Distribución</i>	11 175,00
<i>Alumbrado Público</i>	20,40
Total de Ajustes	79 656,40

Fuente: ICE.

2. *Respecto a la revaluación de activos la Intendencia no procede a revaluar los activos debido a la política adoptada por el ICE tal y como lo indica los Estados Financieros Auditados en su Nota 2 inciso (ii) “Activos en operación y otros activos en operación” Reconocimiento y medición:*

“A partir del 2016, el ICE adoptó el término de costo ajustado, como sustituto del valor del costo histórico de los activos más el ajuste por revaluación. De la misma forma, se sumó la depreciación acumulada sobre el costo más la depreciación acumulada sobre la revaluación. Por consiguiente, y a partir del período 2016, el valor de valuación y registro de esos activos en operación y otros activos en operación, sujetos a regulación de tarifas e incluidos en los registros contables de la Institución, se denomina “costo ajustado”, conformado por el costo histórico más los ajustes de revaluación practicados hasta el 31 de diciembre del 2015.

La aplicación de esta nueva política tiene como objetivo el reconocimiento del importe derivado de la sumatoria del valor del costo y del revalúo de esas partidas de Inmuebles, maquinaria y equipo (Activos en operación y otros activos en operación - propiedad ICE y bajo arrendamiento financiero-), como el nuevo costo.”

Debido a lo anterior la presentación de los saldos de los activos al costo y revaluado fueron unificados, así como sus depreciaciones al costo y revaluado, véase página 8 de los Estados Financieros Auditados, la Intendencia se ve imposibilitada de realizar la respectiva revaluación de activos dado a que estaría

realizando revaluaciones sobre bases que no están separadas y contienen tanto activos al costo como revaluados. Como observación el ICE tampoco realiza ninguna revaluación.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico "CALCULOS_TAR_ACT_11-09-17.xls"), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 16
Sistema de generación, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	2.204.389,36	2.062.194,12	(142.195,24)	-6.45%
AFNOR-P	2.235.612,44	2.106.730,78	(138.916,75)	-6.19%

Fuente: Elaboración propia.

El gasto obtenido de la depreciación de los activos en operación es de ¢78 514,50 y para los otros activos en operación es de ¢1 423,20 para un total de ¢79 514,5 para el año 2018.

El activo fijo neto de operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢2 106 730,78 millones.

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:

- Adicionalmente, en el presente estudio tarifario se procedió a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-141-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.
- Se aplicó la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016, en las cuales se identificaron las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-125-2015 y los valores reales, dando como resultado la base de la

estructura de costos y gastos a utilizar en la proyección del 2018, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).*
- Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, no se incorpora el rubro solicitado.*
- En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.*
- Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, transmisión, distribución y alumbrado) correspondiente al año 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo más el resultado de la liquidación tarifaria. Se consideran los meses reales de enero a mayo 2017, así como la proyección de junio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.*
- 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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- Los tipos de cambio promedios utilizados son de ₡572,18 y ₡569,83 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
 - ✓ El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto 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 objeto de gasto, se valoraron las justificaciones que presentó ICE, 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 analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
 - ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016. Para el año base se analizó la conciliación de salarios; las planillas reportadas a la Caja Costarricense de Seguro Social con las actividades N° 4520, 4530, 4550 y 4010 del sector electricidad, muestran el total por concepto de salarios y cargas sociales que ascienden a las sumas de ₡117 353,50 y ₡40 659,50 millones. En la conciliación de salarios se muestra el monto de ₡117 353,50 de los cuales ₡32 375,60 millones corresponde al personal de proyectos (inversiones) y el restante ₡84 977,90 millones a los gastos de operación, centros de servicio u otros.*
 - ✓ *Los montos de salarios incluidos en el formulario “IE-RE-7732 Reporte de remuneraciones.xls”, en la hoja denominada “Registro salarios 2016”, son inferiores al monto conciliado, lo cual evidencia que aparte de las inversiones, aún se tienen objetos de gasto pendientes de incorporar, esto para efectos de conciliar el total de la planilla.*
 - ✓ *Algunos de estos objetos de gasto pendientes, corresponden a los gastos por concepto de planillas incluidos en los objetos de gastos que conforman el grupo de partidas denominadas “contables”; ya que como se evidenció en estudios tarifarios anteriores, los centros de servicio entre sistemas, sectores u otros, se han registrado en esas cuentas, con la limitante que no identifican la porción del gasto que corresponde a planillas.*
 - ✓ *Con las limitaciones existentes, esta Intendencia consideró los datos conciliados a diciembre del 2016, para efectos de la liquidación tarifaria y la base de proyección.*
 - ✓ *En cuanto a la proyección del periodo 2017, se consideró para el primer semestre, lo indicado mediante la circular 0150-0575-2017 del 03 de abril del 2017, la cual informa sobre el aumento general (decreto ejecutivo 40241-MTSS-H), el cual consiste en un incremento de 0,76%*

a todo el personal del ICE, excepto al nuevo modelo de clasificación y valoración de puestos del personal de nuevo ingreso (Planilla 08), ya que los aumentos de esa planilla serán derivados del comportamiento del mercado salarial y no por costo de vida. Para el segundo semestre del 2017 el incremento consistió en un 0,75% (según el decreto ejecutivo 40634-MTSS-H).

- ✓ *La planilla 08 que refiere el ICE, corresponde a una nueva modalidad de contratación implementada por el petente, se rige por el “Reglamento Autónomo Laboral”. En comunicado de prensa realizado por el ICE el día 25 de abril del 2016, se informó que partir del 2015 había contratado 99 colaboradores bajo la nueva modalidad adoptada en 2015, acorde con las condiciones del mercado (salario global). Para este estudio el ICE refiere a la planilla N° 8 cuyos incrementos no obedecen a los decretos de ley, sino más bien a estudios salariales; sin embargo, esta planilla no se identifica de forma separada para efectos de discernir el porcentaje o medida a incrementar en las proyecciones de los periodos 2017 y 2018.*
- ✓ *La IE procede a considerar la planilla conciliada como base e incorporar los aumentos por los decretos de ley, por cuanto no se dispone de otros estudios salariales para efectos de proyección.*
- ✓ *En la sesión 6159 del 14 de diciembre del 2015 (artículo 2, por tanto 5), el ICE indicó en relación con la planilla 08 lo siguiente:*

“Al tratarse de información estratégica-económica sensible de cara a la competencia y a terceros interesados en tanto versa sobre el Diseño Salarial de la Escala Ejecutiva y de Fiscalización Superior, las descripciones de las clases que la conforman y los salarios asociados a dichas clases, califica como confidencial y por ende no resulta conveniente sea divulgada a terceros interesados.”

El acuerdo citado, demuestra la limitación de esta Intendencia para efectos de realizar las respectivas proyecciones y diferenciación en la base de la planilla 08.

- ✓ *En lo que respecta a las “prestaciones legales” se consideró la estimación del ICE, basado en el detalle de funcionarios que se acogerán a este derecho en el año 2018. Sin embargo, para efectos de liquidación tarifaria, el petente no suministró detalle ni comprobantes que demuestren la erogación real en el año 2016 (ejemplo,*

liquidaciones, despidos, renunciaciones, jubilaciones, etc.). Por tal motivo en el año 2016, no se incluyó monto por este concepto.

- ✓ Como cargas sociales u otros rubros salariales se contemplaron para el total de remuneraciones del año 2018 los siguientes porcentajes: “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS” 9,25%, “Contribución patronal al IMAS” 0,50%, “Contribución patronal al INA” 1,50%, “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares” 5,00%, “Contribución patronal al BPDC” 0,50%, “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” 5,08%, “Aporte patronal al ROPC” 1,50%, “Aporte patronal al FCL” 3,00%, “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” 10,50%, “Décimo tercer mes” 8,33% y “Salario escolar” 8,33%.
- ✓ Para las partidas “Seguros riesgos profesionales”, “Becas a funcionarios” y “Ayudas a funcionarios” se analizó su crecimiento respecto a la inflación del periodo.
- ✓ En la tarifaria del año 2016, el ICE presentó la cuenta N° 931 “Centro de Servicio Técnico Operación”, la IE incluyó en la tarifa de ese periodo la suma de ¢5 873,24 millones en el sistema de generación. Al momento de liquidar el 2016 por este concepto, el ICE no aportó detalle ni justificación de estos gastos, por lo tanto, se disminuye para efectos de la liquidación tarifaria.
- ✓ Los gastos de remuneraciones solicitados por el ICE para el sistema de generación ascienden a la suma de ¢38 525,63 millones, la IE estima la suma de ¢40 002, 97 millones por ese concepto en el año 2018. Sin embargo, al incorporar el efecto de la liquidación del periodo 2016, por el monto de (¢3 012, 53) millones, esa cifra disminuye a ¢36 990,44 millones en el ejercicio 2018.

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

• Operación y mantenimiento del sistema de generación:

Se procede a analizar el comportamiento de lo otorgado en la RIE-125-2015 la cual da origen a la fijación tarifaria del periodo 2016, comparándolo con lo ejecutado por el ICE, por lo que se realizó el correspondiente análisis de variaciones y sus respectivas justificaciones.

De acuerdo con lo establecido en la RJD-141-2015 con respecto a la aplicación de la liquidación del periodo anterior, se procede a analizar la información

aportada por el ICE, para el análisis de la información se partió de los siguientes criterios:

- ✓ *En los objetos de gasto en que el ICE ejecutó menos de lo autorizado vía tarifa, se ajusta la diferencia expuesta entre lo otorgado por la Aresep y lo realmente ejecutado para el año 2016.*
- ✓ *Con respecto a la partida denominada “contables”, dada la limitación en la información aportada por el ICE para dar trazabilidad sobre el origen del gasto incurrido en cada sistema y cuenta, se analiza la documentación aportada en los casos que se reconoce dicha desviación se debe a que la justificación era suficiente o por el contrario no se reconoce por deficiencias en la justificación aportada y sus documentos de respaldo.*
- ✓ *En los objetos de gasto que el ICE ejecutó más de lo otorgado vía tarifa, se procede a analizar cada una de las desviaciones y sus respectivas justificaciones, en los casos que se reconoce dicha desviación se debe a que la justificación era suficiente o por el contrario no se reconoce por deficiencias en la justificación aportada y sus documentos de respaldo. A continuación, se detallan:*

- *OG 082 Servicios jurídicos: el monto justificado consiste en un gasto de naturaleza no recurrente, por lo tanto, se analiza e incorpora como gasto no recurrente y se reconoce en el periodo 2018 por un total de ¢17,11 millones.*
- *OG 083 Servicios de ingeniería: el monto justificado considera la compra de un sistema eléctrico de tablero, el cual no corresponde a un gasto recurrente de este objeto de gasto, por lo tanto, se considera un gasto no recurrente y debido a la justificación aportada se reconoce en el periodo 2018 como un gasto no recurrente.*
- *OG 145 Otros productos químicos: la variación en el monto no se justifica ni cuenta con el respaldo suficiente se le reconoce lo otorgado en la RIE-125-2015.*
- *OG 155 Materiales y productos minerales y asfálticos: la petente no justifica este objeto de gasto.*
- *OG 856 Aplicaciones a proyectos: la petente no justifica este objeto de gasto.*
- *OG 868 Utilización CST Diseño, OG 870 Utilización CST estudios básicos de ingeniería y OG Utilización C.S CADE GAP: no se detalla el costo trasladado por sistema a las distintas obras realizadas, por lo que no tiene claridad sobre la trazabilidad del*

gasto incurrido y su correspondiente asignación por lo que se reconoce el monto otorgado en la RIE-125-2015.

- *OG 879 Utilización CST maquinaria y equipo talleres cebadilla: dentro de la justificación expuesta por el ICE sobre el ajuste por cambio de método de gasto por depreciación en función del uso, la petente expone que no existe un criterio técnico ni documentación que soporte la mejora, capaz de evidenciar el respaldo en la vida económica por lo que no se reconoce el monto expuesto de ¢454 millones.*

- ✓ *Para los gastos no recurrentes proyectados por el ICE para los periodos 2017 y 2018 se procede a analizar los montos proyectados y sus respectivas justificaciones para ser considerados dentro de la proyección realizada por la IE, a continuación, se detalla el análisis realizado:*
 - *Para los objetos de gasto 053, 083, 109, 111, 112 y 164 existen inconsistencias a nivel de inicio de ejecución de obras, plazos de ejecución e inclusiones dentro del plan de compras institucional.*
 - *Para el objeto de gasto 812 específicamente la obra bajo el consecutivo “3967- Trabajos galería reparación túnel” por ¢6 224,82 millones de colones no es consistente con la justificación aportada en el documento “Proyección no recurrentes 2017-2019” el cual el monto justificado es completamente distinto del incluido en el formulario el cual no permite dar trazabilidad a la información aportada, por lo tanto, no se incluye en la proyección del 2017.*
 - *Como resultado de la depuración realizada, para el periodo 2017 la IE otorga un total de ¢4 579,9 millones en gastos no recurrentes.*
 - *Para el objeto de gasto 111 en el 2018 se reconocen ¢246 millones debido a que la obra bajo el consecutivo 4001 “Mejoras en la toma de agua potables de casa de máquinas” no presenta proyección de ejecución de obras, plazo de ejecución o inclusión dentro del plan de compras institucional.*
 - *Con respecto al objeto de gasto 879 el ICE solicita para el año 2018 un monto aproximado de ¢5 330,38 millones de los cuales ¢4.373,69 corresponden al consecutivo “4028 impermeabilización y filtración en el vertedero Reventazón” como resultado de la categorización del fallo en el vertedero como impredecible. Sin embargo, corresponde al ICE gestionar este proceso ante el fideicomiso con el fin de que la empresa constructora se haga responsable de las reparaciones, para no trasladar a los usuarios,*

por adelantado, cargos nos imputables a la prestación del servicio, en los términos en que lo pretende el ICE. Por tanto, se reconoce un monto de ¢956,7 millones.

- *Como resultado de la depuración realizada, para el periodo 2018 la IE otorga un total de ¢8 523,3 millones en gastos no recurrentes.*

- ✓ *El monto reconocido por la IE para el 2018 correspondiente a gastos recurrentes es de ¢22 436,70 millones el equivalente a un 14,31% menos que lo solicitado por el ICE.*
- ✓ *El monto reconocido por el efecto de la liquidación de los gastos recurrentes del periodo 2016 es de ¢3 451,69 millones.*
- ✓ *El monto total de gastos recurrentes es de ¢25 888,39 millones, siendo el impacto de la liquidación un 13,33% del total.*
- ✓ *Con respecto a los gastos no recurrentes la IE reconoce ¢8 523,31 millones, lo que corresponde a un 42,88% menos que lo solicitado por el ICE.*
- ✓ *El monto por ajustar correspondiente a los gastos no recurrentes asignados en el año 2016 es de -¢6 044,73 millones.*
- ✓ *Por lo tanto, el monto reconocido en gastos no recurrentes para el 2018 es de ¢2 478,58 millones.*
- ✓ *El monto total reconocido por la IE para el ICE en el 2018 es de ¢28 366,96 millones, un 30,99% menos que lo solicitado por el ICE.*

- **Gastos complementarios de operación**
 - ✓ *Para la estimación tarifaria del 2018, se incluyó en las tarifas el monto de ¢3 477,46 millones por concepto de gastos de gastos complementarios de operación, el cual incluye el ajuste por inflación. Se analizan por separado las remuneraciones y los objetos de gastos relacionados (311 prestaciones legales, 101 Seguros Riesgos Profesionales). Este monto representa una disminución de ¢606,62 millones con respecto al monto proyectado por el ICE ¢4 078,96 millones.*
 - ✓ *Respecto a la liquidación del año 2016, ARESEP según la RIE-125-2015 (ET-096-2015) reconoció el monto de ¢313,13 millones de gastos (no incluye remuneraciones y partidas relacionadas). Según la información presentada por el ICE, el monto total ejecutado corresponde a ¢3 855,67 el cual incorpora remuneraciones y Otras cuentas que incluyen gastos como depreciaciones, absorción de*

partidas amortizables e intangibles, los cuales se analizan por separado.

- ✓ *Se efectuaron los siguientes ajustes por liquidación: 1) se consideró como gastos no recurrentes los objetos de gastos del Proyecto PH Pirrís. El objeto de gasto 858 Aplicaciones proyectos por ¢3 027,94 millones, 867 Utilización CST Construcción por ¢1,50 millones, 874 Utilización CST-Centro de apoyo a proyectos por ¢0,24 millones, 956 Liquidación de Centros de Servicio Técnicos por (¢0,11) millones. Esto debido al acuerdo extra judicial y el finiquito efectuado el 29 de marzo del 2017 entre el ICE y el contratista en el que se determinó que el contratista tenía derecho a MUS \$23,4 neto a desembolsar, respecto a los litigios interpuestos por el Astaldi Societá per Azione sobre el contrato 7225-E Construcción de las Obras de Sitio de Presa del PH Pirrís (el Proceso Común de Conocimiento Expediente No. 10-003975-1027 CA, el Proceso de Ejecución de Laudo Arbitral expediente No. 15-000763-1027-CA) y un proceso administrativo por el pago de la liquidación por rescisión parcial del contrato. Con este acuerdo, se dieron por terminadas las disputas, discrepancias, y formalizaron el desistimiento a cualquier reclamo futuro y se procedió con los ajustes correspondientes al año 2016 para garantizar el cierre del caso, el adecuado registro.*
- ✓ *No se reconocieron los siguientes objetos de gasto: a) la justificación de la partida N°816 denominada “Estimación para valuación de existencias en inventario”, por un total de ¢463,40 millones proyectados en las partidas de CS Recurso Geotérmicos (¢70,03 millones) y Centro de apoyo a proyectos (¢393,37 millones), debido a la naturaleza de la partida que corresponde a una provisión la cual no está debidamente justificada en el año 2016 y que el ICE indica en el análisis de variaciones que corresponde a un ajuste que no debe incidir en la solicitud tarifaria. b) 870 Utilización CST estudios básicos de ingeniería (¢58,01 millones) y el 868 Utilización CST Diseño (¢31,99 millones) proyectados de forma separada a los proyectos, debido a que no están debidamente justificados.*

➤ **Estudios de pre-inversión:**

- ✓ *Los gastos de pre inversión incluidos en el presente análisis tarifario corresponden a ¢5 347,30 millones para el año 2018. Este no incorpora las remuneraciones y los objetos de gastos relacionados (311*

prestaciones legales, 101 Seguros Riesgos Profesionales) debido a que se analizan por separado.

- ✓ Se efectuaron ajustes de liquidación por \$47,06 de las siguientes partidas que no estaba debidamente justificadas: 164 Repuestos y accesorios, la partida de 852 Aplicación costos gestión productiva a obras, 861 Utilización solución tecnológica personal (d.i.c.), 863 Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.).

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

Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de software y licencias, indicando mes, año de adquisición, vida útil, monto de adquisición, amortización y las adiciones con las respectivas justificaciones de adquisiciones de activos para los años proyectados.

En cuanto a la vida útil el promedio del software y licencias es de 36 meses; lo cual da como resultado una vida útil de 3 años, a partir del año 2017 se crea una clase nueva con una vida útil de 12 meses.

En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada, vale mencionar que en el archivo "METOD_PARTIDAS AMORT_2016-2018" la asignación de la gerencia de electricidad es únicamente entre los servicios regulados, no otorgándoles ningún peso a las demás actividades del ICE no reguladas por la ARESEP.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	41,23%
Transmisión	16,75%
Operación Integrada S.E.N.	2,40%
Distribución	39,62%
Alumbrado Publico	00,00%
	100,00%

En relación con activo intangible #350181732 con la descripción “software para funcionamiento equipos CP Toro III “solo se reconoce el 50% de su valor de adquisición, considerando que las cuotas mensuales del arrendamiento se asumen un 50% por parte del ICE y 50% JASEC, según contrato de arrendamiento Fideicomiso BCR - Toro III.

En la tarifaria del 2016 la ARESEP le otorgo al ICE ¢ 493.99 millones en el sistema de generación de los cuales ejecutaron ¢302,47 millones, quedando una diferencia de ¢191,53 millones no gastados, en la información de la liquidación el ICE no justifica razonablemente la variación del gasto por todo lo anterior la solicitud de la cuenta en el año 2017 es de ¢704 millones y para el 2018 ¢1,098 millones, de los cuales la Intendencia de Energía reconoce ¢702,09 millones para el 2017 y ¢ 1081,96 millones para el 2018, sin embargo al aplicar el efecto de la liquidación en el 2018 el monto a reconocer es de ¢890,44 millones.

Cuadro No. 17
Sistema de generación, ICE
Gastos por partidas amortizables e intangibles
(Millones de colones)

SISTEMA	2017	2018	Efecto liquidación
GENERACIÓN	702,09	1.081,96	890,44

➤ **Estudios preliminares:**

- ✓ Se procedió a verificar el comportamiento de lo otorgado por la ARESEP en la tarifa para el año 2016 (ET-096-2015) y lo ejecutado por el ICE y posteriormente el análisis de las justificaciones de las variaciones.
- ✓ En la liquidación del 2016 y proyección del 2017 y 2018 el ICE no reporta gastos no recurrentes.
- ✓ En los casos que el ICE ejecuto menos de lo autorizado vía tarifas se ajustó el año base de la liquidación rebajando ese excedente que obtuvo entre lo gastado y lo reconocido por ARESEP.

- ✓ *En los objetos de gasto donde el ICE gasto más de lo otorgado en la tarifa del 2016 se analizaron cada una de las cuentas y justificaciones, por lo que algunos casos se reconoció el excedente donde el análisis se consideró que la justificación era suficiente en algunos casos no se reconoció el incremento por deficiencias en la justificación como, por ejemplo:*

En el O.G. 083 servicios de ingeniería: Se reconoce únicamente la tarifaria anterior, ya que se considera que el servicio profesional para el diseño de un portafolio de proyectos para la sustitución de equipos ineficientes no es un gasto recurrente

O.G. 086 Servicios generales: Se reconoce únicamente lo aprobado por ARESEP en el 2016 no se considera un gasto recurrente el pago realizado por I.C. por servicios de limpieza en los sitios de interés a la Sra. Lorena Peña Padilla, adicional si I.C. corresponde a ingeniería y construcción es un servicio no regulado.

O.G. 097 Viáticos en el exterior: Se reconoce únicamente lo aprobado por ARESEP en el 2016 por falta en la justificación, el ICE indica la lista de viajes realizados por los diferentes funcionarios, pero no indica el costo individual de cada viaje, en el documento en pdf del segmento 01 hay un pequeño detalle, pero no se asocia el costo individual, tampoco presentan documentación de respaldo que sustente el gasto.

O.G.104 Actividades de capacitación: Se reconoce únicamente lo aprobado por ARESEP en el 2016 por falta en la justificación que sustente razonable y materialmente la variación del gasto.

O.G. 868 Utilización CST Diseño: Se reconoce únicamente lo aprobado por Aresep, en la justificación el ICE indica que corresponde a actividades y tareas para la depuración de los diseños de futuras obras, sin embargo en los adjuntos no hay claridad de lo registrado en la cuenta, ya que por ejemplo en los archivos el "868.pdf" presenta montos que no se asocian a un proyecto en específico es únicamente un detalle de movimientos y en el archivo "868-1 pdf" cargan costos a PH reventazón que no era un proyecto nuevo en el 2016 que este en estudio preliminar, era un proyecto que se estaba capitalizando adicional registran alrededor de 20 millones en incapacidades de

maternidad, lo que debe estar registrado en las cuentas de remuneraciones entre otros.

- ✓ *En el 2017 se proyecta el resultado de la liquidación más inflación y 2018 el 2017 reconocido por Aresep más inflación.*
- ✓ *En el 2017 y 2018 la cuenta de prestaciones legales se excluye de la proyección para que sea incluida en el análisis de remuneraciones.*

➤ **Gasto en lubricantes:**

- ✓ *El gasto de lubricantes y combustibles incluidos en el cálculo de la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica corresponde al monto indicado por el ICE, el cual asciende a ¢61,88 millones para el año 2018.*

➤ **Alquileres operativos de instalaciones:**

- ✓ *A efectos de la proyección del periodo 2018 se consideró el tipo de cambio a 569,83, dato que es inferior a los tipos de cambio estimados por el ICE.*
- ✓ *En lo que respecta a la diferencia entre lo solicitado y lo incluido en la tarifaria 2018, se origina principalmente en el cálculo del P.T. Garabito, ya que el ICE incluyó la cuota completa en el sistema de generación, sin aislar el efecto que corresponde al sistema de transmisión.*
- ✓ *Cabe mencionar, que a la fecha esta cuenta no se encuentra conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's), por cuanto algunos elementos no corresponden a arrendamientos operativos, sino financieros, esto según lo establecido en la normativa vigente.*
- ✓ *Una vez que se adopte las NIIF's la entidad tienen la obligación de informarlo a este Ente Regulador para efectos regulatorios y de fiscalización.*
- ✓ *En lo que respecta a la liquidación del periodo 2016, el ICE indica que el gasto ascendió a ¢59 716,3 mientras que en la tarifaria de ese año se incluyó el monto de ¢59 660,0 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones. Al no justificar ni demostrar el gasto adicional, no se ajustó en la liquidación tarifaria de ese ejercicio.*

- ✓ *Para el año 2018, se incluyó en las tarifas del sistema de generación el monto de ¢62 894,6 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones.*

- **Gastos de comercialización:**

Se procede a analizar el comportamiento de lo otorgado en la RIE-125-2015 la cual da origen a la fijación tarifaria del periodo 2016, comparándolo con lo ejecutado por el ICE, por lo que se realizó el correspondiente análisis de variaciones y sus respectivas justificaciones.

De acuerdo con lo establecido en la RJD-141-2015 con respecto a la aplicación de la liquidación del periodo anterior, se procede a analizar la información aportada por el ICE, para el análisis de la información se partió de los siguientes criterios:

- ✓ *En los objetos de gasto en que el ICE ejecuto menos de lo autorizado vía tarifa, se ajusta la diferencia expuesta entre los otorgado por la Aresep y lo realmente ejecutado para el año 2018.*
- ✓ *En los objetos de gasto que el ICE ejecutó más de lo otorgado vía tarifa, se procede a analizar cada una de las desviaciones y sus respectivas justificaciones, en los casos que se reconoce dicha desviación se debe a que la justificación era suficiente o por el contrario no se reconoce por deficiencias en la justificación aportada y sus documentos de respaldo. A continuación, se detallan:*
 - *OG 965: De acuerdo con la información aportada por el ICE pretende obtener ingresos por un monto de ¢175,68 millones, de los cuales en la información aportada en el documento “Acuerdo de servicio suscrito entre el negocio de generación y el negocio de distribución y comercialización” , se define que el personal que brindará este servicio pertenece al negocio de distribución y comercialización, a los cuales mediante la fijación de tarifa para el sistema de distribución ya cuentan con el presupuesto correspondiente a recurso humano, viáticos y depreciación, por lo que la IE otorga el monto remanente el cual corresponde a ¢132,29 millones.*
- ✓ *El ICE no proyecta gastos no recurrentes para los periodos 2017 y 2018.*

- ✓ El monto reconocido por la IE para el 2018 correspondiente a gastos recurrentes es de ¢170,39 millones el equivalente a un -48,80% que lo solicitado por el ICE.
- ✓ El monto reconocido por el efecto de la liquidación de los gastos recurrentes del periodo 2016 es de ¢124,31 millones.
- ✓ El monto total de gastos recurrentes es de ¢294,70 millones, siendo el impacto de la liquidación un 42,18% del total.
- ✓ Por lo tanto, el monto reconocido por la IE para el ICE en el 2018 es de ¢294,70 millones, un -11,45% que lo solicitado por el ICE.

- **Gastos administrativos:**

Con la entrada en vigencia de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en su “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

El ICE presentó el formulario “IE-RE-7713 Registro de Costos y Gastos” donde presenta, según su sistema contable, la siguiente estructura para la cuenta 940 “Administrativos” en el sistema de generación:

REMUNERACIONES
SERVICIOS
MATERIALES Y SUMINISTROS
TRANSFERENCIAS
CONTABLES

Por otro lado, el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, para el sistema de generación, muestra la siguiente estructura en el apartado de gastos administrativos:

5.4.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de
5.4.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)
5.4.1.01.	Gerencia general y estratégica
5.4.1.02.	Auditoría interna y control de gestión
5.4.1.03.	Legales
5.4.1.04.	Relaciones públicas e institucionales
5.4.1.05.	Contaduría y tesorería
5.4.1.06.	Administración y finanzas
5.4.1.07.	Regulación
5.4.1.08.	Logística y servicios generales
5.4.1.09.	Servicios informáticos
5.4.1.10.	Recursos humanos
5.4.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo

El ICE realizó una homologación de las cuentas de su sistema contable con las partidas del plan de cuentas regulatorio y las presentó a través de hojas dentro del libro del Excel "IE-RE-7713 Registro Admtvos_CR_junio".

De acuerdo con lo expuesto en los puntos anteriores y al análisis realizado se pudo obtener lo siguiente:

- ✓ *OG 065 Servicio De Energía Eléctrica, OG 104 Actividades De Capacitación, OG 116 Mantenim. y reparación de eq. computo y sistemas de informac., OG 917 Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos, para estos objetos de gastos no existe un respaldo de la justificación que sea razonable, por lo que a nivel de liquidación no es reconocido y para la proyección se toma el valor de la última tarifaria más inflación.*
- ✓ *OG 071 Información: este objeto de gastos, para el proceso de liquidación, no es reconocido ya que se considera que no es necesario para la prestación del servicio.*
- ✓ *OG 084 Servicios en ciencias económicas y sociales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente, el gasto no recurrente se debe reconocer en la liquidación ya que corresponde a la implementación del sistema Programa Integral Financiero Empresarial (PIFE).*
- ✓ *OG 086 Servicios generales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente ya que la misma es razonable y presenta los respaldos correspondientes.*
- ✓ *OG 089 Otros servicios de gestión y apoyo, OG 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.), OG 916 Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles, OG 919 Utilización C.S. Limpieza, OG 930 Utilización de C.S. DTSI (Adm Contratos de Seguridad), OG 931 Utilización de Centros*

de Servicio DTSI Administrar Seguridad: no se reconoce la liquidación, si bien es cierto la justificación es razonable, no se tiene un respaldo donde se pueda determinar que se dio una distribución adecuada del objeto de gasto.

- ✓ *OG 300 Transferencias corrientes al gobierno central: se reconoce el gasto para la liquidación y la proyección ya que se tiene la justificación y el respaldo según documentos OG-300 Entrante PE-282.pdf y OG-300 PE-161-2016.pdf.*
- ✓ *OG 311 Prestaciones legales: no se reconoce en la liquidación ya que no presenta respaldo, sin embargo para el 2018 se reconoce el monto indicado ya presenta listado de funcionarios a jubilarse, ver archivo "OBG 311 Pensionados 2017 y 2018_(JUNIO_2017)_MINOR".*
- ✓ *OG 869 Utilización CST recursos geotérmicos: no se reconoce del todo ya que no posee justificación ni respaldo.*

De la aplicación del análisis de las cuentas indicadas anteriormente, el monto reconocido para la cuenta 940 "Administrativos", aplicando el proceso de liquidación es de ¢2 231,80 millones, 28% menor al presentado por la petente (sin la partida de remuneraciones).

➤ **Seguros:**

Para la estimación de la cuenta se utilizó el detalle de los activos asegurados enviado por el ICE para la póliza Todo Riesgo a la Propiedad, entre las coberturas que contempla se encuentran riesgos por daño físico que incluye actos terroristas, terremoto, inundación, vientos tormentosos, incendio, rayo, explosión, robo y/o asalto con violencia y/o intimidación de personas, con exclusión de dinero y valores transferibles en dinero, rotura de maquinaria, explosión de calderas, remoción de escombros, entre otros.

Dentro del negocio de electricidad el ICE está registrando seguros por ¢106 066,23 como otros activos en operación. Sin embargo, no está aportando el detalle de los activos que lo conforman, por lo que es importante para próximos estudios tarifarios que presenten el desglose, con las respectivas justificaciones de los activos que están asegurando.

En cuanto PH Toro III, solo se reconoce el 50% de su valor, considerando que las cuotas mensuales del arrendamiento se asumen un 50% por parte del ICE y 50% JASEC, según contrato de arrendamiento Fideicomiso BCR - Toro III.

Para el año 2019 el ICE prevé el aseguramiento de las Pailas II y la modernización equipo electromecánico Tejona.

Para el sistema de generación el ICE esperaba para el 2018 $\text{¢}7\,665,86$ millones, sin embargo, en la tarifaria del 2016 ARESEP otorgo al ICE $\text{¢}10\,042,54$ millones de los cuales solo ejecuto $\text{¢}6\,731,59$ millones, quedando un remanente de $\text{¢}3\,310,95$ millones. Por lo tanto, el monto correspondiente al 2018 es de $\text{¢}7\,265,49$ millones, pero al aplicar el efecto de la liquidación, el monto a reconocer en la proyección del 2018 es de $\text{¢}3\,954,55$ millones.

Vale mencionar que en la liquidación de la tarifaria del 2016 el ICE no apporto justificaciones razonables que sustenten la variación entre lo otorgado y lo ejecutado en el 2016.

Cuadro No. 18
Sistema de generación, ICE
Proyección de gastos por seguros (prima), por negocio según principio
contable de devengo
Monto en millones de colones

Obras	2018	Liquidación 2016	Proyección 2018
Sub total Negocio Generación	7.265,49	3.310,95	3.954,55
Sub total Negocio de Transmisión	303,78	17,06	286,72
Sub total Negocio de Distribución	88,06	3,61	84,46
Alumbrado Público	11,58	5,87	5,71
Total Negocio Electricidad	7.668,92	3.337,49	4.331,43

- **Servicio de regulación**

Se calcula 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.

Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación, transmisión 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 36,68%, 49,83%, 12,22% y 1,27% respectivamente.

Cuadro No. 19
Sistema de generación, ICE
Calculo del canon de regulación, 2018
Millones de colones

Servicio	Monto 2018	Monto 2018 millones	Ingresos (millones de colones) ER 2016	Partic. Porcentual
Distribución	489.121.353,42	489,12	351.266,00	36,68%
Generación	664.493.831,42	664,49	477.211,00	49,83%
Trasmisión	162.999.141,70	163,00	117.059,00	12,22%
Alumbrado Público	16.875.136,46	16,88	12.119,00	1,27%
Total	1.333.489.463,00	1.333,49	957.655,00	100,00%

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

ARESEP: CANON DE REGULACIÓN 2018 ALCANCE GACETA No. 248	
(colones)	
Canon de Regulación	1.455.520.902,00
Canon de Calidad	-122.031.439,00
Total del Canon	1.333.489.463,00

En la tarifaria del 2016 la Intendencia de Energía reconoció por concepto de canon de regulación $\$1$ 460,34 millones según alcance 206 de la gaceta del 23 de octubre del 2015, sin embargo, en la liquidación del año 2016 el ICE reporta entre todos los sistemas un gasto de $\$1$ 710,95, al respecto se consultó en la Dirección de Finanzas de Aresep el detalle de los pagos efectuados por el ICE y se indicó que el total recaudado de $\$1$ 460 335 491,00, no hubo ningún atraso en los pagos.

Adicionalmente en la liquidación no presenta justificaciones razonables de la variación del canon, por todo lo anterior para el sistema de generación el monto correspondiente al canon del 2018 es de $\$664,49$ millones y no se reconoce el monto registrado de más por parte del ICE en el 2016 en comparación a lo otorgado por Aresep.

Cuadro No. 20
Sistema de generación, ICE
Comparativo canon 2016 y ejecutado ICE
Millones de colones

Servicio	Monto 2018 millones	Canon Tarifaria 2016 Millones	Real 2016 ICE Millones	Diferencia
<i>Distribución</i>	489,12	579,25	671,75	-92,50
<i>Generación</i>	664,49	440,54	644,90	-204,36
<i>Trasmisión</i>	163,00	293,69	262,86	30,83
<i>Alumbrado Público</i>	16,88	146,85	131,43	15,42
Total	1 333,49	1 460,34	1 710,95	-250,61

Fuente: Intendencia de Energía

Cuadro No. 21
Sistema de generación, ICE
Proyección del canon de regulación – efecto liquidación 2018
Millones de colones

Servicio	Monto 2018 millones	Efecto Liquidación 2016 millones	Proyección Canon 2018 millones
<i>Distribución</i>	489,12		489,12
<i>Generación</i>	664,49		664,49
<i>Trasmisión</i>	163,00	30,83	132,17
<i>Alumbrado Público</i>	16,88	15,42	1,46
Total	1 333,49	46,25	1 287,24

Fuente: Intendencia de Energía

- **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 al ICE le corresponde cancelar ¢1 829,59 millones sin embargo en la tarifaria del 2016 la Aresep reconoció por este concepto ¢1,697.49 millones de los cuales el ICE solo ejecuto según costa en el archivo "INF_EJEC-2016-ARCH_MADRE-UEN" ¢1,221 millones quedando un remanente de ¢476,40 millones, sin embargo en la liquidación no están justificando razonablemente la variación entre lo otorgado vía tarifas y el gasto registrado por el ICE, por lo anterior el monto a reconocer al ICE en la proyección del 2018 una vez aplicado el efecto de la liquidación es de ¢1 353,18 millones.

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis que precede para la actividad de generación que presta el ICE; se observa una disminución del 10,2% en los gastos y costos totales respecto a los propuestos por la petente para el periodo 2018, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 22
Sistema de generación, ICE
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

COSTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ abs	Δ %	peso
Operación, Mantenimiento de Generación	₡61 796,61	₡53 198,81	-₡8 597,79	-13,91%	31,25%
Comercialización de Generación	₡560,86	₡394,65	-₡166,21	-29,64%	0,60%
Estudios preliminares	₡7 098,44	₡6 975,82	-₡122,62	-1,73%	0,45%
Gastos lubricantes y combustibles	₡61,88	₡61,88	₡0,00	0,00%	0,00%
Complementarios de operación	₡4 078,96	₡399,16	-₡3 679,80	-90,21%	13,38%
Servicios de regulación	₡381,04	₡664,49	₡283,45	74,39%	-1,03%
Administrativos	₡11 428,14	₡10 356,74	-₡1 071,40	-9,38%	3,89%
Seguros	₡7 665,86	₡7 265,49	-₡400,37	-5,22%	1,46%
Depreciación activos en operación	₡83 891,57	₡78 091,33	-₡5 800,24	-6,91%	21,08%
Depreciación otros activos en operación	₡5 613,59	₡2 520,38	-₡3 093,22	-55,10%	11,24%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	₡1 097,70	₡1 081,96	-₡15,73	-1,43%	0,06%
Alquileres Operativos de Instalaciones	₡67 194,83	₡62 894,58	-₡4 300,26	-6,40%	15,63%
Estudios de pre inversión	₡5 849,40	₡5 755,52	-₡93,88	-1,60%	0,34%
Canon de aguas	₡1 812,00	₡1 829,59	₡17,59	0,97%	-0,06%
Gestión productiva	₡11 510,17	₡11 039,36	-₡470,81	-4,09%	1,71%
Total de costos y gastos	₡270 041,04	₡242 529,76	-₡27 511,29		100,00%

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 el ICE requiere ingresos por ₡482 306 millones para el periodo 2018, por concepto de ventas de energía, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 4,77% (ajustado por redondeo conforme a las condiciones de mercado y financieras).

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 el ICE se explica principalmente por las siguientes razones:

- 1. Gastos de operación y mantenimiento: de acuerdo con el análisis realizado en esta partida, se determinó una disminución del 13,9%, como resultado de la exclusión entre otras subpartidas de:
 - i. El gasto correspondiente a la impermeabilización de la P.H. Reventazón (¢4 300 millones), relacionado con la reparación de las filtraciones detectadas, considerando que el mismo debe ser gestionado por el ICE ante el fideicomiso y la empresa encargada en su momento de la construcción de la planta o, en su efecto, redimir los seguros que cubrieron la obra.*
 - ii. El gasto por Centro de Servicio Miravalles (¢1 080 millones), considerando que no aportó la justificación respectiva, así como un cronograma de obras y su relación con la ejecución de las compras para atender esas actividades.*
 - iii. Gastos recurrentes (¢2 035 millones), lo cuales no fueron justificados, además de que no existen vinculación con el plan de compras y no se adjunta el cronograma respectivo.**
- 2. Adiciones: se estimó un monto de -¢2 787,55 millones de colones de adiciones para el periodo 2018, dadas las inspecciones y los cronogramas de cada una de las obras.*
- 3. Depreciación: el gasto por depreciación se recortó en un 6,9% (¢5 800 millones) respecto a lo propuesto por el ICE, siendo la razón de esta rebaja el reconocimiento del P.H. Reventazón, de conformidad con lo establecido en el Plan de Expansión de la Generación (PEG) 2012-2024.*
- 4. Seguros: en lo que respecta al gasto en seguros, el recorte por ¢3 700 millones responde a la liquidación tarifaria presentada por el ICE, en el cual indica que para el 2016 el gasto real fue menor al aprobado por el Ente Regulador.*
- 5. Remuneraciones: En lo que respecta al gasto en remuneraciones, el recorte de ¢5 800 millones responde a la liquidación tarifaria presentada por el ICE, ya que al analizar el gasto real del 2016 para la cuenta 931 correspondiente a “Centros de Servicios”, esta no presentó un nivel de*

ejecución respecto a lo proyectado por este Ente Regulador en la respectiva fijación tarifaria.

- 6. Arrendamientos: en lo que respecta al gasto en arrendamientos, se redujo en ¢4 300 millones para el 2018, ya que el ICE incorporó como parte de sus cálculos un arrendamiento de transmisión, no relacionado con la estructura de costos del sistema de generación que presta.*
- 7. Generadores privados: el gasto por compras de energía a los generadores privados se redujo en ¢14 500 millones aproximadamente, como resultado de variaciones en la cantidad de energía vendida por parte de los generadores, no obstante, dicha reducción no tiene un efecto real sobre la estructura de costos del sistema de generación que presta el ICE.*
- 8. Liquidación tarifaria: en lo que respecta a la estimación de la liquidación del periodo 2016 (diferencia entre lo aprobado por Aresep y el resultado obtenido por el ICE), es necesario hacer dos aclaraciones significativas que condicionaron el análisis: i) el diferencial obtenido de dicha comparación (proyectado versus lo real) no fue adicionado a la pretensión tarifaria, motivo por el cual el 12,42% de ajuste solicitado no incorpora la proporción de esas diferencias estimadas por el ICE y ii) las justificaciones aportadas por la empresa no permiten determinar la pertinencia y validación, necesaria para respaldar un gasto mayor al aprobado en su momento por el Ente Regulador.*
- 9. En lo que respecta a la contabilidad regulatoria, el ICE no cumplió con el nivel de desagregación y la homologación solicitada por la Intendencia de Energía, según la resolución RIE-068-2016, siendo un obstáculo para el presente análisis tarifario. El detalle de las inconsistencias y omisiones fue comunicado al ICE por medio del oficio IE-1891-2017 de fecha 12 de diciembre de 2017.*

IV. ESTRUCTURA TARIFARIA

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ICE a partir del año 2018, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con un aumento del 0,66% a partir del primero de enero del 2018 y hasta el 31 de diciembre 2018, 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-103-2017 y publicadas en Alcance digital N° 232, Gaceta N° 183 del 27 de setiembre de 2017 (columna 2).

El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación del ICE: T-CB para ventas a ICE Distribución y CNFL; T-SG para ventas a Sistema de Generación; y T-UD para ventas a usuarios directos del servicio de Generación del ICE.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, ya que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC vigentes para el año 2018 (columna 3).

Para el año 2019 las tarifas serán iguales a las establecidas según RIE-014-2017 y publicadas en La Gaceta, Alcance digital N° 63, del 20 de marzo de 2017 (columnas 1 y 4).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

Cuadro No. 23
Sistema de generación, ICE
Estructura de costos del sistema de generación 2018 y 2019.

ICE Sistema de generación		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	Vigente desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Propuesta desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Propuesta a partir del 1/ene/2019
► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNF					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta cada kWh	50.31	51.43	51.77	50.31
	Periodo Valle cada kWh	41.22	42.14	42.42	41.22
	Periodo Noche cada kWh	34.99	35.77	36.01	34.99
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta cada kW	2 668.55	2 727.79	2 745.79	2 668.55
	Periodo Valle cada kW	2 668.55	2 727.79	2 745.79	2 668.55
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00	0.00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de di					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta cada kWh	49.67	50.77	51.11	49.67
	Periodo Valle cada kWh	40.68	41.58	41.85	40.68
	Periodo Noche cada kWh	34.79	35.56	35.79	34.79
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta cada kW	2 668.55	2 727.79	2 745.79	2 668.55
	Periodo Valle cada kW	2 668.55	2 727.79	2 745.79	2 668.55
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00	0.00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del s					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta cada kWh	0.058	0.059	0.059	0.058
	Periodo Valle cada kWh	0.048	0.049	0.049	0.048
	Periodo Noche cada kWh	0.042	0.043	0.043	0.042
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta cada kW	3.105	3.174	3.195	3.105
	Periodo Valle cada kW	3.105	3.174	3.195	3.105
	Periodo Noche cada kW	0.00	0.00	0.00	0.00

[...]

[...]

VI. CONCLUSIONES:

- 1. El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un ajuste del 12,42% en la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de enero del 2018.*
- 2. Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ₡ 27 511,3 millones, donde sobresalen los gastos de operación y mantenimiento (₡8 597,8 millones), el gasto por depreciación (₡5 800 millones), gasto por arrendamientos (₡4 300 millones), entre otras partidas. Lo anterior implica que se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio sólo el 71,25% de los ingresos solicitados por el ICE.*
- 3. En lo que respecta a la contabilidad regulatoria, el ICE no cumplió con el nivel de desagregación y la homologación establecida en la resolución RIE-068-2016, siendo un obstáculo para el presente análisis tarifario, considerando que los formularios aportados no presentan el desglose adecuado de las cuentas, a tal punto que las partidas de Centros de Servicio, conocida como “contables”, previo a la aplicación de la contabilidad regulatoria, para este estudio tarifario se incorporó en una partida llamada “Otros”, imposibilitando el determinar lo que se registra en ella.*
- 4. La práctica del ICE de registrar en la partida denominada “contables”, gastos y costos comunes relacionados con diferentes centros de servicio, dificulta el proceso de fijación y liquidación tarifaria. Tampoco permite separar, de manera transparente, la totalidad de los ingresos y gastos relacionados con múltiples proyectos que ejecuta ICE, por medio de Ingeniería y Construcción, los cuales se deberían registrar como actividades no reguladas para evitar que se trasladen costos no asociados a la prestación del servicio público de electricidad.*
- 5. Con base en los análisis técnicos realizados, se propone ajustar las tarifas del sistema de generación que presta el ICE, sobre la base sin combustibles, de un 0,66% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2018 [...]*

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 2010-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 180 al 191, 192 al 201 y 202 al 209):

- a. *Rechazar en todos sus extremos la solicitud tarifaria ordinaria de ICE-Generación analizado en el expediente citado en la referencia.*
- b. *Indicar técnica y jurídicamente las diferencias que existen en las estructuras tarifarias T-SD y T-UD y qué tipos de usuarios pueden acceder a cada estructura tarifaria, así como las condiciones técnicas y comerciales que debe cumplir ese usuario.*
- c. *Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática al aumento a las tarifas de distribución, evitando así los rezagos financieros y consiguiente costo.*
- d. *Indicar la metodología para estimación de las importaciones de forma mensual y por franja horaria para las siguientes presentaciones de estudios ordinarios adjuntar la estimación explícita y detallada.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- a. *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y garantizar el equilibrio financiero tanto para la empresa como para el usuario final, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- b. *En lo que respecta a la aplicación de las tarifas T-SD y T-UD, mediante la resolución RIE-054-2017, se estableció los requisitos que deben cumplir sus usuarios, los cuales se proceden a indicar:*

Tarifa T-SD Ventas a empresa de distribución.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

Disponibilidad: En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Mientras que por su parte los usuarios de la tarifa T-UD deben cumplir las siguientes condiciones:

Tarifa T-UD: Abonados directos del servicio de generación del ICE.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).

Disponibilidad: En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

De este modo la primera es para venta exclusiva a empresas distribuidoras, con las características técnicas y sistema de medición indicado anteriormente, mientras que la segunda corresponde a clientes finales, que compren energía de modo directo al ICE-Generación en las líneas de alta tensión del ICE.

c. En lo que respecta a la metodología tarifaria de carácter extraordinario correspondiente al sistema de generación y distribución, la cual traslada de forma automática el aumento del costo de la energía a las empresas distribuidoras, tal y como lo establece la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010. En este sentido, se indica que una

vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de ajuste de oficio, en los términos que corresponda, con el fin de evitar los desfases referidos. Adicionalmente, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) de la Autoridad Regulatoria, está trabajando en una nueva metodología tarifaria, de tal manera que permita sincronizar las fijaciones tarifarias realizadas al ICE con las extraordinarias de las restantes empresas distribuidoras, de tal manera que se eviten rezagos y transferencia de costos en plazos menores.

- d. *En el estudio tarifario del ICE se incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones de acuerdo con las proyecciones en unidades físicas presentadas por el ICE, considerando que es el único autorizado para realizar las mismas. Pero a su vez se aclara, que la Intendencia de Energía, realiza una liquidación de las importaciones en cada estudio tarifario, que consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para las importaciones del MER.*

2. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli (visible a folios 310 a 362):

- a. *En el servicio de distribución:*
 - i. *Por tanto, se solicita a la Aresep reformular el pliego tarifario, para que cumpliendo con la ley de Aresep de asociar las tarifas al costo, se asocie la tarifa de cada sector al costo que provoca atender el servicio, lo que unido a las políticas sectoriales del MINAE emitidas en los últimos dos gobiernos, se logre una tarifa competitiva de media tensión para la industria costarricense, como se ha logrado en países desarrollados.*
 - ii. *Solicitamos a la Aresep, proceda a realizar las consideraciones técnicas, económicas, sociales y de sentido común, que le permitan justificar una rebaja en las tarifas eléctricas, para que se cobre a los consumidores la tarifa que cubra la inversión y costo requerido para brindar el servicio – artículo 3, inciso b), artículo 4 inciso a) a d) y artículo 32 de la Ley 7593 Ley de Autoridad Reguladora, no excesos indebidos, pues la ley ampara a los consumidores, no tienen que aceptar que erogaciones innecesarias para brindar el servicio, no son los consumidores los responsables de esas decisiones que están afectando exageradamente las tarifas.*

- iii. Considerando los elementos técnicos que justifican una tarifa competitiva para la industria, y la experiencia del año 2016 en que operó la TMT b sin el parámetro de 90% de factor de carga, tarifa que fue eliminada desde enero 2017, se solicita acelerar los procesos para restablecer una tarifa competitiva para la industria electrointensiva.*
- iv. Se solicita a la Aresep, investigar las razones de ese decrecimiento del 2017 en la demanda eléctrica y revisar el dato realista de crecer un 1,4% sobre un número menor al del 2016 incluso. Lo anterior por el efecto directo que causa esta estimación en la tarifa que se otorgue para el 2018.*
- v. Con respecto al tipo de cambio usado por el ICE, se solicita a la Aresep, actualizar con detenimiento las cifras del ICE, pues el entorno macroeconómico ha cambiado y hoy en el mercado no hay expectativas de devaluación, por el contrario, en los últimos días el tipo de cambio ha estado por debajo del observado en Setiembre 2017.*
- vi. En cuanto a las pérdidas de electricidad que reporta el ICE y que se deduce son superiores a todas las otras empresas eléctricas del país y que afecta las tarifas que pagamos los consumidores, se solicita a la Aresep establecer un parámetro que conduzca a mayor eficiencia. Una forma efectiva para lograr ese objetivo es castigando al operador recortando los ingresos que le están permitiendo esa práctica ineficiente. Así no solo se modera un aumento tan fuerte en las tarifas sino se obliga al operador a hacer un esfuerzo por evitarlas, como ya lo están haciendo otras empresas en el país.*
- vii. Ante esa práctica de solicitar presupuestos de gastos superiores a los que realmente son requeridos para brindar el servicio, que se respalda con evidencia, se solicita a la Aresep que se continúe vigilante y se apliquen los rebajos respectivos, para evitar se burle la ley de Aresep que exige se cobren en tarifa solo los gastos requeridos para brindar el servicio. Incluso se evalúe el tipo de sanción por no sujetarse a la ley de Aresep y por recurrencia.*
- viii. Se solicita a la Aresep una vigilancia estricta de los gastos aprobados contra los realmente ejecutados, pues pareciera que no hay ningún respeto por lograr los gastos que han sido aprobados en tarifa, más bien pareciera que no importa al operador lo que realmente aprobó la Aresep, pues se puede saltar el gasto sin tener el contenido económico respaldado en tarifas, esperanzados en que en algún momento futuro lograrán que Aresep les apruebe el aumento.*

- ix.** *No permitir esos aumentos abruptos en rubros como Energía y Potencia, Peaje, Operación y mantenimiento y gestión productiva, pues no es consistente aumentar las ventas un 1,65% y pretender un aumento en los gastos relacionados con las ventas en un 24% o 34%, pues evidentemente son desproporcionados. Amparado en el artículo 32 inciso d) “Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.” Si al aplicar la metodología al pie de la letra, se encuentran esas inconsistencias, es razonable que el Regulador se aparte del criterio técnico y por razones de conveniencia, económicas, sociales y de interés común de la gran mayoría de consumidores, modere el aumento pretendido por el ICE.*
- x.** *Considerando que la oferta de electricidad ha crecido en los últimos años más allá de las necesidades y considerando que no es fácil aumentar la demanda eléctrica en el corto plazo con transporte eléctrico o alguna otra dinamización de la economía, se solicita que como una forma de buscar tarifas competitivas para el país, se exija al ICE una estrategia y meta de exportación anual, aprovechando esa válvula de escape en todos los momentos que es viable y por qué no definir un porcentaje de esa oferta total permanentemente para la exportación, y se saque ventaja tanto de la línea SIEPAC, como de la ventaja competitiva en generación con Renovables. Lo anterior ante la obligación legal de brindar el servicio en forma óptima según la Ley de Aresep, Art. 4 inciso f).*
- xi.** *Por tanto, se solicita a Aresep que considere en la resolución de tarifas para el año 2018 que en cuanto al rédito para desarrollo proyectado para 2017 en el caso de distribución se otorgaron 1 396 millones más de lo que corresponde, aspecto que permite moderar el exorbitante aumento solicitado por el ICE.*

b. *En el servicio de generación:*

- xii.** *Se solicita a la Aresep mantener la estricta vigilancia para que una inversión tan importante y cuestionada por no ser realmente un embalse que permite trasladar agua de estación lluviosa a seca como lo logra el embalse de Arenal, así como por el bajo factor de planta y el excesivo costo que se realizó sobre los planes de inversión original, para evitar que se castigue al consumidor, se afecte la competitividad del sector eléctrico costarricense y sus tarifas que repercuten en la competitividad del país.*

- xiii.** *Solicitamos a la Aresep ser firme en la contabilidad regulatoria, pues no es de recibo que en los gastos más controlables localmente por el operador como son operación y mantenimiento, administrativos y gestión productiva se solicite un aumento de 9%, cuando inflación proyectada es una tercera parte. Asimismo, ante la evidente práctica del operador de solicitar más de lo que necesita se realice el recorte correspondiente en cada rubro de gastos, pues en los últimos años el ICE ha solicitado en promedio un 11,66% más de lo requerido en los costos y gastos de generación.*
- xiv.** *En relación con los cuestionamientos al despacho de plantas no económico que argumenta el ICE, solicitamos a la Aresep atender la presente situación por el interés de los consumidores, porque no puede permitir la Aresep que el Centro de Control de Energía del ICE que es de todos los costarricenses, no realice un despacho económico, que garantice a las tarifas más bajas posibles para los consumidores de electricidad en el país.*
- xv.** *En relación con los alquileres operativos de instalaciones, se solicita a la Aresep una acción proactiva para que el uso de esta forma de financiar proyectos no siga castigando las tarifas de los usuarios.*
- xvi.** *En relación con pagos excesivos de combustibles para generar electricidad, se solicita a la Aresep incorporar en el expediente la sentencia del 133-2016 del Tribunal Contencioso Administrativo que indemniza al ICE por no ser su culpa, el gasto de diésel en vez de búnker en los combustibles usados para generación. Y se solicita proceder con la rebaja en las tarifas que devuelve a los consumidores 7,000 millones de colones pagados de más de forma innecesaria. Lo anterior al menos para el año 2018 aliviaría el alto costo de la electricidad.*

c. *En el servicio de transmisión:*

- xvii.** *En el caso de la depreciación de activos de transmisión, consideramos de interés revisar el valor de las inversiones pues si bien la línea SIEPAC, introduce un costo importante, prácticamente se duplicó en pocos años la base tarifaria y la depreciación en los 13 años analizados se multiplicó por 4,2 y se solicita un aumento de un 16% con prácticamente la misma base tarifaria entre 2017 y 2018.*
- xviii.** *Por la importancia del rubro de alquileres operativos que ya pesa un 12% de los costos totales de peaje, solicitamos a la Aresep se evalúe la conveniencia de utilizar el mecanismo en este sistema, pues siendo*

el ICE el monopolio absoluto en este sistema, que tiene sus ingresos garantizados, no vemos necesario que se use ese subterfugio jurídico para financiar obras en este sistema, que ya se sabe de antemano tiene un efecto nefasto en las tarifas actuales.

- xix.** *Se solicitan por tanto rechazar el aumento pretendido para el sistema de transmisión, que ha mantenido sostenidos aumentos de tarifa y para el año 2017 ya proyecta gastar un 10% menos de lo solicitado en gastos por el ICE para ese mismo año.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

En el servicio de distribución.

- i.** *La Ley No. 7593 establece en el artículo 3 la definición de servicio al costo como:*

“(…)

Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manea que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”.

Tal como se puede ver, este principio se define para el servicio público como tal, considerando las estructuras de las empresas y no las características de cada abonado. Por lo que en cada petición tarifaria se realizan los análisis, procurando que se consideren solamente los costos necesarios para brindar el servicio y excluyendo los gastos desproporcionados, excesivos o no justificados.

En lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la Aresep” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(…)

Se afirma la independendencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los

lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

Sin embargo, la Autoridad Reguladora reitera que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo relacionada con temas tarifarios, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

- ii. Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que estable el artículo 31 de la Ley No. 7593.*

- iii. En relación con la tarifa T- MTb, se indica que por medio del decreto ejecutivo N° 40509-MINAE se promulgó el Plan intersectorial para el establecimiento de una tarifa eléctrica preferencial para la conservación y mejora del empleo en empresas electro-intensivas, cuya implementación es responsabilidad de Autoridad Reguladora.*

Sin embargo, hay que tener presente que este plan prevé dos fuentes de financiamiento: primero, los ingresos por las exportaciones que Costa Rica realiza al Mercado Eléctrico Regional (MER) y segundo, los ingresos que se trasladarán mediante un mecanismo de compensación instruido en el Decreto N°40508-MINAE: “Plan Intersectorial para la aplicación de mecanismos de apoyo a grupos sociales vulnerables desde el Sector Eléctrico”.

Lo anterior implica que la viabilidad de esta tarifa depende de los recursos disponibles de estas dos fuentes de financiamiento, de tal forma que el decreto ejecutivo N° 40509-MINAE está estrechamente vinculado con decreto N° 40508-MINAE. Al respecto, señalar que último plan se encuentra en la fase de valoración técnica, a la espera de la información de los hogares beneficiados que el IMAS debe aportar, insumo clave para el análisis económico de la sostenibilidad financiera del beneficio.

- iv.** *Respecto a la demanda eléctrica, se indica que durante la petición tarifaria los técnicos de la Intendencia de Energía (IE) realizan un análisis de mercado independiente, con base en la información disponibles, para apoyar la toma de decisiones. En este análisis de mercado se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.*
- v.** *En relación con el tipo de cambio, se indica que el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.*
- vi.** *Se aclara que el porcentaje de pérdidas del ICE para el 2017 se encuentran por debajo del promedio de la industria. Pero además es importante mencionar que la metodología establece que el porcentaje de pérdidas que se toma para efectos del cálculo tarifario es el valor promedio de la industria, evitando que se consideren porcentajes por encima de este valor.*
- vii.** *Se reitera que todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- viii.** *Se indica que de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, las diferencias que se registran entre los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos en este caso por el ICE en el ejercicio de sus actividades, están sujetas al mecanismo de “liquidación tarifaria”, cuyos detalles que pueden ser valorados en el apartado correspondiente de este informe.*

- ix. Es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si está relacionada con la prestación del servicio público. Además, se analiza su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.*

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley No. 7593.

- x. La Autoridad Reguladora, en el ámbito de su competencia, ha instado al CENCE para que como operador del sistema aproveche las oportunidades que brinda el MER para optimizar el Sistema Eléctrico Nacional. Estos esfuerzos se pueden valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Unido a lo anterior, la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE y genera reportes sobre la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales están disponibles para consulta ciudadana en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.*

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el

momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

- xi.*** *El rédito para el desarrollo está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. La IE realiza un análisis riguroso para incorporar lo que corresponde, considerando lo relacionado a la prestación del servicio, ya que otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.*

d. En el servicio de generación:

- xii.*** *La Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por fortalecer el proceso de inversiones, mediante la emisión de resoluciones que permiten la estandarización de los formatos de presentación de la información tanto para los estudios tarifarios como para los datos periódicos de seguimiento, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática. Lo anterior se complementa con las inspecciones de campo que realizan los técnicos para verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos, lo que se realiza para las diferentes plantas, tanto las que ya se encuentran en funcionamiento como las que aún están en fase de pre-inversión, velando por el objetivo de esta Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.*
- xiii.*** *Respecto a la contabilidad regulatoria, se indica que actualmente se encuentra vigente la resolución RIE-068-2016, la cual solicita la entrega de los planes de cuenta, así como los estados financieros regulatorios anuales y trimestrales, lo cual permite estandarizar la información financiero-contable, lo que permite obtener beneficios tanto para los prestadores de servicio, como para los usuarios y el regulador, toda vez que mediante éste se incrementa la transparencia de la información, aumenta la credibilidad, disminuye la incertidumbre, se limita la discrecionalidad de la regulación, permitiendo el acceso oportuno a la información para alcanzar una gestión más eficiente y por ende el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

El ICE realizó la entrega de los anexos de la resolución RIE-068-2016 recientemente, y el equipo de la Intendencia de Energía realizó un análisis riguroso de esta información, para verificar el fondo de la misma y solicitar los ajustes si fuera necesario, para de esta manera percibir los beneficios que se mencionan en el párrafo anterior. Además, la IE seguirá velando porque las empresas del sector continúen cumpliendo con los requisitos referentes a la simplificación y estandarización de la información financiero-contable.

- xiv.** *La Intendencia de energía da seguimiento a la operación que realiza el CENCE del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de los análisis de la operación, se observa que el CENCE realiza un pre-despacho con un software que optimiza la generación de las plantas eléctricas del SEN, el CENCE sigue este pre-despacho y atiende las desviaciones con los recursos disponibles siendo siempre la última opción las plantas térmicas, la cuáles de ser necesarias son puestas en línea por orden de mérito económico. Así mismo cuando se detecta una inconsistencia en el despacho, la IE solicita al CENCE que informe al respecto las justificaciones del caso, de manera tal que se asegure que las plantas se despachen de manera óptima y lo más económica posible.*

Cabe mencionar que el CENCE gestiona únicamente las plantas del ICE y que cada distribuidora con generación realiza, por ley, su propia gestión sin tomar necesariamente en cuenta la optimización del Sistema Eléctrico Nacional. A pesar de esto, el CENCE atiende las desviaciones de todas las plantas del país (generación privada, generación de distribuidoras y generación ICE) con los recursos renovables disponibles siendo siempre la última opción el recurso térmico.

- xv.** *En relación con los alquileres operativos, se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 se indica que*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...)

“(...)”

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o

arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...)

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

xvi. *Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.*

e. *En el servicio de transmisión:*

xvii. *La Intendencia de Energía ha fortalecido el proceso de inversiones, mediante el análisis técnico e inspecciones de campo, como se indicó para el sistema de generación. A su vez, la IE realiza el análisis de cada una de las cuentas, así como las justificaciones aportadas en este caso por el ICE, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley 7593.*

xviii. *En relación con los alquileres operativos, se reitera lo indicado en el sistema de generación, en donde se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 señala:*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(…)

“(…)

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(…)

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

xix. *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

3. La Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, (visible a folios 363 al 376, 377 al 391).

a. En el servicio de generación:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para este sistema, de manera que si considera apropiado (para el año 2018), el rédito para el desarrollo resultante a tarifas actuales (2,21%) no se apruebe ajuste alguno para este sistema*
- ii. Premisas económicas: Se requiere de una revisión del aumento proyectado del 4,83% en la estructura de costos de este sistema, ya que la Defensoría considera que utilizar las Premisas Económicas tal y como están presentadas en las solicitudes del ICE, constituye un error técnico que tiende a inflar los costos y gastos proyectados para los años 2017 y 2018 y; por ende, se incrementa innecesariamente el ajuste tarifario requerido por costos propios para el sistema de generación. Debido a lo anterior, recomienda a la Autoridad Reguladora descartar las actuales solicitudes tarifarias y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva; la que, incluso, ya no necesitaría estimar los costos y gastos para el año 2017, porque a enero de 2018 se dispondría del resultado contable del ejercicio de 2017 y las nuevas proyecciones del BCCR.*
- iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado, de manera que se ajusten las estimaciones de inversión para este sistema según lo realmente factible y no se incrementen innecesariamente tarifas a los usuarios.*

b. En el servicio de transmisión:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (5,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- ii. Premisas económicas: Realizar una revisión de los datos de gasto y costo estimados para el año base 2017 y 2018 y las explicaciones*

dadas por el ICE para justificar estos crecimientos tan erráticos y no consistentes con la información efectiva del año 2016 y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva basada en los resultados contables del año 2017 y las nuevas proyecciones sobre inflación y devaluación del BCCR.

iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado. Debe considerarse que si el ICE sub-ejecuta parte de la inversión que autorice la Aresep para el 2018, se le estarían reconociendo ingresos para estos propósitos por encima de lo realmente utilizable.

c. En el servicio de distribución:

iv. Premisas económicas: Es necesario ajustar las premisas económicas utilizadas para proyectar el crecimiento de la estructura de costos de distribución en los años 2017 y 2018. Por lo que recomienda desechar la solicitud tarifaria para el sistema de distribución por basarse en premisas económicas no congruentes con la coyuntura actual interna y externa.

v. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (4,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.

vi. Inversiones: Ajustar las proyecciones de inversión del ICE de acuerdo con lo que es factible desarrollar para el año 2018, esto por cuanto, según anteriores solicitudes la Institución no ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones autorizadas por la Aresep en el sistema de distribución, por lo que si se sub-ejecuta se estaría aumentando innecesariamente las tarifas eléctricas.

En atención a los temas comentados por el oponente para los sistemas de distribución, generación y transmisión, se le indica agrupando los temas referidos lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.

Es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento. En efecto, dependiendo de su naturaleza se verán afectadas por las premisas económicas como, por ejemplo, la inflación o el tipo de cambio, mientras que otras no necesariamente se vinculan a estos por ser no recurrentes u otro aspecto que puedan presentar. En este sentido, es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si es necesario para brindar el servicio público, su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, finalmente se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados.

Análisis de inversiones: la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por estandarizar los formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron. Los formularios de inversiones se emitieron mediante la resolución RIE-103-2016, la cual se encuentra publicada en la página web de Aresep con sus respectivos anexos.

Al contar con formatos estandarizados se pueden comparar más fácilmente los diferentes rubros reconocidos en fijaciones anterior, con el propósito de evitar duplicidades. A su vez, se contempla la sub-ejecución de las inversiones dentro del análisis, realizando los ajustes necesarios y se solicitan las justificaciones del caso a los operadores, lo anterior no solo en el transcurso del estudio tarifario si no a través de los formularios de inversiones que las empresas deben presentar de manera periódica. Asimismo, se programan inspecciones de campo con el fin de verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en las fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro,

está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

4. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representado por el señor Carlos Roldán Villalobos (visible a folios 402 a 430).

- a. Rechazar las solicitudes de aumento en las tarifas eléctricas del ICE presentadas bajo los expedientes ET-069, 064, 065 y 066-2017 por considerar que el ICE está en capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
- b. Contemplar todo lo señalado en esta petitoria al momento de analizar las solicitudes presentadas por el ICE*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en la fijación tarifaria, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno, el cual establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, pero además garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria.

A su vez, es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593. Esto incluye el análisis de los gastos relacionados a las diferentes plantas de las diferentes tecnologías, tomando en consideración las justificaciones que en este caso el ICE presentó, para determinar los necesarios para la prestación del servicio público, al tiempo que se garantice el desarrollo adecuado del Sistema Eléctrico Nacional.

En relación con las exportaciones, la Intendencia de Energía ha instado al CENCE como operador del sistema a optimizar el Sistema Eléctrico Nacional mediante las importaciones y exportaciones de energía en el MER. Lo actuado en esta materia se puede valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema, la cual que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Cabe mencionar que la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE. Asimismo, prepara reportes técnicos para analizar la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales pueden ser ubicados en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de trasmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador. Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.

5. El Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón:

- a. *Costos arbitrarios de proyectos no deben trasladarse al usuario: como parte del rubro de macro-inversiones el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, el cual presenta un factor de planta principal de 0,57 y que dada la magnitud de la inversión se considera bajo. Aunado a lo anterior PH Reventazón no ha logrado alcanzar el factor de planta principal proyectado, en promedio el factor de planta desde el inicio de operación hasta la fecha es de 46,21%, según lo refiere el ICE se debe a un comportamiento de estabilización.*

La planta también ha experimentado inconvenientes de infraestructura, a partir de lo anterior se proyecta suspender la operación del proyecto durante febrero, marzo y abril del 2018 para realizar las reparaciones de

la obra, la institución ha remitido que se debe a condiciones geológicas las cuales no fueron posibles prever, por lo cual no se debe de trasladar esos costos a los usuarios.

- b. Alternativas de equilibrio financiero: Resulta conveniente que el ICE revise los costos y gastos de operación para incentivar la racionalización y uso eficiente de los recursos, posicionando esta opción en primera instancia para la atención de los problemas financieros que proyecta la institución, debido a que en el escenario presentado se plantea como única alternativa de solución para hacer frente a los problemas de liquidez el incremento tarifario.*
- c. Atracción de industrias: el aprobar solicitudes tarifarias elevadas para este sector puede definir el margen de competitividad entre un país y otro, en el caso de Costa Rica ya existen casos específicos de inversión extranjera que se ha retirado a otros países Centroamericanos a causa de los elevados costos de producción, ya se ha señalado Costa Rica en desventaja a causa de los altos costos del servicio eléctrico.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- ***Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:***

En lo que respecta a la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, es pertinente indicar que tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente, todas aquellas inversiones que cumplan con el principio de ser “útiles y utilizables” deben ser capitalizadas en el proceso de ajuste tarifario, de tal manera que se le garantice a la petente disponer de los recursos necesarios para atender la deuda y su operación.

Al respecto, si bien por razones técnicas el P. H. Reventazón no ha aportado la cantidad de energía esperada, y que a la postre significa un factor de planta menor, la capitalización del mismo no puede ser pospuesta.

En este sentido, es claro que la Intendencia de Energía debe garantizar el equilibrio financiero tanto del usuario final como de la empresa prestadora del servicio público, por lo cual, excluir dicho proyecto del presente estudio tarifario, sólo estaría posponiendo el traslado del mismo, sin que eso signifique un beneficio real para los usuarios del servicio público.

En el informe se detalla el tratamiento dado a los costos relacionados con las reparaciones que está realizando el ICE para atender las filtraciones identificadas.

- **Equilibrio financiero y Competitividad:**

En lo que respecta al deterioro de la competitividad del país, la Intendencia de Energía ha realizado un esfuerzo significativo en analizar cada uno de los rubros de costos y gastos incorporados por la empresa regulada para cada uno de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y de la actividad de alumbrado público. Ahora bien, considera esta Intendencia competitividad de una empresa o sector productivo no debe circunscribirse sólo al costo de la energía, puesto que ésta depende de un análisis multivariable, donde efectivamente la energía juega un papel importante, pero no es el único factor.

En todo caso, es importante resaltar el esfuerzo realizado por la IE en fortalecer los instrumentos regulatorios disponibles de tal manera que permita realizar una regulación económica y de calidad acorde a lo establecido en la Ley No. 7593.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa del sistema de generación que presta el ICE; tal y como se dispone.

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

- I. Fijar las tarifas del sistema de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Rige a partir del 1/ene/2019
► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	51,77	50,31
Periodo Valle	cada kWh	42,42	41,22
Periodo Noche	cada kWh	36,01	34,99
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2 745,79	2 668,55
Periodo Valle	cada kW	2 745,79	2 668,55
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	51,11	49,67
Periodo Valle	cada kWh	41,85	40,68
Periodo Noche	cada kWh	35,79	34,79
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2 745,79	2 668,55
Periodo Valle	cada kW	2 745,79	2 668,55
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	0,059	0,058
Periodo Valle	cada kWh	0,049	0,048
Periodo Noche	cada kWh	0,043	0,042
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	3,195	3,105
Periodo Valle	cada kW	3,195	3,105
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00

- II.** Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el “Considerando II” de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a los Centros de Servicio (contables).
- IV.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a Ingeniería y Construcción.
- V.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de figura financiera utilizada por el ICE para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- VI.** Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 10 días presente ante la Intendencia de Energía el Decreto Ejecutivo que le exime al ICE – Electricidad de cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- VII.** Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 2 meses debe cumplir con lo establecido en el oficio 1981-IE-2017 sobre el cumplimiento de la RIE-068-2016 correspondiente a “Simplificación y estandarización de información financiero contable (servicio de electricidad que presta las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural)”.

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 LGPA., 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.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 2033-IE-17.—(IN2017202582).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-126-2017 de las 14:13 horas del 15 de diciembre de 2017

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ET-066-2017

RESULTANDO:

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 28 de setiembre del 2017, mediante el oficio 5407-139-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de transmisión de energía eléctrica que presta (folios 01 al 06).
- III. Que el 3 de octubre del 2017, mediante el oficio 1472-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE 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 92 al 95).
- IV. Que el 17 de octubre del 2017, mediante el oficio 5407-149-2017, el ICE presentó la información solicitada por medio del oficio 1472-IE-2017 (folios 97 al 98).
- V. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1643-IE-2017, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica presentada por el ICE (folios 101 al 102).
- VI. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1644-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de transmisión de electricidad (folios 103 al 104).
- VII. Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 202 (folios 115 al 118).

- VIII.** Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 121 al 122).
- IX.** Que el 6 de noviembre del 2017, mediante el oficio 1742-IE-2017, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 123 al 133).
- X.** Que el 10 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-164-2017, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 1742-IE-2017 (folio 134).
- XI.** Que el 13 de noviembre, mediante el oficio 1779-IE-2017, otorgó prórroga solicitada mediante oficio 5407-164-2017 (folios 139 al 142).
- XII.** Que el 15 de noviembre de 2017, mediante el oficio 3958-DGAU-2017/32873 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 331 al 334).
- XIII.** Que el 16 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-170-2017, el ICE presentó, la información solicitada por medio del oficio 1742-IE-2017 (folios 154 al 193).
- XIV.** Que el 17 de noviembre del 2017 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 21 de noviembre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4025-DGAU-2017/33528), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 70-2017 (oficio 4069-DGAU-2017/33763). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., cédula jurídica 3-004-045117 representada por Omar Miranda, cédula 5-0165-0019, Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 103990262, Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 108120378, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula 3-002-413768, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 401380436, El Consejero al usuario representado por Jorge Sanarrucia A. cédula 503020917.
- XV.** Que el 12 de diciembre del 2017, mediante el oficio 1981-IE-2017, se le comunicó al ICE las observaciones de fondo sobre la homologación de cuentas de la contabilidad regulatoria para el periodo 2015 y 2016.

- XVI.** Que el 15 de diciembre de 2017, mediante el informe técnico 2011-IE-2017, la solicitud tarifaria fue analizada por la IE. En dicho informe, se recomendó fijar las tarifas del sistema de transmisión que presta el ICE (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 2011-IE-2017, 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 el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa de su sistema de transmisión de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

Cuadro No. 1
Sistema de transmisión, ICE
Tarifa vigente y propuesta

TARIFA T-TE Usuarios del servicio de transmisión				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Por consumo de energía cada kWh	10,88 CRC	11,952 CRC	1,072 CRC	9,85%
TARIFA T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Por consumo de energía cada kWh	0,0200 \$US	0,02197 \$US	0,00197 \$US	9,85%

Fuente: ICE.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 5,24% y ii) cubrir los costos y gastos de operación, el

servicio de la deuda y generar recursos para el financiamiento de la contrapartida local.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el servicio de transmisión 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 2017-2018 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.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

administrada⁴. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (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 Unidos⁵, 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)⁶ estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% 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 (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

Cuadro No. 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (C/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	1,56%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,12%	1,71%
Depreciación (C/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,64%	-0,41%
Notas: Los años 2017 y 2018 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiarial/

⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

b. Análisis del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 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 ICE, y en la segunda se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (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 el ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de transmisión, presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

- 1. El ICE solicita un ajuste tarifario que le permita alcanzar ingresos equivalentes a los $\$10\,707$ millones durante el año 2018. Para lo cual solicitan un incremento del 9,85% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb. (folio 02, ET-066-2017).*
- 2. Según el estudio de mercado presentado, los clientes que pagan el servicio de transmisión son las ocho empresas distribuidoras del país (incluido el ICE) y los clientes directos (T-UD) del sistema de generación que están conectados a alta tensión. Para el caso de JASEC, se tomó en cuenta el 50% de la generación de Toro III y para la generación de Coneléctricas se utilizó la distribución detallada en el punto 3.1.1.*
- 3. El estudio del ICE señala que la energía trasegada por las empresas distribuidoras se obtiene del comportamiento de la relación mensual entre las compras al Sistema de Transmisión y Generación, de los últimos doce meses para cada empresa distribuidora.*
- 4. Para calcular el promedio de la energía transmitida, se suma la energía que trasegó el cliente en los últimos doce meses y se divide entre la energía total vendida a ese cliente por el sistema de Generación en el mismo período.*

5. *Los ingresos mensuales para este sistema, con tarifa vigente, se calculan al multiplicar el precio de peaje autorizado por la ARESEP, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente en el período de estudio.*
6. *Los ingresos mensuales para este sistema, con tarifa propuesta, se calculan al multiplicar el precio el precio de peaje propuesta, por la estimación de la energía a trasegar por el cliente en el periodo de estudio.*

Durante el 2016, el 78,0% de la energía trasegada correspondió a las dos empresas distribuidoras más grandes del país: la CNFL, S.A. (38,3%) y el ICE (39,7%). El 22,0% restante de la energía transportada corresponde a las seis empresas distribuidoras y a las otras empresas conectadas en alta tensión.

Los ingresos muestran esa misma distribución relativa, por tratarse de un cobro fijo por kWh.

i. Mercado según el análisis de la IE

La IE actualizó los datos a octubre de 2017 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de alta tensión.

Para estimar la energía que corresponde facturar en la tarifa de transmisión, se toman los registros históricos por empresa y la proyección de compras mensuales de energía para el 2018. En el caso de las estimaciones de energía de COOPESANTOS se tomaron las estimaciones presentadas por el ICE para el periodo enero-diciembre 2018. También se consideró el flujo del pago de las empresas distribuidoras para no involucrar plantas que se encuentran conectadas a otros sistemas y por lo tanto no pagan transmisión al Sistema de transmisión del ICE.

La Intendencia de Energía estima que para el año 2018, el Sistema de Transmisión del ICE facturará a sus clientes 9 994 GWh de energía trasegada, mientras que ICE estimó 9 965 GWh, una diferencia relativa de 0,3%. Esta diferencia se debe a las variaciones entre las estimaciones de generación entre plantas y la demanda esperada, diferencia que se analizan a detalle en los informes del Sistema de generación y distribución del mismo ICE, en ET-063-2017 y ET-064-2017, respectivamente.

Los ingresos esperados para el año 2018 se obtienen de multiplicar el total de ventas esperadas por el precio vigente que para el sistema de transmisión nacional es de ¢10,88 según RIE-105-2016 publicado en Alcance digital N°308 de la Gaceta N° 241 del 15 de diciembre de 2016.

De esta forma el ingreso esperado por Aresep para el periodo 2018 se estima esté cercano a los ₡108 729 millones. La diferencia relativa de esta estimación con respecto a la estimación del ICE es igual a la diferencia que se obtuvo en la estimación de ventas físicas. En los anexos N.1 y N.2 del estudio de mercado se incluyen los GWh y monto en colones de transmisión en el mercado eléctrico regional segregados por empresa distribuidora.

Del análisis financiero contable efectuado por la IE, se propone una del -1,88% con respecto a la tarifa vigente de ₡10,88 por kWh (en el caso de la tarifa T-TE), la cual empezaría a regir el 1 de enero de 2018. Con este ajuste el ingreso de la tarifa de transmisión del ICE se espera que alcance los ₡106 731 millones en el 2018.

Además, para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo, y el valor real. La liquidación se realiza para los meses de octubre 2016 a setiembre de 2017. El monto final del ajuste tarifario que se debe aplicar es de ₡ 248 millones por concepto de ingresos adicionales que recibió el ICE-transmisión durante el periodo de referencia. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 3
Sistema de transmisión, ICE
Diferencias entre proyección e información real de ventas, octubre 2016 –
setiembre 2017
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Ventas del sistema de Transmisión (GWh)	9 844 852	9 838 349	-6 503
Ventas del sistema de Transmisión (Millones de colones)	106 432	106 679	248

(*) Proyecciones de ARESEP según RIE-126-2015 y RIE-105-2016

(**) Información real y proyectada de octubre 2016 -setiembre 2017

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y empresas distribuidoras.

Es importante mencionar que adicional a la liquidación de mercado, también se efectuó la liquidación de financiero contable (para mayor detalle ver el apartado de liquidación de financiero contable). Al considerar estas dos liquidaciones, se registra un ajuste a la baja de -3,08% con respecto a la tarifa vigente de ₡10,88 por kWh, quedando una tarifa de ₡10,54 por kWh de energía trasegada por el sistema de transmisión del ICE. En cuanto a los ingresos se espera una diferencia de -₡3 352,43 millones de colones con respecto a los ingresos vigentes ₡108 729 millones.

Al restar este monto a los ingresos vigentes, los ingresos totales del sistema de transmisión del ICE esperados para el próximo año 2018 serían de ₡105 332 millones. Para un desglose por empresa, véase el anexo N°2.

Para el año 2019 se retoma la tarifa establecida en RIE-105-2016, publicada en la Gaceta 241, Alcance 308 del 15 de diciembre de 2016, la cual es de ₡10,88 por cada kWh trasegado por las líneas de transmisión del ICE.

c. Análisis de inversiones

1. Inversiones del sistema de transmisión

El plan de inversiones que presenta el ICE representa la estimación cuantitativa de metas y esfuerzos necesarios para el desarrollo y mejoramiento del Sistema de Transmisión. Esto de acuerdo con los requerimientos previstos en el Plan de Expansión, el cual obedece a la necesidad de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del país en años futuros.

Debido a esto para el ICE es necesario disponer de los recursos para cumplir con los distintos requerimientos considerados en dicho plan de inversiones, con el fin de garantizar la disponibilidad futura de energía, así como los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte de la Institución.

Las inversiones que muestra ICE son los proyectos y requerimientos asociados a los planes de inversión y programas de operación y mantenimiento que ha venido desarrollando y pretende concluir en el periodo 2018, y que considera necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de transmisión como se indicó anteriormente.

El detalle de las obras de inversión consideradas por la empresa regulada para cada período puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-066-2017, Carpeta ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capítulo N° 4 Inversiones\Adiciones 2016_2018\Carpetas de Macro y micro-inversiones. (Folio 91) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del negocio de transmisión y CENCE.

1.1. Adiciones realizadas durante el período 2016 y 2017:

El ICE presentó en el informe de justificaciones y en las estructuras de costos de micro y macro inversiones, el detalle de las adiciones materializadas durante el año 2016 y las desarrolladas y previstas para el período 2017. El detalle puede

ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario ET-066-2017, como se indica en el apartado anterior.

1.2. Inversiones en desarrollo y previstas para el período 2018:

Durante 2018, ICE prevé ejecutar una serie de iniciativas de inversión en el sistema de transmisión. A continuación, se presenta el detalle de macro y micro inversiones consideradas por la empresa en la presente solicitud:

1.2.1. Macro inversiones-Sistema de Transmisión 2018:

El detalle de las justificaciones y detalles de costos de las macro inversiones puede ser consultado en los documentos adjuntos a la carpeta digital T 2018 Transmisión\Capítulo N° 4 Inversiones\Adiciones 2016_2018\Macro Inversiones, información que consta en el ET-059-2016, a continuación, se presenta el detalle de las principales macro inversiones, indicando el análisis y tratamiento de la adición solicitada:

- **Subestación El Este**

Esta obra fue analizada de acuerdo con información presentada en ET-059-2016, y el monto reconocido para el periodo 2016 sobre esta obra fue sujeto a liquidación, por lo que el monto solicitado para el 2018, se considera en los cálculos los 6.498,43 millones de colones. Adicionalmente, en la liquidación del 2017, debe considerarse el monto de 1717,60 millones de colones, los cuales no fueron considerados en el ajuste del monto de adición solicitado. Ver Comparativo de adiciones 2017 que forma parte del archivo Excel Inversiones ARESEP-TX-ICE-ET-066-2017 FINAL-JC.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para garantizar la confiabilidad mejorar la capacidad del sistema de transmisión.

- **Subestación Pailas Ampliación 2**

Justificación: Completar el tercer diámetro en la barra de 230 kV instalando una sección de línea de transmisión 230 kV para la conexión del Proyecto Geotérmico Pailas II. En el patio de la planta de generación se instalará un transformador de potencia y el equipo necesario para la conexión de este a la línea de transmisión hacia la subestación. Como parte del alcance se debe contemplar la reorganización de la entrada de las líneas de transmisión 230 kV de Liberia y Mogote para evitar el cruce de las líneas.

Durante la visita al Proyecto Geotérmico Pailas II, se verificó que el avance al 16 de noviembre de 2017 se limita a la instalación de la línea de evacuación desde la Planta hasta la Subestación de Pailas I, donde se realizará la instalación del nuevo módulo, trabajos que no han iniciado, pero su desarrollo y puesta en marcha debe estar realizada al I semestre de 2018, debido a que es indispensable para las pruebas de puesta en marcha de la Planta Geotérmica.

Al respecto la IE, considera que la justificación es técnicamente razonable, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la conexión y operación de P.G. Pailas II y que podrán ser capitalizados en el 2018.

- **Subestación Santa Rita**

Esta Intendencia determinó que esta obra fue analizada en la fijación tarifaria asociada al ET-059-2016, para la cual se reconocieron montos de adiciones que no fueron realizadas en el periodo 2017 según lo previsto. Por tanto, el monto solicitado para el período 2018 por 3035,30 millones de colones se excluye, considerando que la empresa cuenta con recursos asociados a las adiciones consideradas en el cálculo de base tarifaria para la fijación realizada para el período 2017.

- **Línea de Transmisión Río Macho - San Miguel 3 (EE-T)**

Esta Intendencia verificó que en la fijación pasada asociada al ET-059-2016, se reconocieron montos de adiciones que no fueron realizadas en el periodo 2017 según lo previsto. Por tanto, el monto indicado en esta petición para el período 2018 se le resta la diferencia y se reconocen únicamente 3464,26 millones de colones para este período. Ver Comparativo de adiciones 2017 que forma parte del archivo Excel Inversiones ARESEP-TX-ICE-ET-066-2017 FINAL-JC.

- **Línea Transmisión La Caja – Colima**

La justificación asociada a este proyecto fue analizada y valorada en la fijación pasada asociada al ET-059-2016.

No obstante, y según se confirmó con ICE durante la reunión y visita técnica realizada el 10 de noviembre de 2017 a este proyecto tiene 0% de avance, y de acuerdo con el programa no se prevé la capitalización de dicha obra durante el período 2018, aunque su habilitación operativa sí se estima para el último trimestre de dicho periodo. Por tanto, se excluye de las adiciones propuestas para el período 2018.

- **Línea Transmisión Río Claro - Paso Canoas**

La justificación asociada a este proyecto fue analizada y valorada en la fijación pasada asociada al ET-059-2016.

No obstante, y según se confirmó con ICE durante la visita técnica realizada el 09 y 10 de noviembre de 2017 a proyectos de inversión en la zona, esta obra tiene 0% de avance y por ende no se prevé la capitalización de dicha obra durante el período 2018. Por tanto, se excluye de las adiciones propuestas para dicho periodo.

- **Proyecto Nuevo Centro Control de Energía**

La justificación asociada a este proyecto fue analizada y valorada en la fijación pasada asociada al ET-059-2016.

El 9 de noviembre de 2017, se logró constatar que la obra se encuentra en 99% de avance, y se estima finalizar con la capitalización del proyecto en el I trimestre de 2018. Por lo tanto, se incorpora dicha obra como parte de las adiciones del 2018.

1.2.2. Micro inversiones-Sistema de transmisión 2018:

El detalle con las justificaciones y estructura de costos de las micro inversiones del Negocio Transmisión y CENCE puede ser consultado en el documento T 2018 Transmisión\Capítulo N° 4 Inversiones\Adiciones 2016_2018\Micro Inversiones, información que consta en el ET-066-2017.

Al respecto la IE, considera que las justificaciones presentadas son técnicamente razonables, y que por ende los recursos solicitados son necesarios para realizar las labores de mantenimiento con mayor agilidad y oportunidad, y garantizar la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio público en la etapa de transmisión y en el caso del CENCE para garantizar la operación y administración del Sistema.

En términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica son necesarias para garantizar la calidad y continuidad del servicio de transmisión y la gestión integral de la ICE desde el punto vista corporativo, por lo que se considera razonable su incorporación en el cálculo de la base tarifaria. Ver detalle en archivo: Inversiones ARESEP-TX-ICE-ET-066-2017 FINAL-JC.

2. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario.

El cuadro siguiente muestra el comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas conforme a lo indicado, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año:

Cuadro No. 4
Sistema de transmisión, ICE
Porcentaje de Ejecución
Datos en millones de colones

Año	Monto ARE SEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2012	34 700,99	76 205,42	219,61%	
2013	9 539,25	60 546,59	634,71%	
2014	9 539,25	52 354,92	548,84%	
2015	62 570,89	65 708,04	105,01%	
2016	100 232,69	82 399,68	82,21%	
Promedio			342,69%	100,00%

Según Metodología Tarifaria Vigente

Fuentes:

Carpeta digital ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capítulo N° 4
Inversiones\Indicadores_Ejecución_\ Archivo: Ejecución_Total
Integrado_ST_F7803_2012-2016

Tal y como se indicó, el porcentaje de ejecución que debe considerarse según lo establecido en la metodología es de un 100,00%, el cual representa el porcentaje promedio ajustado de la capacidad ejecutora de ICE para el último quinquenio.

3. Adición de activos del sistema de transmisión

A continuación, se presenta la proyección de activo fijo pretendida por la empresa eléctrica.

Cuadro No. 5
Sistema de transmisión, ICE
Adiciones propuestas por ICE
Datos en millones de colones

SISTEMA DE TRANSMISIÓN Adiciones propuestas por ICE Programa Adiciones 2017-2018 (Millones de Colones)				
		AÑO		
Cuenta	Sistema de Transmisión	2016	2017	2018
120	Subestaciones	38 132,68	4 322,76	16 336,16
120	Líneas	31 423,76	19 190,65	25 422,17
120	CENCE	1 291,00	2 287,00	47 530,81
	Subtotal	70 847,44	25 800,41	89 289,14
Cuenta	Planta general-Otros activos en operación	2016	2017	2018
140-01	Terrenos	1 606,36	0,00	0,00
140-02	Vías de comunicación terrestre	0,00	0,00	0,00
140-03	Edificios	4 060,38	48,33	0,00
140-04	Materiales y equipo para la producción	1 186,81	0,00	0,00
140-05	Equipo de construcción	(102,90)	(25,30)	5,50
140-06	Equipo de transporte	(70,33)	1,65	846,09
140-07	Equipo de comunicación	(82,59)	(13,50)	30,00
140-08	Equipo y mobiliario de oficina	102,70	610,87	30,00
140-09	Equipo y programad de cómputo	(136,52)	86,03	271,00
140-10	Equipo sanitario de laboratorio e investigación	(138,76)	(8,05)	305,95
140-11	Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	(5,10)	(0,02)	0,00
140-12	Maquinaria y equipo diverso	(90,72)	6,94	50,00
140-13	Maquinaria y equipo de mantenimiento	(261,06)	(1,02)	156,20
140-14	Equipo para fotografía, video y publicación (O.G. 248)	0,46	(4,22)	63,00
140-15	Semolientes	0,00	0,00	0,00
140-22	Maquinaria, equipo y vehículo depreciable (OG. 238,239)	122,00	(1,80)	0,00
	Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	51,56
	Subtotal	6 190,73	699,90	1 809,30
	TOTAL DE ADICIONES	77 038,17	26 500,31	91 098,44

Fuentes:

Carpeta digital:

ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capitulo N° 4 Inversiones\Adiciones tecnico-contable_Adiciones_ST_F7802

ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capitulo N° 4 Inversiones\Adiciones 2016_2018\Carpetas de Macro y Micro inversiones

La metodología tarifaria indica que Aresep debe verificar los montos, ejecución y año de aprobación de las adiciones. Por ello en relación con la adición de activos para el período 2018, se presenta el análisis detallado sobre cada obra específica considerada como adición en el periodo 2017 y dicha comparación puede verificarse en el documento Excel Inversiones ARESEP-TX-ICE-ET-066-2017 FINAL-JC, adjunto al presente informe.

De igual manera, se realiza la liquidación del periodo 2016, con relación a las adiciones reales y proyectadas, tomando la información presentada por ICE y que consta en ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capitulo N° 9 Liquidación\Liquidación de Inversiones.

Luego de este análisis y la verificación de las adiciones que deben ser consideradas en el cálculo de la base tarifaria para el periodo 2018, y revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflaciones internas y externas, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, por el respectivo índice de precios):

Cuadro No. 6
Sistema de transmisión, ICE
Adiciones propuestas por Aresep
Datos en millones de colones

SISTEMA DE TRANSMISIÓN Adiciones propuestas por ARESEP Programa Adiciones 2017-2018 (Millones de Colones)					
	AÑO				
Sistema de Transmisión	2016	2017	2018 (sin Liquidación 2016)	Liquidación -Adiciones 2016	2018 (Con Liquidación 2016)
Subestaciones	38 132,68	4 316,72	10 977,02	(14 433,46)	(3456,44)
Líneas	31 423,76	19 163,81	4 545,44	(10 399,12)	(5 853,69)
CENCE	1 291,00	2 283,80	47 470,12	0,00	47 470,12
Subtotal	70 847,44	25 764,33	62 992,58	(24 832,58)	38 160,00
Planta general-Otros activos en operación	2016	2017	2018 (sin Liquidación 2016)	Liquidación -Adiciones 2016	2018 (Con Liquidación 2016)
Terrenos	1 606,36	0,00	0,00	0,00	0,00
Vías de comunicación terrestre	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Edificios	4 060,38	48,26	0,00	0,00	0,00
Materiales y equipo para la producción	1 186,81	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de construcción	(102,90)	(25,27)	0,00	(6,71)	(6,46)
Equipo de transporte	(70,33)	1,65	746,61	(187,15)	538,02
Equipo de comunicación	(82,59)	(13,48)	7,09	0,00	6,82
Equipo y mobiliario de oficina	102,70	610,01	29,96	(263,18)	(224,28)
Equipo y programad de cómputo	(136,52)	85,91	270,65	(768,05)	(478,34)
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	(138,76)	(8,03)	261,77	0,00	251,74
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	(5,10)	(0,02)	0,00	(790,36)	(760,08)
Maquinaria y equipo diverso	(90,72)	6,93	0,00	(153,02)	(147,15)
Maquinaria y equipo de mantenimiento	(261,06)	(1,02)	154,98	(690,59)	(515,08)
Equipo para fotografía, video y publicación (O.G. 248)	0,46	(4,21)	52,16	(7,84)	42,63
Semolientes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Maquinaria, equipo y vehículo depreciable (OG. 238,239)	122,00	(1,80)	0,00	0,00	0,00
Previsión y gastos financieros (escalamiento y costos financieros del financiamiento externo)	0,00	0,00	51,49	0,00	
Subtotal	6 190,73	698,93	1 574,72	(2 866,91)	(1 292,18)
TOTAL DE ADICIONES	77 038,17	26 463,26	64 567,30	(27 699,49)	36 867,82

Elaboración propia ARESEP

4. Retiro de activos del sistema de transmisión

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con la Carpeta Digital Carpeta Digital ET-066-2017\T 2018 Transmisión\Capitulo Nº 4 Inversiones\ Retiro Activos_CENCE_F7794 V2 y Retiro Activos_Transmisión_F7794, ICE presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos:

Cuadro No. 7
Sistema de transmisión, ICE
Retiro de activos propuestas por ICE, 2016 - 2018
Datos en millones de colones

SISTEMA DE TRANSMISIÓN Retiro de Activos según ICE Programa Retiros de Activos 2016-2018 (Millones de Colones)													
Cuenta	Activo productivo	AÑO											
		2016				2017				2018			
		Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada
120-03	Subestaciones	38164,79	0,00	22274,74	0,00	39,16	0,00	9,76	0,00	1 749,14	0,00	1 140,34	0,00
120-04	Líneas de transmisión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 290,48	0,00	2 804,25	0,00
120	CENCE	0,00	0,00	0,00	0,00	2 992,00	0,00	2 911,00	0,00	49,00	0,00	16,00	0,00
	Sub total	38 164,79	0,00	22 274,74	0,00	3 031,16	0,00	2 920,76	0,00	5 088,62	0,00	3 960,59	0,00
Cuenta	Otros Activos en operación	2016				2017				2018			
		Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada	Valor al costo	Valor revaluado	Depreciación al costo	Depreciación revaluada
140-01	Terrenos	190,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-05	Equipo de construcción	13,82	0,00	13,82	0,00	0,24	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-06	Equipo de transporte	1,17	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	278,29	0,00	278,29	0,00
140-07	Equipo de comunicación	24,88	0,00	22,51	0,00	21,00	0,00	18,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-08	Equipo y mobiliario de oficina	10,43	0,00	9,34	0,00	211,32	0,00	122,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-09	Equipo y programad de cómputo	138,65	0,00	135,87	0,00	109,29	0,00	108,52	0,00	48,78	0,00	48,64	0,00
140-10	Equipo sanitario de laboratorio e investigación	144,23	0,00	135,35	0,00	60,51	0,00	55,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-11	Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,27	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-12	Maquinaria y equipo diverso	34,10	0,00	32,84	0,00	7,57	0,00	6,12	0,00	13,25	0,00	7,87	0,00
140-13	Maquinaria y equipo de m7nimiento	31,14	0,00	26,33	0,00	5,84	0,00	5,55	0,00	29,39	0,00	29,39	0,00
140-14	Equipo para fotografía, video y publicación	3,51	0,00	3,51	0,00	6,08	0,00	6,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
140-22	MAQUINARIA, EQUIPO Y VEHICULOS DEPRECIABLE POR USO	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,00	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal	592,60	0,00	381,01	0,00	423,35	0,00	324,55	0,00	369,71	0,00	364,19	0,00
	TOTAL Retiros	38 757,39	0,00	22 655,75	0,00	3 454,51	0,00	3 245,31	0,00	5 458,33	0,00	4 324,78	0,00

Elaboración propia ARESEP

Fuente: Carpeta Digital ET-066-2017/2018 Transmisión/Capítulo Nº 4 Inversiones/ Retiro Activos_CENCE_F7794 V2 y Retiro Activos_Transmisión_F7794-
 En dicho archivo se encuentra el anillar de retiros de Negocio Transmisión y CENCE.

Es importante resaltar que ICE presentó el detalle de los activos retirados para el año 2016 y 2017, el cual puede ser verificado en el archivo digital Inversiones ARESEP-TX-ICE-ET-066-2017 FINAL-JC.

5. Resumen 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:

Cuadro No. 8
Sistema de transmisión, ICE
Resumen de adiciones y retiros propuestas por ICE, 2016 - 2018
Datos en millones de colones

	AÑO		
	2016	2017	2018
Adiciones	77 038,17	26 500,31	91 098,44
Retiros	16 101,64	209,20	1 133,55

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 No. 9
Sistema de transmisión, ICE
Resumen de adiciones y retiros propuestas por Aresep, 2016- 2018
Datos en millones de colones

	AÑO		
	2016	2017	2018 *
Adiciones	77 038,17	26 463,26	36 867,82
Retiros	16 101,64	209,20	1 133,55

* Con liquidación 2016 y ajuste de adiciones 2017

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 ICE.

El ICE obtuvo para el sistema de transmisión un costo de capital propio de 6,44% y un 5,24% 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 2,13%

- ✓ Para el cálculo del beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,74.
- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,67%. 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 ϕ 414 861 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ϕ 213 864 millones y el valor total de los activos (A) es de ϕ 628 726 millones, según la información de los Estados Financieros a mayo 2017 y reportes del ICE.

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

Cuadro No. 10
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2018

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	5,71%	4,80%	5,65%	4,77%
Sistema de Distribución	4,51%	4,24%	4,32%	4,13%
Sistema de Transmisión	6,44%	5,24%	6,32%	5,22%
Sistema de Alumbrado Público	4,07%	4,61%	4,24%	4,70%

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de transmisión (modelo WACC) es de 5,22%; mientras que el costo del capital propio (CAPM) es de 6,32%.

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

- ✓ La exclusión de la obligación que se registró a favor del ICE Telecomunicaciones, dado que no se adjuntó documentación que justifique el cargo.*
- ✓ El ICE utiliza la información con corte a mayo 2017 para la variable (P) Patrimonio, la cual según lo establecido en la metodología RJD-140-2015, esta información se obtendrá del último estado financiero auditado, en este caso el corte corresponderá a diciembre 2016.*

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 (¢25 858), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del ICE, 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 publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de agosto de 2015, mediante la resolución RJD-140-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

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

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a diciembre de 2016 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2016 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de transmisión son:

Cuadro No. 11
Sistema de Transmisión, ICE
Saldo de cuentas al 31 de diciembre del 2016,
Estados Financieros Auditados
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en Operación	777.293,00	316.819,00	0,00	0,00
Otros Activos en Operación	68.344,00	41.657,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “AFO_2018.xls” y “OAO_2018.xls”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de este último con corte al 31 de diciembre del 2016, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a diciembre de 2016, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe.

Cuadro No. 12
Sistema de Transmisión, ICE
Tasa de Depreciación
(Expresados en términos porcentuales)
Porcentajes de depreciación.

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
Plantas Hidráulicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Térmicas	3,17%	5,00%	30
Plantas Geotérmicas	2,25%	10,00%	40
Plantas Eólicas	5,00%	0,00%	20
Plantas Generación Solar	3,17%	5,00%	30
Subestaciones	3,17%	5,00%	30
Líneas de distribución	3,00%	10,00%	30
Líneas de transmisión	3.17%	5,00%	30
Alumbrado Público	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE.

El gasto obtenido de la depreciación de los activos en operación es de ¢23 861,6 y para los otros activos en operación es de ¢1 036,4 para un total de ¢24 898,02 para el año 2018.

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, son aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2016, según detalle a continuación:

1. *No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:*
 - i. *Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “Reporte de activos fijos IE-RE-7715 diciembre 2016 (00000004) R.xls” y “IE-RE-7715 Reporte de Otros activos en Operación DIC-2016 IE.xls”).*
 - ii. *Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación” 14022, debido a que el cálculo de su depreciación no*

está conforme a lo establecido en la metodología RJD-141-2015, que refiere al método de depreciación lineal.

- iii. El ICE remite en información adicional un documento consulta de criterio contable (consecutivo 159) donde en su página 6 (Elementos de análisis) en su apartado b indica “B. Elementos para la adopción de la nueva política: Es necesaria la adopción de la nueva política relacionada con la partida de “Propiedad, planta y equipo”, considerando los elementos que se establecen a continuación: Utilizar la exención indicada en el Apéndice D, párrafo D8B de la NIIF 1 relacionada con el costo atribuido, donde se establecen ciertas condiciones sobre las cuales una entidad puede utilizar la base actual como el costo a la fecha de transición para la partida de propiedad, planta y equipo, esto en virtud de la importancia que este rubro tiene sobre los estados financieros consolidados del Grupo ICE. La exención puede ser utilizada por el ICE considerando que tiene propiedad, planta y equipo que es usada o fue anteriormente usada, en operaciones sujetas a regulación de tarifas y que incluyen montos determinados por las políticas contables actuales, que no calificaban para capitalización bajo las NIIF.”*
- iv. Esa exención no es de recibo por parte de la IE, ya que debe apegarse a tratamiento del cálculo de la depreciación según lo indicado en el inciso ii. de este informe, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).*

Cuadro No. 13
Sistema de Transmisión, ICE
Otros Activos en Operación
Ajuste del método de depreciación en función del uso
Periodo 2016
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	66.474,00
Transmisión	11.987,00
Distribución	11.175,00
Alumbrado Público	20,40
Total de Ajustes	79.656,40

Fuente: ICE.

2. *Respecto a la revaluación de activos la Intendencia no procede a revaluar los activos debido a la política adoptada por el ICE tal y como lo indica los Estados Financieros Auditados en su Nota 2 inciso (ii) “Activos en operación y otros activos en operación” Reconocimiento y medición”:*

“A partir del 2016, el ICE adoptó el término de costo ajustado, como sustituto del valor del costo histórico de los activos más el ajuste por revaluación. De la misma forma, se sumó la depreciación acumulada sobre el costo más la depreciación acumulada sobre la revaluación. Por consiguiente, y a partir del período 2016, el valor de valuación y registro de esos activos en operación y otros activos en operación, sujetos a regulación de tarifas e incluidos en los registros contables de la Institución, se denomina “costo ajustado”, conformado por el costo histórico más los ajustes de revaluación practicados hasta el 31 de diciembre del 2015.

La aplicación de esta nueva política tiene como objetivo el reconocimiento del importe derivado de la sumatoria del valor del costo y del revalúo de esas partidas de Inmuebles, maquinaria y equipo (Activos en operación y otros activos en operación - propiedad ICE y bajo arrendamiento financiero-), como el nuevo costo.”

Debido a lo anterior la presentación de los saldos de los activos al costo y revaluado fueron unificados, así como sus depreciaciones al costo y revaluado, véase página 8 de los Estados Financieros Auditados. Al respecto, hay que

indicar que la Intendencia se ve imposibilitada de realizar la respectiva revaluación de activos dado a que estaría realizando revaluaciones sobre bases que no están separadas y contienen tanto activos al costo como revaluados. Como observación el ICE tampoco realiza ninguna revaluación.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico "EF_TAR_PROPUESTAS_TRANS_18.xls"), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 14
Sistema de Transmisión, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	Aresep	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	541.962,58	495.494,61	(46.467,96)	-8.57%
AFNOR-P	513.702,08	490.188,20	(23.513,88)	-4.58%

Fuente: Elaboración propia.

El activo fijo neto de operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢ 490 188,20 millones para el 2018.

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:

- Adicionalmente, en el presente estudio tarifario se procedió a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-141-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.
- Se aplicó la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016, en las cuales se identificaron las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-125-2015 y los valores reales, dando como resultado la base de la estructura de costos y gastos a utilizar en la proyección del 2018, de acuerdo con los siguientes criterios:

- ✓ *Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).*
- ✓ *Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no se adjunte la justificación no se incorpora el rubro propuesto.*
- ✓ *En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.*
- *Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, transmisión, distribución y alumbrado) correspondiente al año 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo más el resultado de la liquidación tarifaria. Se consideran los meses reales de enero a mayo 2017, así como la proyección de junio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.*
- *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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ₡572,18 y ₡569,83 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
 - ✓ *El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto 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 objeto de gasto, se valoraron las justificaciones que presentó ICE, 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 analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*

- ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016. Para el año base se analizó la conciliación de salarios; las planillas reportadas a la Caja Costarricense de Seguro Social con las actividades N° 4520, 4530, 4550 y 4010 del sector electricidad, muestran el total por concepto de salarios y cargas sociales que ascienden a las sumas de ₡117 353,50 y ₡40 659,50 millones. En la conciliación de salarios se muestra el monto de ₡117 353,50 de los cuales ₡32 375,60 millones corresponde al personal de proyectos (inversiones) y el restante ₡84 977,90 millones a los gastos de operación, centros de servicio u otros.*

Los montos de salarios incluidos en el formulario “IE-RE-7732 Reporte de remuneraciones.xls”, en la hoja denominada “Registro salarios 2016”, son inferiores al monto conciliado, lo cual evidencia que aparte de las inversiones, aún se tienen objetos de gasto pendientes de incorporar, esto para efectos de conciliar el total de la planilla.

Algunos de estos objetos de gasto pendientes, corresponden a los gastos por concepto de planillas incluidos en los objetos de gastos que conforman el grupo de partidas denominadas “contables”; ya que como se evidenció en estudios tarifarios anteriores, los centros de servicio entre sistemas, sectores u otros, se han registrado en esas cuentas, con la limitante que no identifican la porción del gasto que corresponde a planillas.

- ✓ *Con las limitaciones existentes, esta Intendencia consideró los datos conciliados a diciembre del 2016, para efectos de la liquidación tarifaria y la base de proyección.*
- ✓ *En cuanto a la proyección del periodo 2017, se consideró para el primer semestre, lo indicado mediante la circular 0150-0575-2017 del 03 de abril del 2017, la cual informa sobre el aumento general (decreto ejecutivo 40241-MTSS-H), que consiste en un incremento de 0,76% a todo el personal del ICE, excepto al nuevo modelo de clasificación y valoración de puestos del personal de nuevo ingreso (Planilla 08), ya que los aumentos de esa planilla serán derivados del comportamiento del mercado salarial y no por costo de vida. Para el segundo semestre del 2017 el incremento*

consistió en un 0,75% (según el decreto ejecutivo 40634-MTSS-H).

- ✓ La planilla 08 que refiere el ICE, corresponde a una nueva modalidad de contratación implementada por el petente, se rige por el “Reglamento Autónomo Laboral”. En comunicado de prensa realizado por el ICE el día 25 de abril del 2016, se informó que partir del 2015 había contratado 99 colaboradores bajo la nueva modalidad adoptada en 2015, acorde con las condiciones del mercado (salario global). Para este estudio el ICE refiere a la planilla N° 8 cuyos incrementos no obedecen a los decretos de ley, sino más bien a estudios salariales; sin embargo, esta planilla no se identifica de forma separada para efectos de discernir el porcentaje o medida a incrementar en las proyecciones de los periodos 2017 y 2018.

La IE procedió a considerar la planilla conciliada como base e incorporar los aumentos por los decretos de ley, por cuanto no se dispone de otros estudios salariales para efectos de proyección. En la sesión 6159 del 14 de diciembre del 2015 (artículo 2, por tanto 5), el ICE indicó en relación con la planilla 08 lo siguiente:

“Al tratarse de información estratégica-económica sensible de cara a la competencia y a terceros interesados en tanto versa sobre el Diseño Salarial de la Escala Ejecutiva y de Fiscalización Superior, las descripciones de las clases que la conforman y los salarios asociados a dichas clases, califica como confidencial y por ende no resulta conveniente sea divulgada a terceros interesados.”

El acuerdo citado, demuestra la limitación de esta Intendencia para efectos de realizar las respectivas proyecciones y diferenciación en la base de la planilla 08.

- ✓ En lo que respecta a las “prestaciones legales” se consideró la estimación del ICE, basado en el detalle de funcionarios que se acogerán a este derecho en el año 2018. Sin embargo, para efectos de liquidación tarifaria, el petente no suministró detalle ni comprobantes que demuestren la erogación real en el año 2016 (ejemplo, liquidaciones, despidos, renunciaciones, jubilaciones, etc.). Por tal motivo en el año 2016, no se incluyó monto por este concepto.
- ✓ Como cargas sociales u otros rubros salariales se contemplaron para el total de remuneraciones del año 2018 los siguientes porcentajes: “Contribución patronal al seguro de salud de la

CCSS” 9,25%, “Contribución patronal al IMAS” 0,50%, “Contribución patronal al INA” 1,50%, “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares” 5,00%, “Contribución patronal al BPDC” 0,50%, “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” 5,08%, “Aporte patronal al ROPC” 1,50%, “Aporte patronal al FCL” 3,00%, “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” 10,50%, “Décimo tercer mes” 8,33% y “Salario escolar” 8,33%.

- ✓ Para las partidas “Seguros riesgos profesionales”, “Becas a funcionarios” y “Ayudas a funcionarios” se analizó su crecimiento respecto a la inflación del periodo.
- ✓ En la tarifaria del año 2016, el ICE presentó la cuenta N° 931 “Centro de Servicio Técnico Operación”, la IE incluyó en la tarifa de ese periodo la suma de ¢3 451,52 millones en el sistema de transmisión. Al momento de liquidar el 2016 por este concepto, el ICE no aportó detalle ni justificación de estos gastos, por lo tanto, se disminuye para efectos de la liquidación tarifaria.
- ✓ Los gastos de remuneraciones solicitados por el ICE para el sistema de transmisión ascienden a la suma de ¢23 794,25 millones, la IE estima la suma de ¢23 653,30 millones por ese concepto en el año 2018. Sin embargo, al incorporar el efecto de la liquidación del periodo 2016, por el monto de (¢1 989,01) millones, esa cifra disminuye a ¢21 664,28 millones.

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

• Gastos del operación y mantenimiento:

Se procede a analizar el comportamiento de lo otorgado en la RIE-126-2015 la cual da origen a la fijación tarifaria del periodo 2016, comparándolo con lo ejecutado por el ICE, por lo que se realizó el correspondiente análisis de variaciones y sus respectivas justificaciones.

De acuerdo con lo establecido en la RJD-140-2015 con respecto a la aplicación de la liquidación del periodo anterior, se procede a analizar la información aportada por el ICE, para el análisis de la información se partió de los siguientes criterios:

- ✓ En los objetos de gasto en que el ICE ejecuto menos de lo autorizado vía tarifa, se ajusta la diferencia expuesta entre los otorgado por la Aresep y lo realmente ejecutado para el año 2018.

- ✓ *Con respecto a la partida denominada “contables”, dada la limitación en la información aportada por el ICE para dar trazabilidad sobre el origen del gasto incurrido en cada sistema y cuenta, se analiza la documentación aportada en los casos que se reconoce dicha desviación se debe a que la justificación era suficiente o por el contrario no se reconoce por deficiencias en la justificación aportada y sus documentos de respaldo.*
- ✓ *En los objetos de gasto que el ICE ejecuto más de lo otorgado vía tarifa, se procede a analizar cada una de las desviaciones y sus respectivas justificaciones, en los casos que se reconoce dicha desviación se debe a que la justificación era suficiente o por el contrario no se reconoce por deficiencias en la justificación aportada y sus documentos de respaldo. A continuación, se detallan:*
 - *OG 053 “Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario”: el monto justificado corresponde a un gasto de naturaleza no recurrente, y la justificación aportada carece de respaldo y justificación técnica.*
 - *OG 065 “Servicio de energía eléctrica” y OG 830 “Servicios de electricidad institucional”: el respaldo aportado no es suficiente, no existe claridad sobre el consumo y precio que afecta al monto total reflejado en el formulario, además no se cuenta con certeza y trazabilidad sobre si el registro de la información se duplica en dichos objetos de gasto.*
 - *OG 816 “Estimación para valuación de existencias en inventario” no se reconoce debido a que no se cuenta con certeza de la correcta valuación del inventario y no se aporta justificación de respaldo.*
 - *OG 875 Utilización CS Limat y OG 878 utilización CST Maquinaria, Equipo y Talleres Pavas, no existe trazabilidad entre la información aportada en la justificación y el gasto realizado en los periodos, adicional se incluye gastos por remuneraciones en estos objetos de gasto, los cuales se analizaron en la partida correspondiente a cada sistema.*
- ✓ *El ICE para los periodos 2017 y 2018 no proyecta gastos tarifarios no recurrentes.*
- ✓ *El monto reconocido por la IE para el 2018 correspondiente a gastos recurrentes para transmisión es de ¢6 244 millones y para el CENCE es de ¢995,80 para un total de ¢7 240,43 millones.*
- ✓ *El monto reconocido por el efecto de la liquidación de los gastos recurrentes de transmisión es de ¢1 553,74 millones del periodo 2016 y para el CENCE ¢303,52 millones, para un total de ¢1 857,27 millones.*

- ✓ *El monto total de gastos recurrentes es de ¢9 097,70 millones, siendo el impacto de la liquidación un 20,41% del total.*

El monto total reconocido por la IE para el ICE en el 2018 es de ¢9 097,70 millones, el cual se ve impactado por la liquidación de gastos no recurrentes del otorgados en el periodo 2016 por un monto de -¢39,53 millones, resultando un total de ¢9 058,17 millones.

➤ **Alquileres:**

A efectos de la proyección del periodo 2018 se consideró el tipo de cambio a 569,83, dato que es inferior a los tipos de cambio estimados por el ICE.

En lo que respecta a la diferencia entre lo solicitado y lo incluido en la tarifaria 2018, se origina principalmente en el cálculo de i) P.T. Garabito, ya que el ICE incluyó como cuota el monto de \$4 401 763, mientras que en el sistema de generación se muestra el dato de ¢5 230 000, este último es el que se muestra en la justificación en prosa, por lo que procedió a corregir y recalcular la cuota y ii) del LT Liberia – Papagayo el Instituto refiere a la cuota por el monto de ¢6 305,6 millones, en tanto que el archivo denominado “Arrendamientos Operativos Sistema de Transmisión 2016.2032.xls”, en la hoja “Cuota de Arrend.Anual CUADRO NO. 9” se muestra el monto de ¢6 095,6 millones. Para los efectos se tomó el dato de las operaciones crediticias y el costo del mantenimiento según la hoja “cuota arrend Liberia-Papagayo” que totalizan el monto de ¢6 095,6 millones.

Cabe mencionar, que a la fecha esta cuenta no se encuentra conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF’s), por cuanto algunos elementos no corresponden a arrendamientos operativos, sino financieros, esto según lo establecido en la normativa vigente.

Una vez que se adopte las NIIF’s la entidad tiene la obligación de informarlo a este Ente Regulador para efectos regulatorios y de fiscalización.

En lo que respecta a la liquidación del periodo 2016, el ICE indica que el gasto ascendió a ¢9 435,9 mientras que en la tarifaria de ese año se incluyó el monto de ¢9 680,5 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones. Se ajustó esta cuenta en ¢244,6 millones por concepto de liquidación tarifaria de ese ejercicio.

Para el año 2018, se incluyó en las tarifas del sistema de transmisión el monto de ¢10 419,5 millones por concepto de alquileres operativos de instalaciones, que ajustado por la liquidación tarifaria totaliza ¢10 174,9 millones.

➤ **Gastos complementarios de operación:**

Para la estimación tarifaria del 2018, se incluyó en las tarifas el monto de ¢228,45 millones por concepto de gastos de gastos complementarios de operación, el cual incluye el ajuste por inflación. Este no incorpora las remuneraciones y los objetos de gastos relacionados (311 prestaciones legales, 101 Seguros Riesgos Profesionales, 819 Vacaciones no disfrutadas) debido a que se analizan por separado. El monto proyectado por el ICE fue de ¢209,55 millones.

Respecto a la liquidación del año 2016, ARESEP según la RIE-126-2015 (ET-097-2015) no reconoció ningún monto para esta partida. Según la información presentada por el ICE, el monto total ejecutado corresponde a ¢238,92 millones, el cual incorpora remuneraciones y Otros objetos de gasto (¢38,42 millones). Estos otros objetos de gastos incluyen gastos como depreciaciones, absorción de partidas amortizables e intangibles, vacaciones con efectos actuariales, los cuales se analizan por separado y el rubro de intereses sobre títulos valores internos de largo plazo que no se justificó.

Se efectuó un ajuste por liquidación debido a que se consideró como un gasto no recurrente el gasto de ¢167,54 millones, registrado en el objeto de gasto 812 de Liquidación de obras no capitalizables, que según la justificación corresponde a rubros que impidieron formalizar la capitalización de proyectos que entraron en operación en el 2014 y 2015 y constituyeron un incumplimiento de requerimientos contractuales. Estos por concepto de pruebas y recepción de obra de conexión para ST Balsa y Derivación de la L.T Peñas Blancas – Garita 230 kv, (¢36,97 millones) de la CNFL y por la supervisión, pruebas y recepción de obra de conexión en ST Torito y Derivación de L.T Río Macho – Moín 230 kV (¢130,57 millones) debido a que la Unión Fenosa Generación Torito (UFGT), no había efectuado el traspaso de las servidumbres, lo cual impedía trasladar la subestación y la línea de transmisión al ICE.

➤ **Costos EOR-OMCA-MER CRIE Y COMPLEMENTARIOS SIEPAC:**

Para estimar los costos administrativos del EOR-OMCA para el año 2018, se utilizó la tarifa promedio de \$0,2183 por cada MWh, obtenida de los datos reales

de enero a setiembre, publicados en el DTER⁷; el ICE utilizó datos a mayo (\$0,2166/MWh).

Una vez que se obtuvo la tarifa para cada MWh, el área de mercado de esta Intendencia procedió a estimar la demanda para el año 2018, correspondiente a 9 285 040 MWh (estas estimaciones se ajustaron con los parámetros económicos utilizados en este informe). El cargo asciende al monto de US\$2 026 986,2 o su equivalente ₡1 155,04 millones para ese periodo.

A la fecha del análisis de la solicitud tarifaria, no estaba actualizado el monto presupuestario del EOR para el año 2018, debido a que éste se aprueba y publica al final de cada año

El Cargo Complementario de la Línea SIEPAC que se consideró en la tarifa corresponde al monto de US\$16 306 776, conforme al Ingreso Autorizado Regional de la línea SIEPAC para Costa Rica en el año 2017, según la Resolución N° CRIE-71-2016 del 29 de noviembre del 2016; éste dato se actualizó con los parámetros económicos de la Autoridad Reguladora, para un total de ₡9 292,1 millones para el año 2018. A la fecha de este informe no estaba aprobado el IAR del año 2018, el cual se aprueba hasta final de año.

El Cargo Complementario de la Línea SIEPAC proyectado por el ICE corresponde al mismo monto de US\$16 306 776, conforme al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de la línea SIEPAC del año 2017, según la Resolución N° CRIE-71-2016, para un total de ₡9 798,20 millones para el año 2018.

El monto estimado en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de “costos administrativos del EOR-OMCA” y el “cargo complementario de la Línea SIEPAC” asciende a ₡10 447,13 millones para el año 2018.

A la estimación de estos cargos por ₡10 447,13 millones se le efectuó un ajuste de ₡1 253,55 millones no ejecutados por el ICE en el 2016 por concepto de la liquidación, de forma que el monto incluido en las tarifas del sistema de transmisión por concepto de “costos administrativos del EOR-OMCA” y el “cargo complementario de la Línea SIEPAC” asciende a ₡9 193,58 millones para el año 2018.

⁷ Documentos de Transacciones Económicas Regionales (DTER), página web www.enteoperador.org en el apartado de Administración del MER/Informes Públicos Procesos Comerciales del MER/Costa Rica

➤ **Liquidación de los Costos EOR-OMCA-MER CRIE y Complem. SIEPAC**

El monto aprobado por Aresep según la RIE-126-2015 (ET-097-2015) correspondió a ¢11.557,94 millones para el año 2016. Aresep proyectó ¢922,70 millones de cargos por servicios de Regulación del MER y por servicios de Operación del Sistema y a ¢10 635,24 millones por el Cargo Complementario de la Línea SIEPAC.

El monto total ejecutado por el ICE corresponde a ¢10 304,39 millones para el año 2016, ¢916,96 millones de cargos por servicios de Regulación del MER y por servicios de Operación del Sistema y ¢9 387,43 millones por el Cargo Complementario de la Línea SIEPAC. Esto conforme al detalle presentado por ¢10 304,39 millones en el archivo digital denominado "Información adicional ARESEP_Detalle mensual cuentas DTER.xlsx" y el monto por concepto de Compras para exportación en los estados financieros auditados del 2016 (página 128).

Por lo tanto, el monto ejecutado por el ICE fue inferior en ¢1 253,55 millones a lo reconocido. El ICE indicó que el ejecutado correspondió a ¢11 117,70 millones, monto inferior en ¢440.30 millones al reconocido, señalando que corresponde a lo establecido en los estados financieros. Sin embargo, como se indicó anteriormente los estados financieros reflejan ¢10,304 millones para el año 2016 (¢11,123 millones para el año 2015) y en el archivo digital denominado "Información adicional Aresep_Detalle mensual cuentas DTER.xlsx" se presentó de forma adicional ¢812,77 millones por concepto de cargos por importación, los cuales no corresponden a los cargos analizados en esta partida.

➤ **Estudios preliminares:**

Se procedió a verificar el comportamiento de lo otorgado por la Aresep en la tarifa para el año 2016 (ET-096-2015) y lo ejecutado por el ICE y posteriormente el análisis de las justificaciones de las variaciones.

En la liquidación del 2016 y proyección del 2017 y 2018 el ICE no reporta gastos no recurrentes.

En los casos que el ICE ejecuto menos de lo autorizado vía tarifas se ajustó el año base de la liquidación rebajando ese excedente que obtuvo entre lo gastado y lo reconocido por Aresep.

- ✓ *En los objetos de gasto donde el ICE gasto más de lo otorgado en la tarifa del 2016 se analizaron cada una de las cuentas y justificaciones, por lo que algunos casos se reconoció el excedente donde el análisis se consideró que la justificación era suficiente en algunos casos no se reconoció el incremento por deficiencias en la justificación como, por ejemplo:*

O.G. 053 Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario y O.G. 094 Transporte dentro del país: Estas cuentas la ARESEP no la reconoció en el 2016, sin embargo, en la justificación el ICE hace referencia a Ingeniería y Construcción el pago de transporte de personal a distintas zonas de país, al considerarse el negocio de ingeniería y construcción como una actividad no regulada, no se reconoce el incremento.

O.G. 095 Viáticos dentro del país: Se reconoce únicamente lo otorgado por ARESEP, al incluir por parte del ICE pago de viáticos de ingeniería y construcción.

O.G. 868 Utilización CST Diseño y O.G. 870 Utilización CST Estudios básicos de ingeniería, O.G. 871 Utilización CST estudios básicos de ingeniería, O.G. 874 Utilización CST Centro de apoyo a proyectos (CAP): Dentro de la justificación se incluyen gastos de ingeniería y construcción y al no tener certeza de cuanto representa a este negocio del total ejecutado, solo se reconoce lo brindado por ARESEP. O.G. 906 Utilización CS Logística (almacenaje): Esta cuenta no fue reconocida por ARESEP en el 2016, en esta cuenta se registran gastos de remuneraciones, materiales, servicios, y no hay una clasificación por la naturaleza del gasto, dentro de la cuenta se evidencian gastos recurrentes y no recurrentes como lo fue la reparación de montacargas por deficiencias en la justificación al no considerarse que la misma no sustenta el gasto razonablemente no se reconoce el incremento.

En el 2017 se proyecta el resultado de la liquidación más inflación y 2018 el 2017 reconocido por Aresep más inflación.

En el 2017 y 2018 la cuenta de prestaciones legales se excluye de la proyección para que sea incluida en el análisis de remuneraciones.

➤ **Seguros:**

Para la estimación de la cuenta se utilizó el detalle de los activos asegurados enviado por el ICE para la póliza Todo Riesgo a la Propiedad, entre las coberturas que contempla se encuentran riesgos por daño físico que incluye actos terroristas, terremoto, inundación, vientos tormentosos, incendio, rayo, explosión, robo y/o asalto con violencia y/o intimidación de personas, con exclusión de dinero y valores transferibles en dinero, rotura de maquinaria, explosión de calderas, remoción de escombros, entre otros.

Dentro del negocio de electricidad el ICE está registrando seguros por ₡106 066,23 como otros activos en operación, sin embargo, no está aportando el detalle de los activos que lo conforman, por lo que es importante para próximos estudios tarifarios que presenten el desglose, con las respectivas justificaciones de los activos que están asegurando.

Para el 2018 se están incorporando en el valor asegurado un transformador en ST Tejona, ST Guayabal, ST Anonos, ST Nuevo Colón y el edificio del CENCE en San Miguel de Santo Domingo de Heredia y para el 2018 se prevé un transformador en ST Higuito.

Para el sistema de transmisión el ICE esperaba para el 2018 ₡316,30 millones, sin embargo, en la tarifaria del 2016 ARESEP otorgo al ICE ₡251,60 millones de los cuales solo ejecuto ₡234,54 millones, quedando un remanente de ₡17,06 millones. Por lo tanto, el monto correspondiente al 2018 es de ₡303,78 millones, pero al aplicar el efecto de la liquidación, el monto a reconocer en la proyección del 2018 es de ₡286,72 millones.

Vale mencionar que en la liquidación de la tarifaria del 2016 el ICE no apporto justificaciones razonables que sustenten la variación entre lo otorgado y lo ejecutado en el 2016.

Cuadro No. 15
Sistema de transmisión, ICE
Proyección por gastos por seguros (prima)
Periodo 2018

Obras	2018	Liquidación 2016	Proyección 2018
Sub total Negocio Generación	7.265,49	3.310,95	3.954,55
Sub total Negocio de Transmisión	303,78	17,06	286,72
Sub total Negocio de Distribución	88,06	3,61	84,46
Alumbrado Público	11,58	5,87	5,71
Total Negocio Electricidad	7.668,92	3.337,49	4.331,43

Fuente: IE

➤ **Rendimientos en Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR):**

La IE estimó rendimientos de ₡359,0 millones para el 2018, que constituye el monto registrado por el ICE en el 2016, debido a que no se cuenta con el monto oficial de los rendimientos para este año. Estos corresponden a la participación accionaria que tiene el sector Electricidad del ICE en EPR de ₡2 871 millones valuadas a su costo de adquisición (US\$6 millones por 6.061 acciones a US\$1 000 cada una) según los Estados Financieros Auditados (págs.95, 368).

Actualmente, se reconoce el Cargo Complementario de la Línea SIEPAC como un gasto tarifario, que corresponde al monto establecido para CR en el Ingreso Autorizado Regional (IAR), el cual incluye el monto por rentabilidad regulada por país. Por tanto, se considera que los recursos que le dieron origen a la inversión de la participación accionaria del ICE en la EPR provienen de recursos tarifarios y los ingresos recibidos registrados como rendimientos de la inversión son de origen y naturaleza tarifaria al provenir estos recursos de los gastos anuales reconocidos en las tarifas en los cargos complementarios.

- **Gastos administrativos:**

Con la entrada en vigor de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en su “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

El ICE presentó el formulario “IE-RE-7713 Registro de Costos y Gastos” donde presenta, según su sistema contable, la siguiente estructura para la cuenta 940 “Administrativos” en el sistema de transmisión:

REMUNERACIONES
SERVICIOS
MATERIALES Y SUMINISTROS
TRANSFERENCIAS
CONTABLES

Por otro lado, el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, para el sistema de transmisión, muestra la siguiente estructura en el apartado de gastos administrativos:

5.4.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de
5.4.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)
5.4.1.01.	Gerencia general y estratégica
5.4.1.02.	Auditoría interna y control de gestión
5.4.1.03.	Legales
5.4.1.04.	Relaciones públicas e institucionales
5.4.1.05.	Contaduría y tesorería
5.4.1.06.	Administración y finanzas
5.4.1.07.	Regulación
5.4.1.08.	Logística y servicios generales
5.4.1.09.	Servicios informáticos
5.4.1.10.	Recursos humanos
5.4.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo

El ICE realiza una homologación de las cuentas de su sistema contable con las partidas del plan de cuentas regulatorio y las presenta a través de hojas dentro

de los libros del Excel "M 940 CENCE IE-RE-7713 PROYECCIÓN CTA 940 CENCE PLAN DE CUENTAS (2017-2018).xlsx" y "M940 TR IE-RE-7713 PROYECCIÓN CTA 940 TRANSMISIÓN PLAN DE CUENTAS (2017-2018).xlsx" y que para efectos de análisis se sumaron ambos archivos.

En este estudio tarifario se procede a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-141-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.

Se aplica la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016 en donde se identifican las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-126-2015 y los valores reales, y dicha liquidación será la base para proyectar, en donde se utilizaron los siguientes criterios:

- ✓ Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).
- ✓ Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, se procede a proyectar igual a cero.
- ✓ En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.

De acuerdo con lo expuesto en los puntos anteriores y al análisis realizado se pudo obtener lo siguiente:

- ✓ OG 104 Actividades De Capacitación, OG 116 Mantenim. y reparación de eq. cómputo y sistemas de informac., OG 917 Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos, para estos objetos de gastos no existe un respaldo de la justificación que sea razonable, por lo que a nivel de liquidación no es reconocido y para la proyección se toma el valor de la última tarifaria más inflación.
- ✓ OG 071 Información: este objeto de gastos, para el proceso de liquidación, no es reconocido ya que se considera que no es necesario para la prestación del servicio.

- ✓ OG 084 Servicios en ciencias económicas y sociales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente, el gasto no recurrente se debe reconocer en la liquidación ya que corresponde a la implementación del sistema Programa Integral Financiero Empresarial (PIFE).
- ✓ OG 086 Servicios generales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente ya que la misma es razonable y presenta los respaldos correspondientes.
- ✓ OG 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.), OG 916 Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles, OG 919 Utilización C.S. Limpieza, OG 930 Utilización de C.S. DTSI (Adm Contratos de Seguridad), OG 931 Utilización de Centros de Servicio DTSI Administrar Seguridad: no se reconoce la liquidación, si bien es cierto la justificación es razonable, no se tiene un respaldo donde se pueda determinar que se dio una distribución adecuada del objeto de gasto.
- ✓ OG 300 Transferencias corrientes al gobierno central: se reconoce el gasto para la liquidación y la proyección ya que se tiene la justificación y el respaldo según documentos OG-300 Entrante PE-282.pdf y OG-300 PE-161-2016.pdf.
- ✓ OG 311 Prestaciones legales: no se reconoce en la liquidación ya que no presenta respaldo, sin embargo para el 2018 se reconoce el monto indicado ya presenta listado de funcionarios a jubilarse, ver archivo "OBG 311 Pensionados 2017 y 2018_(JUNIO_2017)_MINOR".
- ✓ OG 869 Utilización CST recursos geotérmicos: no se reconoce del todo ya que no posee justificación ni respaldo.

De la aplicación del análisis de las cuentas indicadas anteriormente, el monto reconocido, sin tomar en cuenta la partida de remuneraciones, para la cuenta 940 "Administrativos", aplicando el proceso de liquidación es de ¢1 351,14 millones, 16,95% menor al presentado por la petente.

- **Servicio de regulación**

Se calculó 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.

Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación, transmisión 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 36,68%, 49,83%, 12,22% y 1,27% respectivamente.

Cuadro No. 16
Sistema de transmisión, ICE
Calculo del canon de regulación. 2018

Servicio	Monto 2018	Monto 2018 millones	Ingresos (millones de colones) ER Integrales 2016	Partic. Porcentual
<i>Distribución</i>	489.121.353,42	489,12	351.266,00	36,68%
<i>Generación</i>	664.493.831,42	664,49	477.211,00	49,83%
<i>Trasmisión Alumbrado</i>	162.999.141,70	163,00	117.059,00	12,22%
<i>Público</i>	16.875.136,46	16,88	12.119,00	1,27%
Total	1.333.489.463,00	1.333,49	957.655,00	100,00%

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

ARESEP: CANON DE REGULACIÓN 2018 ALCANCE GACETA No. 248	
(colones)	
Canon de Regulación	1.455.520.902,00
Canon de Calidad	-122.031.439,00
Total del Canon	1.333.489.463,00

En la tarifaria del 2016 la Intendencia de Energía reconoció por concepto de canon de regulación ϕ 1 460,34 millones según alcance 206 de la gaceta del 23 de octubre del 2015, sin embargo, en la liquidación del año 2016 el ICE reporta entre todos los sistemas un gasto de ϕ 1 710,95, al respecto se consultó en la Dirección de Finanzas de ARESEP el detalle de los pagos efectuados por el ICE y se indicó que el total recaudado de ϕ 1 460 335 491,00, no hubo ningún atraso en los pagos.

Adicionalmente en la liquidación no presenta justificaciones razonables de la variación del canon, por todo lo anterior para el sistema de trasmisión el monto correspondiente al canon del 2018 es de ϕ 163 millones, y reconociendo el efecto de la liquidación el monto proyectado por Aresep para el 2018 es de ϕ 132,17 millones.

Cuadro No. 17
Sistema de transmisión
Comparativo canon 2016 y ejecutado ICE
Periodo 2018

Servicio	Monto 2018 millones	Canon Tarifaria 2016 Millones	Real 2016 ICE Millones	Diferencia
Distribución	489,12	579,25	671,75	-92,50
Generación	664,49	440,54	644,90	-204,36
Trasmisión	163,00	293,69	262,86	30,83
Alumbrado Público	16,88	146,85	131,43	15,42
Total	1.333,49	1.460,34	1.710,95	-250,61

Fuente: IE

Cuadro No. 18
Sistema de transmisión
Proyección de canon de regulación – efecto liquidación
Periodo 2018

Servicio	Monto 2018 millones	Efecto Liquidación 2016 millones	Proyección Canon 2018 millones
Distribución	489,12		489,12
Generación	664,49		664,49
Trasmisión	163,00	30,83	132,17
Alumbrado Público	16,88	15,42	1,46
Total	1.333,49	46,25	1.287,24

Fuente: IE

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

Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de software y licencias, indicando mes, año de adquisición, vida útil,

monto de adquisición, amortización y las adiciones con las respectivas justificaciones de adquisiciones de activos para los años proyectados; en cuanto a la vida útil el promedio del software y licencias es de 36 meses; lo cual da como resultado una vida útil de 3 años, a partir del año 2017 se crea una clase nueva con una vida útil de 12 meses.

En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada, vale mencionar que en el archivo "METOD_PARTIDAS AMORT_2016-2018" la asignación de la gerencia de electricidad es únicamente entre los servicios regulados, no otorgándoles ningún peso a las demás actividades del ICE no reguladas por la ARESEP.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	41,23%
Transmisión	16,75%
Operación Integrada S.E.N.	2,40%
Distribución	39,62%
Alumbrado Publico	00,00%
	100,00%

A la vez, el análisis demostró la existencia de dos o más adquisiciones de una licencia y/o software en el mismo periodo de tiempo con las mismas características en el CENCE, para efectos de cálculo, se consideró una licencia por periodo, ya que el ICE no refirió a la cantidad de usuarios por licencia de manera tal que permita la validación de la adquisición.

En la tarifaria del 2016 la ARESEP le otorgo al ICE ¢ 494.20 millones (¢377,4 millones del sistema de trasmisión y ¢116,7 millones de Operación Integrada al SEN), de los cuales ejecutaron ¢427,23 millones, quedando una diferencia de -¢66,97 millones no ejecutados.

En la información de la liquidación el ICE no justifica razonablemente la variación del gasto por todo lo anterior la solicitud de la cuenta en el año 2017 por parte del ICE es de ¢222 millones (¢192 trasmisión y ¢30 SEN) y para el 2018 ¢406 millones (¢361 trasmisión y ¢45 SEN), de los cuales la Intendencia de Energía reconoce ¢221,38 millones para el 2017 y ¢ 396,35

millones para el 2018, sin embargo al aplicar el efecto de la liquidación en el 2018 el monto a reconocer es de ₡329,37 millones.

Cuadro No. 19
Sistema de transmisión, ICE
Gastos por partidas amortizables e intangibles
(Millones de colones)

SISTEMA	2.017	2.018
TRANSMISION OPERACIÓN INTEGRADA	191,75	356,76
SEN	29,63	39,58

Fuente: IE

- **Gestión productiva:**

Para la proyección de estos gastos se utilizó los criterios generales de proyección. De acuerdo con el análisis realizado se determinó los siguientes resultados.

- ✓ En las partidas de remuneraciones, servicios, materiales y contables se aplica lo indicado en los criterios generales para las proyecciones.
- ✓ En las partidas de contables,
- ✓ En el objeto de gasto 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.), el documento “▲ INFORME DE EJECUCIÓN 930 GESTIÓN PRODUCTIVA AÑO 2016” en su página 48 (documento 32-864-GP_csi.pdf) indican que son licenciamientos microsoft, el elemento de costo de amortización y no se encuentra el monto de esto por lo que no se puede reconocer ya que estos gastos son reconocidos en amortización de licencias de software. Esos tipos de gastos deben ser incluidos en amortización de software y activos.” No tenemos forma de asegurarnos que no estén duplicando los gastos mencionados ya que existen en otras cuentas. El monto no reconocido de liquidación es de ₡61.12 millones.

- ✓ En el objeto de gasto 906 Utilización C.S. Almacenaje, el documento “▲ INFORME DE EJECUCIÓN 930 GESTIÓN PRODUCTIVA AÑO 2016” en su página 4 (documento 37-906-GP_csi.pdf) indican “Dentro de los gastos extraordinarios que para el 2016 afectaron la prestación del servicio, fue la reparación del montacargas Telescópicos de la zona Sur por un monto de ¢17 millones” por lo que la IE se incluye dentro los gastos no recurrentes en la liquidación.

Los gastos de la cuenta gestión productiva del sistema de transmisión incluidos en el cálculo de la tarifa son, ¢2 060,51 millones para el 2018, sin incluir las remuneraciones.

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis que precede para la actividad de generación que presta el ICE; se observa una disminución del 11,9% en los gastos y costos totales respecto a los propuestos por la petente para el periodo 2018, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No 20
Sistema de transmisión, ICE
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

COSTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ abs	Δ %	Peso
Operación y Mantenimiento de Transmisión	26.394,2	21.642,0	- 4.752,2	-18,0%	43,4%
Estudios preliminares	746,8	398,9	- 347,9	-46,6%	3,2%
Complementarios de operación	221,4	44,6	- 176,8	-79,9%	1,6%
Comercialización	439,8	412,4	- 27,4	-6,2%	0,2%
Servicios de regulación	254,0	163,0	- 91,0	-35,8%	0,8%
Administrativos	5.858,5	5.397,1	- 461,5	-7,9%	4,2%
Seguros	316,3	303,8	- 12,5	-4,0%	0,1%
Depreciación activos en operación	26.621,2	23.861,6	- 2.759,6	-10,4%	25,2%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	406,1	396,3	- 9,8	-2,4%	0,1%
Depreciación otros activos en operación	1.748,9	1.036,4	- 712,5	-40,7%	6,5%
Alquileres Operativos de Instalaciones	10.745,5	10.419,5	- 326,0	-3,0%	3,0%
Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y trans. Regional	11.290,4	10.447,1	- 843,2	-7,5%	7,7%
Gestión productiva	7.145,3	6.710,2	- 435,2	-6,1%	4,0%
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN	92.188,45	81.232,8	- 10.955,6	-11,9%	100,0%

Fuente: Elaboración 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 transmisión que presta el ICE requiere ingresos por ¢106 731 millones para el periodo 2018, por concepto de peajes de transmisión de energía, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 5,23% (ajustado por redondeo conforme a las condiciones de mercado y financieras).

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 el ICE se explica principalmente por las siguientes razones:

- 1. Gastos de operación y mantenimiento: de acuerdo con el análisis realizado para dicha partida, se determinó una disminución del 18%, como resultado del ajuste de las cuentas contables, considerando que no presentan un respaldo razonable que justifique lo solicitado por el petente.*
 - 2. Adiciones: son ¢54 230,62 millones menores respecto a lo solicitado por el ICE para el periodo 2018 debido al proceso de liquidación, las inspecciones realizadas y los cronogramas de cada una de las obras.*
 - 3. Depreciación: el gasto por depreciación se recortó en un 10,4% (¢2 759,6 millones) respecto a lo propuesto por el ICE, siendo la razón del recorte el reconocimiento de las adiciones propuestas por el ICE.*
 - 4. Remuneraciones: En lo que respecta al gasto en remuneraciones, el recorte de ¢3 451,52 millones responde a la liquidación tarifaria presentada por el ICE, ya que al analizar el gasto real del 2016 para la cuenta 931 correspondiente a “Centros de Servicios”, esta no presentó un nivel de ejecución respecto a lo proyectado por este Ente Regulador en la respectiva fijación tarifaria.*
-
- 1. Liquidación tarifaria: en lo que respecta a la estimación de la liquidación del periodo 2016 (diferencia entre lo aprobado por Aresep y el resultado obtenido por el ICE), es necesario realizar dos aclaraciones que condicionaron el análisis, i) el diferencial obtenido de dicha comparación (proyectado versus lo real) no fue adicionado a la pretensión tarifaria, motivo por el cual el 9,85% de ajuste solicitado no incorpora la proporción de esas diferencias estimadas por el ICE y ii) las justificaciones aportadas por la empresa no permiten determinar la pertinencia y validación que la*

necesidad de un gasto mayor al aprobado en su momento por el Ente Regulador [...]

V. CONCLUSIONES:

- 1. El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un ajuste del 9,85 % en la tarifa del servicio de transmisión de energía eléctrica que presta a partir del 1 de enero del 2018.*
- 2. Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ₡ 10 955,6 millones, donde sobresalen los gastos de operación y mantenimiento (₡4 752,2 millones), el gasto por depreciación (₡2 759,6 millones), entre otras partidas. A la luz de lo anterior, se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio sólo el 89,79% de los ingresos solicitados por el ICE.*
- 3. En lo que respecta a la contabilidad regulatoria, el ICE no cumplió con el nivel de desagregación y la homologación solicitada por la Intendencia de Energía, según la resolución RIE-068-2016, siendo un obstáculo para el presente análisis tarifario, ya que los formularios aportados no presentan el desglose adecuado de las cuentas, a tal punto que las partidas de Centros de Servicio, conocida como “contables”, previo a la aplicación de la contabilidad regulatoria, para este estudio tarifario se incorporó en una partida llamada “Otros”, imposibilitando el determinar lo que se registra en ella.*
- 4. Con base en los análisis técnicos realizados, corresponde rebajar las tarifas del sistema de transmisión que presta el ICE, sobre la base sin combustibles, en un 3,08% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2018.*

[...]

- II.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 2011-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 180 al 191, 192 al 201 y 202 al 209):

- a. *Rechazar en todos sus extremos la solicitud tarifaria ordinaria de ICE-Generación analizado en el expediente citado en la referencia.*
- b. *Indicar técnica y jurídicamente las diferencias que existen en las estructuras tarifarias T-SD y T-UD y qué tipos de usuarios pueden acceder a cada estructura tarifaria, así como las condiciones técnicas y comerciales que debe cumplir ese usuario.*
- c. *Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática al aumento a las tarifas de distribución, evitando así los rezagos financieros y consiguiente costo.*
- d. *Indicar la metodología para estimación de las importaciones de forma mensual y por franja horaria para las siguientes presentaciones de estudios ordinarios adjuntar la estimación explícita y detallada.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- a. *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y garantizar el equilibrio financiero tanto para la empresa como para el usuario final, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- b. *En lo que respecta a la aplicación de las tarifas T-SD y T-UD, mediante la resolución RIE-054-2017, se estableció los requisitos que deben cumplir sus usuarios, los cuales se proceden a indicar:*

Tarifa T-SD Ventas a empresa de distribución.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.

Disponibilidad: En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

Mientras que por su parte los usuarios de la tarifa T-UD deben cumplir las siguientes condiciones:

Tarifa T-UD: Abonados directos del servicio de generación del ICE.

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.

B. Características del servicio:

Medición: Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).

Disponibilidad: En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.

De este modo la primera es para venta exclusiva a empresas distribuidoras, con las características técnicas y sistema de medición indicado anteriormente, mientras que la segunda corresponde a clientes finales, que compren energía de modo directo al ICE-Generación en las líneas de alta tensión del ICE.

- c. En lo que respecta a la metodología tarifaria de carácter extraordinario correspondiente al sistema de generación y distribución, la cual traslada de forma automática el aumento del costo de la energía a las empresas distribuidoras, tal y como lo establece la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010. En este sentido, se indica que una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de ajuste de oficio, en los términos que corresponda, con el fin de evitar los desfases referidos. Adicionalmente, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) de la Autoridad Regulatoria, está trabajando en una nueva metodología tarifaria, de tal manera que

permita sincronizar las fijaciones tarifarias realizadas al ICE con las extraordinarias de las restantes empresas distribuidoras, de tal manera que se eviten rezagos y transferencia de costos en plazos menores.

- d. *En el estudio tarifario del ICE se incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones de acuerdo con las proyecciones en unidades físicas presentadas por el ICE, considerando que es el único autorizado para realizar las mismas. Pero a su vez se aclara, que la Intendencia de Energía, realiza una liquidación de las importaciones en cada estudio tarifario, que consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para las importaciones del MER.*

2. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli (visible a folios 310 a 362):

- a. *En el servicio de distribución:*
 - i. *Por tanto, se solicita a la Aresep reformular el pliego tarifario, para que cumpliendo con la ley de Aresep de asociar las tarifas al costo, se asocie la tarifa de cada sector al costo que provoca atender el servicio, lo que unido a las políticas sectoriales del MINAE emitidas en los últimos dos gobiernos, se logre una tarifa competitiva de media tensión para la industria costarricense, como se ha logrado en países desarrollados.*
 - ii. *Solicitamos a la Aresep, proceda a realizar las consideraciones técnicas, económicas, sociales y de sentido común, que le permitan justificar una rebaja en las tarifas eléctricas, para que se cobre a los consumidores la tarifa que cubra la inversión y costo requerido para brindar el servicio – artículo 3, inciso b), artículo 4 inciso a) a d) y artículo 32 de la Ley 7593 Ley de Autoridad Reguladora, no excesos indebidos, pues la ley ampara a los consumidores, no tienen que aceptar que erogaciones innecesarias para brindar el servicio, no son los consumidores los responsables de esas decisiones que están afectando exageradamente las tarifas.*
 - iii. *Considerando los elementos técnicos que justifican una tarifa competitiva para la industria, y la experiencia del año 2016 en que operó la TMT b sin el parámetro de 90% de factor de carga, tarifa que fue eliminada desde enero 2017, se solicita acelerar los procesos para restablecer una tarifa competitiva para la industria electrointensiva.*

- iv. Se solicita a la Aresep, investigar las razones de ese decrecimiento del 2017 en la demanda eléctrica y revisar el dato realista de crecer un 1,4% sobre un número menor al del 2016 incluso. Lo anterior por el efecto directo que causa esta estimación en la tarifa que se otorgue para el 2018.*
- v. Con respecto al tipo de cambio usado por el ICE, se solicita a la Aresep, actualizar con detenimiento las cifras del ICE, pues el entorno macroeconómico ha cambiado y hoy en el mercado no hay expectativas de devaluación, por el contrario, en los últimos días el tipo de cambio ha estado por debajo del observado en Setiembre 2017.*
- vi. En cuanto a las pérdidas de electricidad que reporta el ICE y que se deduce son superiores a todas las otras empresas eléctricas del país y que afecta las tarifas que pagamos los consumidores, se solicita a la Aresep establecer un parámetro que conduzca a mayor eficiencia. Una forma efectiva para lograr ese objetivo es castigando al operador recortando los ingresos que le están permitiendo esa práctica ineficiente. Así no solo se modera un aumento tan fuerte en las tarifas sino se obliga al operador a hacer un esfuerzo por evitarlas, como ya lo están haciendo otras empresas en el país.*
- vii. Ante esa práctica de solicitar presupuestos de gastos superiores a los que realmente son requeridos para brindar el servicio, que se respalda con evidencia, se solicita a la Aresep que se continúe vigilante y se apliquen los rebajos respectivos, para evitar se burle la ley de Aresep que exige se cobren en tarifa solo los gastos requeridos para brindar el servicio. Incluso se evalúe el tipo de sanción por no sujetarse a la ley de Aresep y por recurrencia.*
- viii. Se solicita a la Aresep una vigilancia estricta de los gastos aprobados contra los realmente ejecutados, pues pareciera que no hay ningún respeto por lograr los gastos que han sido aprobados en tarifa, más bien pareciera que no importa al operador lo que realmente aprobó la Aresep, pues se puede saltar el gasto sin tener el contenido económico respaldado en tarifas, esperanzados en que en algún momento futuro lograrán que Aresep les apruebe el aumento.*
- ix. No permitir esos aumentos abruptos en rubros como Energía y Potencia, Peaje, Operación y mantenimiento y gestión productiva, pues no es consistente aumentar las ventas un 1,65% y pretender un aumento en los gastos relacionados con las ventas en un 24% o 34%, pues evidentemente son desproporcionados. Amparado en el artículo*

32 inciso d) “Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.” Si al aplicar la metodología al pie de la letra, se encuentran esas inconsistencias, es razonable que el Regulador se aparte del criterio técnico y por razones de conveniencia, económicas, sociales y de interés común de la gran mayoría de consumidores, modere el aumento pretendido por el ICE.

- x. Considerando que la oferta de electricidad ha crecido en los últimos años más allá de las necesidades y considerando que no es fácil aumentar la demanda eléctrica en el corto plazo con transporte eléctrico o alguna otra dinamización de la economía, se solicita que como una forma de buscar tarifas competitivas para el país, se exija al ICE una estrategia y meta de exportación anual, aprovechando esa válvula de escape en todos los momentos que es viable y por qué no definir un porcentaje de esa oferta total permanentemente para la exportación, y se saque ventaja tanto de la línea SIEPAC, como de la ventaja competitiva en generación con Renovables. Lo anterior ante la obligación legal de brindar el servicio en forma óptima según la Ley de Aresep, Art. 4 inciso f).
- xi. Por tanto, se solicita a Aresep que considere en la resolución de tarifas para el año 2018 que en cuanto al rédito para desarrollo proyectado para 2017 en el caso de distribución se otorgaron 1 396 millones más de lo que corresponde, aspecto que permite moderar el exorbitante aumento solicitado por el ICE.

b. En el servicio de generación:

- xii. Se solicita a la Aresep mantener la estricta vigilancia para que una inversión tan importante y cuestionada por no ser realmente un embalse que permite trasladar agua de estación lluviosa a seca como lo logra el embalse de Arenal, así como por el bajo factor de planta y el excesivo costo que se realizó sobre los planes de inversión original, para evitar que se castigue al consumidor, se afecte la competitividad del sector eléctrico costarricense y sus tarifas que repercuten en la competitividad del país.
- xiii. Solicitamos a la Aresep ser firme en la contabilidad regulatoria, pues no es de recibo que en los gastos más controlables localmente por el operador como son operación y mantenimiento, administrativos y gestión productiva se solicite un aumento de 9%, cuando inflación proyectada es una tercera parte. Asimismo, ante la evidente práctica del operador de solicitar más de lo que necesita se realice el recorte correspondiente en cada rubro de gastos, pues en los últimos años el

ICE ha solicitado en promedio un 11,66% más de lo requerido en los costos y gastos de generación.

xiv. *En relación con los cuestionamientos al despacho de plantas no económico que argumenta el ICE, solicitamos a la Aresep atender la presente situación por el interés de los consumidores, porque no puede permitir la Aresep que el Centro de Control de Energía del ICE que es de todos los costarricenses, no realice un despacho económico, que garantice a las tarifas más bajas posibles para los consumidores de electricidad en el país.*

xv. *En relación con los alquileres operativos de instalaciones, se solicita a la Aresep una acción proactiva para que el uso de esta forma de financiar proyectos no siga castigando las tarifas de los usuarios.*

xvi. *En relación con pagos excesivos de combustibles para generar electricidad, se solicita a la Aresep incorporar en el expediente la sentencia del 133-2016 del Tribunal Contencioso Administrativo que indemniza al ICE por no ser su culpa, el gasto de diésel en vez de búnker en los combustibles usados para generación. Y se solicita proceder con la rebaja en las tarifas que devuelve a los consumidores 7,000 millones de colones pagados de más de forma innecesaria. Lo anterior al menos para el año 2018 aliviaría el alto costo de la electricidad.*

c. *En el servicio de transmisión:*

xvii. *En el caso de la depreciación de activos de transmisión, consideramos de interés revisar el valor de las inversiones pues si bien la línea SIEPAC, introduce un costo importante, prácticamente se duplicó en pocos años la base tarifaria y la depreciación en los 13 años analizados se multiplicó por 4,2 y se solicita un aumento de un 16% con prácticamente la misma base tarifaria entre 2017 y 2018.*

xviii. *Por la importancia del rubro de alquileres operativos que ya pesa un 12% de los costos totales de peaje, solicitamos a la Aresep se evalúe la conveniencia de utilizar el mecanismo en este sistema, pues siendo el ICE el monopolio absoluto en este sistema, que tiene sus ingresos garantizados, no vemos necesario que se use ese subterfugio jurídico para financiar obras en este sistema, que ya se sabe de antemano tiene un efecto nefasto en las tarifas actuales.*

xix. *Se solicitan por tanto rechazar el aumento pretendido para el sistema de transmisión, que ha mantenido sostenidos aumentos de tarifa y*

para el año 2017 ya proyecta gastar un 10% menos de lo solicitado en gastos por el ICE para ese mismo año.

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

En el servicio de distribución.

- i. La Ley No. 7593 establece en el artículo 3 la definición de servicio al costo como:*

“(...)

Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manea que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”.

Tal como se puede ver, este principio se define para el servicio público como tal, considerando las estructuras de las empresas y no las características de cada abonado. Por lo que en cada petición tarifaria se realizan los análisis, procurando que se consideren solamente los costos necesarios para brindar el servicio y excluyendo los gastos desproporcionados, excesivos o no justificados.

En lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la Aresep” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(...)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

Sin embargo, la Autoridad Reguladora reitera que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo relacionada con temas tarifarios, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser

aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

- ii. Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley No. 7593.*

- iii. En relación con la tarifa T- MTb, se indica que por medio del decreto ejecutivo N° 40509-MINAE se promulgó el Plan intersectorial para el establecimiento de una tarifa eléctrica preferencial para la conservación y mejora del empleo en empresas electro-intensivas, cuya implementación es responsabilidad de Autoridad Reguladora.*

Sin embargo, hay que tener presente que este plan prevé dos fuentes de financiamiento: primero, los ingresos por las exportaciones que Costa Rica realiza al Mercado Eléctrico Regional (MER) y segundo, los ingresos que se trasladarán mediante un mecanismo de compensación instruido en el Decreto N°40508-MINAE: “Plan Intersectorial para la aplicación de mecanismos de apoyo a grupos sociales vulnerables desde el Sector Eléctrico”.

Lo anterior implica que la viabilidad de esta tarifa depende de los recursos disponibles de estas dos fuentes de financiamiento, de tal forma que el decreto ejecutivo N° 40509-MINAE está estrechamente vinculado con decreto N° 40508-MINAE. Al respecto, señalar que último plan se encuentra en la fase de valoración técnica, a la espera de la información de los hogares beneficiados que el IMAS debe aportar, insumo clave para el análisis económico de la sostenibilidad financiera del beneficio.

- iv. Respecto a la demanda eléctrica, se indica que durante la petición tarifaria los técnicos de la Intendencia de Energía (IE) realizan un análisis de mercado independiente, con base en la información disponibles, para apoyar la toma de decisiones. En este análisis de mercado se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia,*

además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

- v. En relación con el tipo de cambio, se indica que el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.*
- vi. Se aclara que el porcentaje de pérdidas del ICE para el 2017 se encuentran por debajo del promedio de la industria. Pero además es importante mencionar que la metodología establece que el porcentaje de pérdidas que se toma para efectos del cálculo tarifario es el valor promedio de la industria, evitando que se consideren porcentajes por encima de este valor.*
- vii. Se reitera que todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- viii. Se indica que de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, las diferencias que se registran entre los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos en este caso por el ICE en el ejercicio de sus actividades, están sujetas al mecanismo de “liquidación tarifaria”, cuyos detalles que pueden ser valorados en el apartado correspondiente de este informe.*
- ix. Es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si está relacionada con la prestación del servicio público. Además, se analiza su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, se determina si*

se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley No. 7593.

- x. La Autoridad Reguladora, en el ámbito de su competencia, ha instado al CENCE para que como operador del sistema aproveche las oportunidades que brinda el MER para optimizar el Sistema Eléctrico Nacional. Estos esfuerzos se pueden valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Unido a lo anterior, la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE y genera reportes sobre la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales están disponibles para consulta ciudadana en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.*

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

- xi. El rédito para el desarrollo está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. La IE realiza un análisis riguroso para*

incorporar lo que corresponde, considerando lo relacionado a la prestación del servicio, ya que otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

d. En el servicio de generación:

***xii.** La Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por fortalecer el proceso de inversiones, mediante la emisión de resoluciones que permiten la estandarización de los formatos de presentación de la información tanto para los estudios tarifarios como para los datos periódicos de seguimiento, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática. Lo anterior se complementa con las inspecciones de campo que realizan los técnicos para verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos, lo que se realiza para las diferentes plantas, tanto las que ya se encuentran en funcionamiento como las que aún están en fase de pre-inversión, velando por el objetivo de esta Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.*

***xiii.** Respecto a la contabilidad regulatoria, se indica que actualmente se encuentra vigente la resolución RIE-068-2016, la cual solicita la entrega de los planes de cuenta, así como los estados financieros regulatorios anuales y trimestrales, lo cual permite estandarizar la información financiero-contable, lo que permite obtener beneficios tanto para los prestadores de servicio, como para los usuarios y el regulador, toda vez que mediante éste se incrementa la transparencia de la información, aumenta la credibilidad, disminuye la incertidumbre, se limita la discrecionalidad de la regulación, permitiendo el acceso oportuno a la información para alcanzar una gestión más eficiente y por ende el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

El ICE realizó la entrega de los anexos de la resolución RIE-068-2016 recientemente, y el equipo de la Intendencia de Energía realizó un análisis riguroso de esta información, para verificar el fondo de la misma y solicitar los ajustes si fuera necesario, para de esta manera percibir los beneficios que se mencionan en el párrafo anterior. Además, la IE seguirá velando porque las empresas del sector continúen cumpliendo con los requisitos referentes a la simplificación y estandarización de la información financiero-contable.

xiv. *La Intendencia de energía da seguimiento a la operación que realiza el CENCE del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de los análisis de la operación, se observa que el CENCE realiza un pre-despacho con un software que optimiza la generación de las plantas eléctricas del SEN, el CENCE sigue este pre-despacho y atiende las desviaciones con los recursos disponibles siendo siempre la última opción las plantas térmicas, la cuáles de ser necesarias son puestas en línea por orden de mérito económico. Así mismo cuando se detecta una inconsistencia en el despacho, la IE solicita al CENCE que informe al respecto las justificaciones del caso, de manera tal que se asegure que las plantas se despachen de manera óptima y lo más económica posible.*

Cabe mencionar que el CENCE gestiona únicamente las plantas del ICE y que cada distribuidora con generación realiza, por ley, su propia gestión sin tomar necesariamente en cuenta la optimización del Sistema Eléctrico Nacional. A pesar de esto, el CENCE atiende las desviaciones de todas las plantas del país (generación privada, generación de distribuidoras y generación ICE) con los recursos renovables disponibles siendo siempre la última opción el recurso térmico.

xv. *En relación con los alquileres operativos, se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 se indica que*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...

“(...

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que

corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

- xvi.** *Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.*

e. En el servicio de transmisión:

- xvii.** *La Intendencia de Energía ha fortalecido el proceso de inversiones, mediante el análisis técnico e inspecciones de campo, como se indicó para el sistema de generación. A su vez, la IE realiza el análisis de cada una de las cuentas, así como las justificaciones aportadas en este caso por el ICE, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley 7593.*

- xviii.** *En relación con los alquileres operativos, se reitera lo indicado en el sistema de generación, en donde se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 señala:*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...)

“(...)”

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...)

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

- xix.** *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

3. La Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, (visible a folios 363 al 376, 377 al 391).

a. En el servicio de generación:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para este sistema, de manera que si considera apropiado (para el año 2018), el rédito para el desarrollo resultante a tarifas actuales (2,21%) no se apruebe ajuste alguno para este sistema*
- ii. Premisas económicas: Se requiere de una revisión del aumento proyectado del 4,83% en la estructura de costos de este sistema, ya que la Defensoría considera que utilizar las Premisas Económicas tal y como están presentadas en las solicitudes del ICE, constituye un error técnico que tiende a inflar los costos y gastos proyectados para los años 2017 y 2018 y; por ende, se incrementa innecesariamente el ajuste tarifario requerido por costos propios para el sistema de generación. Debido a lo anterior, recomienda a la Autoridad Reguladora descartar las actuales solicitudes tarifarias y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva; la que, incluso, ya no necesitaría estimar los costos y gastos para el año 2017, porque a enero de 2018 se dispondría del resultado contable del ejercicio de 2017 y las nuevas proyecciones del BCCR.*
- iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado, de manera que se ajusten las estimaciones de inversión para este sistema según lo realmente factible y no se incrementen innecesariamente tarifas a los usuarios.*

b. En el servicio de transmisión:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (5,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- ii. Premisas económicas: Realizar una revisión de los datos de gasto y costo estimados para el año base 2017 y 2018 y las explicaciones dadas por el ICE para justificar estos crecimientos tan erráticos y no consistentes con la información efectiva del año 2016 y solicitar*

al ICE la elaboración de una propuesta nueva basada en los resultados contables del año 2017 y las nuevas proyecciones sobre inflación y devaluación del BCCR.

- iii. *Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado. Debe considerarse que si el ICE sub-ejecuta parte de la inversión que autorice la Aresep para el 2018, se le estarían reconociendo ingresos para estos propósitos por encima de lo realmente utilizable.*

c. *En el servicio de distribución:*

- iv. *Premisas económicas: Es necesario ajustar las premisas económicas utilizadas para proyectar el crecimiento de la estructura de costos de distribución en los años 2017 y 2018. Por lo que recomienda desechar la solicitud tarifaria para el sistema de distribución por basarse en premisas económicas no congruentes con la coyuntura actual interna y externa.*
- v. *Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (4,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- vi. *Inversiones: Ajustar las proyecciones de inversión del ICE de acuerdo con lo que es factible desarrollar para el año 2018, esto por cuanto, según anteriores solicitudes la Institución no ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones autorizadas por la Aresep en el sistema de distribución, por lo que si se sub-ejecuta se estaría aumentando innecesariamente las tarifas eléctricas.*

En atención a los temas comentados por el oponente para los sistemas de distribución, generación y transmisión, se le indica agrupando los temas referidos lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.

Es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento. En efecto, dependiendo de su naturaleza se verán afectadas por las premisas económicas como, por ejemplo, la inflación o el tipo de cambio, mientras que otras no necesariamente se vinculan a estos por ser no recurrentes u otro aspecto que puedan presentar. En este sentido, es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si es necesario para brindar el servicio público, su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, finalmente se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados.

Análisis de inversiones: la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por estandarizar los formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron. Los formularios de inversiones se emitieron mediante la resolución RIE-103-2016, la cual se encuentra publicada en la página web de Aresep con sus respectivos anexos.

Al contar con formatos estandarizados se pueden comparar más fácilmente los diferentes rubros reconocidos en fijaciones anterior, con el propósito de evitar duplicidades. A su vez, se contempla la sub-ejecución de las inversiones dentro del análisis, realizando los ajustes necesarios y se solicitan las justificaciones del caso a los operadores, lo anterior no solo en el transcurso del estudio tarifario si no a través de los formularios de inversiones que las empresas deben presentar de manera periódica. Asimismo, se programan inspecciones de campo con el fin de verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en las fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como

obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

4. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representado por el señor Carlos Roldán Villalobos (visible a folios 402 a 430).

- a. Rechazar las solicitudes de aumento en las tarifas eléctricas del ICE presentadas bajo los expedientes ET-069, 064, 065 y 066-2017 por considerar que el ICE está en capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
- b. Contemplar todo lo señalado en esta petitoria al momento de analizar las solicitudes presentadas por el ICE*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en la fijación tarifaria, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno, el cual establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, pero además garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria.

A su vez, es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593. Esto incluye el análisis de los gastos relacionados a las diferentes plantas de las diferentes tecnologías, tomando en consideración las justificaciones que en este caso el ICE presentó, para determinar los necesarios para la prestación del servicio público, al tiempo que se garantice el desarrollo adecuado del Sistema Eléctrico Nacional.

En relación con las exportaciones, la Intendencia de Energía ha instado al CENCE como operador del sistema a optimizar el Sistema Eléctrico Nacional mediante las importaciones y exportaciones de energía en el MER. Lo actuado

en esta materia se puede valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema, la cual que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Cabe mencionar que la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE. Asimismo, prepara reportes técnicos para analizar la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales pueden ser ubicados en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.

5. El Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón:

- a. *Costos arbitrarios de proyectos no deben trasladarse al usuario: como parte del rubro de macro-inversiones el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, el cual presenta un factor de planta principal de 0,57 y que dada la magnitud de la inversión se considera bajo. Aunado a lo anterior PH Reventazón no ha logrado alcanzar el factor de planta principal proyectado, en promedio el factor de planta desde el inicio de operación hasta la fecha es de 46,21%, según lo refiere el ICE se debe a un comportamiento de estabilización.*

La planta también ha experimentado inconvenientes de infraestructura, a partir de lo anterior se proyecta suspender la operación del proyecto durante febrero, marzo y abril del 2018 para realizar las reparaciones de la obra, la institución ha remitido que se debe a condiciones geológicas las cuales no fueron posibles prever, por lo cual no se debe de trasladar esos costos a los usuarios.

- b. Alternativas de equilibrio financiero: Resulta conveniente que el ICE revise los costos y gastos de operación para incentivar la racionalización y uso eficiente de los recursos, posicionando esta opción en primera instancia para la atención de los problemas financieros que proyecta la institución, debido a que en el escenario presentado se plantea como única alternativa de solución para hacer frente a los problemas de liquidez el incremento tarifario.*
- c. Atracción de industrias: el aprobar solicitudes tarifarias elevadas para este sector puede definir el margen de competitividad entre un país y otro, en el caso de Costa Rica ya existen casos específicos de inversión extranjera que se ha retirado a otros países Centroamericanos a causa de los elevados costos de producción, ya se ha señalado Costa Rica en desventaja a causa de los altos costos del servicio eléctrico.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- ***Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:***

En lo que respecta a la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, es pertinente indicar que tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente, todas aquellas inversiones que cumplan con el principio de ser “útiles y utilizables” deben ser capitalizadas en el proceso de ajuste tarifario, de tal manera que se le garantice a la petente disponer de los recursos necesarios para atender la deuda y su operación.

Al respecto, si bien por razones técnicas el P. H. Reventazón no ha aportado la cantidad de energía esperada, y que a la postre significa un factor de planta menor, la capitalización del mismo no puede ser pospuesta.

En este sentido, es claro que la Intendencia de Energía debe garantizar el equilibrio financiero tanto del usuario final como de la empresa prestadora del servicio público, por lo cual, excluir dicho proyecto del presente estudio tarifario, sólo estaría posponiendo el traslado del mismo, sin que eso signifique un beneficio real para los usuarios del servicio público.

En el informe se detalla el tratamiento dado a los costos relacionados con las reparaciones que está realizando el ICE para atender las filtraciones identificadas.

- **Equilibrio financiero y Competitividad:**

En lo que respecta al deterioro de la competitividad del país, la Intendencia de Energía ha realizado un esfuerzo significativo en analizar cada uno de los rubros de costos y gastos incorporados por la empresa regulada para cada uno de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y de la actividad de alumbrado público. Ahora bien, considera esta Intendencia competitividad de una empresa o sector productivo no debe circunscribirse sólo al costo de la energía, puesto que ésta depende de un análisis multivariable, donde efectivamente la energía juega un papel importante, pero no es el único factor.

En todo caso, es importante resaltar el esfuerzo realizado por la IE en fortalecer los instrumentos regulatorios disponibles de tal manera que permita realizar una regulación económica y de calidad acorde a lo establecido en la Ley No. 7593.

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa del sistema de transmisión de energía eléctrica; tal y como se dispone.

**POR TANTO
EL INTENDENTE DE ENERGÍA**

RESUELVE:

- I. Fijar las tarifas del sistema de transmisión que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (*ICE*) a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1/ene/2018 al 31/12/2018	Rige desde el 1/ene/2019
► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión			
<u>Por consumo de energía</u>	cada kWh	10,54	10,88
► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh			
<u>Por consumo de energía</u>	cada kWh	0,0194	0,0200

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el “Considerando II” de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a los Centros de Servicio (contables).
- IV. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a Ingeniería y Construcción.
- V. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de figura financiera utilizada por el ICE para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- VI. Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 10 días presente ante la Intendencia de Energía el Decreto Ejecutivo que le exime al ICE – Electricidad de cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- VII. Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 2 meses debe cumplir con lo establecido en el oficio 1981-IE-2017 sobre el cumplimiento de la RIE-068-2016 correspondiente a “Simplificación y estandarización de información financiero contable (servicio de electricidad que presta las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural)”.

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 LGPA., 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.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 2033-IE-17.—(IN2017202583).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-127-2017 de las 14:17 horas del 15 de diciembre de 2017

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

ET-064-2017

RESULTANDO:

- I. Mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 28 de setiembre del 2017, mediante el oficio 5407-138-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta (folios 01 al 14).
- III. Que el 3 de octubre del 2017, mediante el oficio 1472-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE 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 119 al 122).
- IV. Que el 17 de octubre del 2017, mediante el oficio 5407-149-2017, el ICE presentó la información solicitada por medio del oficio 1472-IE-2017 (folios 124 al 125).
- V. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1639-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 el ICE (folios 128 al 130).
- VI. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1640-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de distribución de electricidad (folios 131 al 133).
- VII. Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 202 (folios 144 al 147).

- VIII.** Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 150 al 151).
- IX.** Que el 6 de noviembre del 2017, mediante el oficio 1742-IE-2017, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 152 al 162).
- X.** Que el 10 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-164-2017, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 1742-IE-2017 (folio 163).
- XI.** Que el 13 de noviembre, mediante el oficio 1779-IE-2017, otorgó prórroga solicitada mediante oficio 5407-164-2017 (folios 168 al 171).
- XII.** Que el 15 de noviembre de 2017, mediante el oficio 3958-DGAU-2017/32873 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 344 al 347).
- XIII.** Que el 16 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-170-2017, el ICE presentó, la información solicitada por medio del oficio 1742-IE-2017 (folios 183 al 206).
- XIV.** Que el 17 de noviembre del 2017 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 21 de noviembre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4023-DGAU-2017/33525), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 70-2017 (oficio 4069-DGAU-2017/33763). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., cédula jurídica 3-004-045117 representada por Omar Miranda, cédula 5-0165-0019, Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 103990262, Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépez, cédula 108120378, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula 3-002-413768, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 401380436, El Consejero al usuario representado por Jorge Sanarrucia A. cédula 503020917.
- XV.** Que el 12 de diciembre del 2017, mediante el oficio 1981-IE-2017, se le comunicó al ICE las observaciones de fondo sobre la homologación de cuentas de la contabilidad regulatoria para el periodo 2015 y 2016.

- XVI.** Que el 15 de diciembre de 2017, mediante el informe técnico 2012-IE-2017, la solicitud tarifaria fue analizada por la IE. En dicho informe, se recomendó fijar la solicitud de ajuste en las tarifas del sistema de distribución que presta el ICE. (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I.** Que del oficio 2012-IE-2017, 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 el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa de su sistema de distribución de energía eléctrica, según el siguiente detalle:

Cuadro No. 1
Sistema de distribución, ICE
Tarifa vigente y propuesta

T-RE: tarifa residencial				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Bloque 0-40 kWh	2 975,20 CRC	3 535,20 CRC	550,00 CRC	18,82%
Bloque 41-200 kWh	74,38 CRC	88,38 CRC	14,00 CRC	18,82%
Bloque mayor a 200 kWh	134,04 CRC	159,26 CRC	25,22 CRC	18,82%
TARIFA T-CO: tarifa comercios y servicios				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Clientes consumo exclusivo energía				
Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh	112,01 CRC	133,09 CRC	21,08 CRC	18,82%
Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh), cada kWh	67,02 CRC	79,63 CRC	12,61 CRC	18,82%
Por consumo de potencia (kW), cada kW	11 079,05 CRC	13 163,72 CRC	2 084,67 CRC	18,82%
TARIFA T-IN: tarifa industrial				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Clientes consumo exclusivo energía				
Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh	112,01 CRC	133,09 CRC	21,08 CRC	18,82%
Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh), cada kWh	67,02 CRC	79,63 CRC	12,61 CRC	18,82%
Por consumo de potencia (kW), cada kW	11 079,05 CRC	13 163,72 CRC	2 084,67 CRC	18,82%
TARIFA T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Clientes consumo exclusivo energía				
Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh	75,28 CRC	89,44 CRC	14,16 CRC	18,82%
Clientes consumo energía y potencia				
Por consumo de energía (kWh), cada kWh	44,99 CRC	53,46 CRC	8,47 CRC	18,82%
Por consumo de potencia (kW), cada kW	7 255,97 CRC	8 621,27 CRC	1 365,30 CRC	18,82%
TARIFA T-MT: tarifa media tensión				
Por consumo de energía (kWh), cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Energía Punta	64,27 CRC	76,36 CRC	12,09 CRC	18,82%
Energía Valle	23,87 CRC	28,36 CRC	4,49 CRC	18,82%
Energía Noche	14,69 CRC	17,45 CRC	2,76 CRC	18,82%
Por consumo de potencia (kW), cada kW				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Potencia Punta	10 429,02 CRC	12 391,37 RC	1 962,35 CRC	18,82%
Potencia Valle	7 281,68 CRC	8 651,82 CRC	1 370,14 CRC	18,82%
Potencia Noche	4 664,09 CRC	5 541,70 CRC	877,61 CRC	18,82%
TARIFA T-MT: tarifa media tensión en dólares				
Cargos por energía (kWh), por cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Energía Punta	0,115 \$US	0,115 \$US	0,000 \$US	0,00%
Energía Valle	0,041 \$US	0,041 \$US	0,000 \$US	0,00%
Energía Noche	0,025 \$US	0,025 \$US	0,000 \$US	0,00%
Cargos por potencia (kW), por cada kW				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Potencia Punta	18,472 \$US	18,472 \$US	0,000 \$US	0,00%
Potencia Valle	12,891 \$US	12,891 \$US	0,000 \$US	0,00%
Potencia Noche	8,264 \$US	8,264 \$US	0,000 \$US	0,00%
TARIFA T-TA: tarifa de acceso				
Cargos por energía (kWh), por cada kWh				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste Absoluto	% Ajuste
Consumo de energía kWh, cada kWh	26,77 CRC	33,35 CRC	6,58	24,58%

Fuente: ICE.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 4,24% y ii) atender los costos y gastos operativos propios del sistema y el efecto de los incrementos de los sistemas de Generación y Transmisión (efecto GENTRA), así como el costo de las distintas fuentes

utilizadas para financiar el desarrollo actual y futuro, específicamente para enfrentar la deuda y el aporte propio al plan de inversiones.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE 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 2017-2018 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.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

administrada⁴ . Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (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 Unidos⁵ , 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)⁶ estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% 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 (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

Cuadro No. 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (C/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	1,56%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,12%	1,71%
Depreciación (C/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,64%	-0,41%
Notas: Los años 2017 y 2018 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

Fuente: IE

b. Análisis del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución del Instituto costarricense de electricidad (ICE). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones relacionadas: en la primera se realiza una

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiarial/

⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en la segunda se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (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 el ICE:

Como parte del análisis realizado por la Intendencia de Energía (IE), se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución de electricidad presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan a continuación:

La compra de energía del sistema de distribución al sistema de generación y transmisión representará cerca de tres cuartas partes de los costos que debe enfrentar la empresa durante el lapso de interés.

El ICE solicita un aumento medio del 18,82% en las tarifas sin combustible, para obtener unos ingresos adicionales de ₡62 704 millones en el 2018, lo cual le permita al Sistema de Distribución cubrir los costos y gastos de operación y contribuir a la expansión del sistema de acuerdo con las necesidades de los clientes ICE.

El estudio de mercado del ICE presenta datos reales hasta junio del 2017 y se estima el resto del período; hasta diciembre del 2019. En el procedimiento descrito en la solicitud, se indica que para las proyecciones se consideran las series históricas de ventas de energía en unidades físicas por sector de consumo debido al comportamiento irregular de los últimos años se realizó recortes a las series de datos utilizadas, de esta forma algunas se considera desde enero 2010 y otras desde enero 2012. El análisis de estas series de tiempo se hizo con el paquete econométrico Eviews hasta encontrar el modelo de mejor ajuste.

Las ventas del Sistema de distribución del ICE, en kWh, representan el 39,6 % de la energía eléctrica vendida en el país durante el pasado 2016.

Para 2016 esta distribuidora brinda el servicio de electricidad en promedio a 748 616 clientes directos, de los cuales el 87,2% son residenciales, el 11,3%

pertenecen a la tarifa comercios y servicios, un 0,5% a la tarifa industrial, 0,9% a la tarifa preferencial y los industriales de la tarifa de media tensión que representa el 0,1%.

A pesar de que la tarifa residencial representa una proporción de abonados muy superior a las demás tarifas, en cuanto al consumo en unidades físicas de energía (kWh) la distribución tiene importantes variaciones, la tarifa residencial representa el 38,3% de la energía vendida, la tarifa comercios y servicios 21,1%; la tarifa industrial 3,1%, la tarifa preferencial 4,0%; mientras que la tarifa media tensión y alumbrado público abarcan el 30,3% y 3,2% respectivamente.

Según la IE, los abonados de la empresa muestran una tasa de crecimiento promedio anual para el período 2014-2016 del 2,6%.

ii. Mercado según el análisis de la IE

La IE actualiza todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta setiembre de 2017, y realiza proyecciones del mismo hasta el mes de diciembre de 2018.

Al realizar las estimaciones del sistema de distribución ICE, 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 categoría tarifaria. 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. Las ventas estimadas por cada tipo de tarifa se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Respecto al cálculo proyectado para las pérdidas del sistema de distribución, se utiliza 6,81%, que resulta del promedio de los últimos 2 años.

Las estimaciones de ventas en unidades físicas del estudio de mercado de la IE y del ICE, son similares; para el año 2017 la IE proyecta ventas totales por 3 746,3 GWh (sin incluir ventas a alumbrado público). Le diferencia con respecto a la estimación del ICE es de 0,3%, siendo mayor las ventas esperadas por la IE.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, ICE y Aresep utilizan el mismo pliego tarifario vigente para el 2017, establecidos en RIE-103-2017 del 21/09/17, publicada en Alcance digital N°232, Diario Oficial La Gaceta N°183 del

27 de setiembre del 2017, que fue analizado por la Aresep bajo el expediente N° ET-045-2017.

Se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con información disponible para el año 2015 (enero a diciembre). Con esto se estiman ingresos con tarifa vigente que ascienden a los ¢336 205,7 millones para el 2017. En comparación con la proyección del ICE, la IE espera ingresos superiores con una diferencia relativa cercana al 1%.

Con base en las estimaciones de la IE y el análisis financiero contable se propone un aumento en las tarifas de 5,06% que generaría un ingreso cercano a los ¢349 004,6 millones durante 2017.

Adicional a lo anterior, para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para la compra al sistema de Generación del ICE, al sistema de transmisión del ICE y las ventas del propio sistema de distribución. La liquidación se realiza para el periodo octubre 2016 a setiembre de 2017.

Tal y como se muestra en el cuadro más adelante, al liquidar las compras al ICE generación, estas ofrecen una diferencia considerable entre lo real y lo estimado, la cual debe devolverse a los usuarios. Lo anterior contrasta con lo que sucede en la liquidación por gastos de transmisión en donde se le debe reconocer al ICE ¢1 640.88 millones.

Por su parte a nivel de ingresos de distribución, por un aumento en las ventas se obtuvo una liquidación de ingresos positiva que implica que los ingresos fueron mayores a los estimados y por tanto se debe devolver a los usuarios un total de ¢1 448.41 millones. Además, en la RIE-103-2017, tal y como se evidencia en el cuadro 6 de dicha resolución, se le habían liquidado ¢5 881.31 millones que deben rebajarse de esta liquidación y se le habían otorgado ¢6 517.55 millones por el efecto de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 que deben a su vez agregarse a esta liquidación, con lo cual, de modo neto se deben incorporar en dicha liquidación ¢636.24 millones por tal estudio.

El monto final del ajuste tarifario que corresponde aplicar es de ¢5 037,9 millones de colones por concepto de ingresos adicionales que recibió el ICE-distribución durante el periodo de referencia. El detalle en el siguiente cuadro.

Cuadro No. 3
Sistema de distribución, ICE
Diferencias entre proyección e información real de conceptos de interés
Octubre 2016 a setiembre 2017
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	4 090.3	4 120.6	30.3
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	206 956.1	202 361.9	-4 594.1
Compra a ICE-transmisión (GWh)	3 809.4	3 951.2	141.8
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	41 153.8	42 794.7	1 640.9
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	3 687.7	3 699.1	11.3
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	330 958.7	332 407.1	1 448.4
Reconocimiento RIE-103-2017		636.2	636.2
Liquidación (millones de colones)	-82 848.8	-87 250.5	-5 037.9

(*) Proyecciones de últimos estudios tarifarios RIE-035-2016, RIE-104-2016, RIE-014-2017, RIE-126-2015, RIE-105-2016, RIE-106-2016 y RIE-017-2017

(**) Información real y proyectada de octubre 2016 a setiembre de 2017

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ICE

También se realizó una liquidación homóloga en el análisis financiero con resultado final de $\phi 7 859$ como gastos inferiores en que incurrió el ICE-Generación durante el periodo de valoración y que por lo tanto deben reconocerse al usuario en el ajuste tarifario (mayor detalle en la sección de análisis financiero). Considerando ambas etapas de liquidación es necesario incluir en el ajuste tarifario el monto de $-\phi 12 897$ millones ($-5 038 + -7 859 = -12 897$).

Considerando tanto el ajuste financiero contable como el monto de liquidación, se propone un ajuste en las tarifas de distribución del ICE, sobre la base sin combustibles, de un 1,17% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión.

Dicho aumento regirá a partir del 1 de enero del 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018. Con lo cual el ICE obtendrá una diferencia en sus ingresos cercanos a

los ¢3 886,7 millones durante el año 2018. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4
Sistema de distribución, ICE
Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos,
ingresos vigentes y propuestos por la IE, 2017-2018
Datos en millones de colones

AÑO	VENTAS GWh*	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
2017	3 625,6	336 205,7	336 205,7
2018	3 732,4	332 195,5	336 082,2

*No incluyen alumbrado público.

Fuente: ICE y Aresep, Intendencia de Energía.

Los anexos 1 y 2 muestran la información del cuadro anterior inmediato, pero con desglose por tipo de tarifa. Con esto se espera que la tarifa promedio del sistema de distribución para el año 2018 y sin contemplar CVC, pase de ¢87,8 a ¢88,8.

c. Análisis de inversiones

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

i. Adiciones realizadas durante el período 2016 y 2017:

La fijación tarifaria tramitada bajo el expediente ET-057-2015, reconoció al ICE para el año 2017 un total de 18 532 millones de colones de los cuales el ICE indica haber ejecutado sólo 15 164 millones de colones. Los desgloses de los montos se muestran en las tablas 1, 2 y 3 que muestran micro-inversión, macro-inversión y Planta General respectivamente; los subtotales contemplan únicamente las sub ejecuciones (montos negativos) y no abarca los rubros de prevención y gastos financieros, considerando que el ICE para el 2018 presentó éstos como un total general y no segregado por tipo de adición (crecimiento vegetativo, obras de desarrollo, obras de calidad, etc.) y por lo tanto éstos se contemplan por aparte.

Cuadro No. 5
Sistema de distribución, ICE
Micro-inversiones, comparativo entre lo otorgado y lo ejecutado por el
ICE
Datos en millones de colones

Micro Inversión	ET-057-2016	ET-064-2017	Diferencial
	Otorgado ARESEP 2017	Declarado ICE 2017	
Crecimiento Vegetativo			
Inst. Serv Nuevos No Max. Dda	1 754,03	1 071,95	(682,08)
Inst. Serv. Nuevos Max. Dda.	473,49	246,05	(227,44)
Medición de Serv. Nuevos No Maxima Dda.	0,00	0,00	0,00
Medición de Servicios Nuevos Maxima Dda.	0,00	0,00	0,00
Sustitución Equipos Medicion Residencial	574,28	410,00	(164,29)
Nuevos Puntos Transformación ICE (Exclusivos)	760,33	820,27	59,94
Partición, redes secundarias (Optimización circuitos)	298,98	286,02	(12,96)
Construcción líneas menores a 1 km	443,35	617,12	173,77
Sustitución líneas inadecuadas	1 852,45	1 910,20	57,75
Sub total Crecimiento Vegetativo	6 438,02	5 361,61	(1 086,77)
Prevención	104,67	0,00	(104,67)
Gastos financieros	176,43	0,00	(176,43)
Instalación Páneles Fotovoltaicos			
	229,84	230,44	0,59
Sub total Páneles Fotovoltaicos	229,84	230,44	0,00
TOTAL MICRO INVERSION	6 667,86	5 592,04	(1 086,77)

Fuente: ICE

Cuadro No. 6
Sistema de distribución, ICE
Macro-inversiones, comparativo entre lo otorgado y lo ejecutado por el
ICE
Datos en millones de colones

Macro Inversión	ET-057-2016	ET-064-2017	
	Otorgado ARESEP 2017	Declarado ICE 2017	Diferencial
Obras de Calidad			
Nuevo alimentador TOTAL	1 402,83	1 402,83	(1 402,83)
Reconstrucción TOTAL	4 613,88	4 613,88	(3 664,23)
Conversión TOTAL	6,96	6,96	0,00
Sub total Conversion, Recon. Nuev. Alim.	6 249,82	6 023,67	(5 067,06)
Prevención	102,40	0,00	(102,40)
Gastos financieros	123,75	0,00	(123,75)
Construcción de líneas			
Adición de fases TOTAL	80,78	0,00	(80,78)
Sub total Construcción de líneas	82,15	0,00	(80,78)
Prevención	1,37	0,00	(1,37)
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00
Equipos de protección			
Equipo prot. Aut. trifásico (Reconectador)	232,76	0,00	(232,76)
Equipo prot. Aut. monof. (Reconectador)	116,29	0,00	(116,29)
Regulador automático de voltaje 400 KVA	31,33	0,00	(31,33)
Regulador automático de voltaje 667 KVA	148,63	0,00	(148,63)
Interfase Int. comunicación (UTR) Poste	197,81	0,00	(197,81)
Interfase Int comun (UTR) Subestación	0,00	0,00	0,00
Procesador de comunicaciones (FEP)	0,00	0,00	0,00
Equipo de medición curva de carga	0,00	0,00	0,00
Estación maestra (PC)	0,00	0,00	0,00
Banco de Capacitores	0,00	0,00	0,00
Sub total Equipos de protección	739,17	0,00	0,00
Prevención	12,36	0,00	(12,36)
Gastos financieros	0,00	0,00	0,00
Sub total Obras de Calidad	7 071,14	6 023,67	(5 147,84)
Obras de Desarrollo			
Líneas menores a 1 km	0,00	617,12	617,12
Líneas mayores a 1 km	269,41	199,39	(70,03)
Sub total Obras de Desarrollo	286,40	816,51	(70,03)
Prevención	4,58	0,00	(4,58)
Gastos financieros	12,41	0,00	(12,41)
TOTAL MACRO INVERSION	7 357,54	6 840,18	(5 217,87)

Fuente: ICE e IE

Cuadro No. 7
Sistema de distribución, ICE
Planta General, comparativo entre lo otorgado y lo ejecutado por el ICE
Datos en millones de colones

Planta General	ET-057-2016	ET-064-2017	
	Otorgado ARESEP 2017	Declarado ICE 2017	Diferencial
Edificios	2 993,84	0,00	(2 993,84)
Maquinaria y equipo para la producción	0,00	0,00	0,00
Equipo de Construcción	0,00	63,78	63,78
Equipo de transporte	0,00	1 606,06	1 606,06
Equipo de Comunicación	17,81	0,00	(17,81)
Equipo y mobiliario de oficina	61,27	19,60	(41,67)
Equipo y programas de cómputo	0,00	609,38	609,38
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	102,00	87,40	(14,60)
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,09	0,00	(0,09)
Maquinaria y equipo diverso	1 227,61	318,01	(909,60)
Equipo para fotografía, video y publicación	103,99	0,00	(103,99)
Maquinaria y equipo de mantenimiento	0,00	27,65	27,65
TOTAL PLANTA GENERAL	4 506,61	2 731,88	(4 081,61)

Fuente: ICE e IE

Además de lo anterior el Ice presenta en el archivo “Liquidación_Adiciones_2016_SD” los montos correspondientes a la liquidación del año 2016, como se muestra en la tabla 4 siguiente.

Cuadro No. 8
Sistema de distribución, ICE
Liquidación, 2016 por el ICE
Datos en millones de colones

Cuenta reguladora o contable de la empresa	Descripción de la Adición (Nombre obras, activos o grupos de activos)	Periodo	Monto de adiciones solicitadas según ET- Anterior-año	Monto de adiciones reconocidas según ET- Anterior-año	Monto de adiciones real	Diferencia	Detalle que resuma la justificación técnica y referencia al Informe técnico.
Micro Inversiones							
cuenta 155	Microinversiones	Periodo anual por liquidar-A	10 843	10 106	14 638		Se adicionaron además Microinversiones, obras de desarrollo, obras de calidad y equipos de calidad
Subtotal			10 843	10 106	14 638		
Planta General							
Cuenta 140			12 491	11 641	4 749		El monto real de adiciones es menor al reconocido, porque en la cuenta 140 se visualizan los equipos cuando están requisados y activados, a diciembre 2016 todavía muchos equipos se encontraban en almacenes.

Fuente: ICE

a) Macro inversiones- Sistema de Distribución:

En lo que respecta a obras de calidad y obras de desarrollo de los 17 proyectos solicitados para el año 2017 únicamente se ejecutaron 3. No obstante, el ICE declara para el 2017 una ejecución de 37 proyectos que no fueron presentados en la solicitud tarifaria del 2016 y que el ICE indica que se ejecutaron debido a que se determinaron como prioritarios.

Al respecto, hay que advertir que, de los 37 proyectos, en 18 de ellos la justificación presentada por el ICE confirma que los mismos no serán útiles y utilizables al término del año 2017, debido a que presentan poco avance y algunos apenas comenzarán a ejecutarse durante ese año. Teniendo en consideración lo anterior, la Intendencia de Energía tomó la decisión de registrar estos proyectos como adiciones del año 2018; es decir, los proyectos fueron eliminados del año 2017 y adicionados en 2018. En la tabla 5 se muestran los proyectos y el monto en millones de colones que indica el ICE.

Cuadro No. 9
Sistema de distribución, ICE
Proyectos trasladados del 2017 al 2018, según propuesta ICE
Datos en millones de colones

Proyectos	Monto ICE
2012-74-010 Entrada Santa Cecilia - La Cruz - Peñas Blancas (BID CCLIP II)	1 002,93
2016-17-078 La Roca-San Joaquín Pozo AyA. (I etapa)	120,73
2011-60-048 Salidas ST Parrita 4 circuitos (1 km subterráneo, 17 km semiaislado), 3F. (CCLIP II).	397,72
2016-20-023 Reubicación de línea 1F Cerrillos, San Jerónimo.	21,09
2015-12-013 Alrededores de San Ramón (Trifásico 394).	41,91
2014-10-121 Toro - Laguna (PySA). 5.1 km en semiaislado.	465,95
2007-12-105 San Juan - Concepción Candelaria (Trifásico 394) (PySA)(CCLIP II) .	396,20
2012-26-053 Salidas de circuitos P.I. Alajuela (0.5 km Subterráneo 250 y 500 MCM).	153,27
2013-57-021 San Miguel Turrúcares - CNFL	209,53
2016-12-197 Cruce Bajo Zúñiga - Ángeles Norte	119,43
2010-63-074 Reconstrucción del circuito trifásico Los Chiles - San Isidro.	284,96
2012-16-067 Trifásico Universidad - Entrada Miravalles.	45,66
2012-16-068 Adición de fases (Monofásico a Trifásico Rivas Centro, conductores 1/0 AWG).	8,05
2012-16-078 Reconstrucción Trifásico Brasilia - Universidad.	69,48
2006-25-006 Adición de Fases de km 14 - Conte . 0.5 km en semiaislado. (CCLIP II).	759,89
2014-87-051 Reconstrucción de Río Claro - Piedras Blancas 15 km en sectores.	90,94
2012-04-483 Jesús María - Peralta. CCLIP II). (Incluye el caso 2012-04-173, Azul-J.M.)	891,77
2012-04-176 Carrizal. (Monofásico).	17,27

Fuente: ICE

Para el año 2018 el ICE presenta un total de 36 proyectos en Obras de Calidad y 2 proyecto como Obras de Desarrollo que pretende adicionar durante el año 2018. De las visitas técnicas realizadas se pudo constatar que 5 de esos proyectos no serán útiles y utilizables, es decir no deben ser capitalizados durante el año 2018, razón por la cual los mismos se excluyen de las adiciones de ese año.

Los proyectos a los cuales se hace referencia como adiciones eliminadas del año 2018 se presentan en la siguiente tabla con el monto que indica el ICE en cada caso.

Cuadro No. 10
Sistema de distribución, ICE
Proyectos solicitados para 2018 que fueron eliminados por Aresep
Datos en millones de colones

Proyectos	Monto ICE	Observaciones derivadas de la visita técnica
2017-03-068 ampliación ruta 32	955,95	De acuerdo a la visita realizada y la alta incertidumbre asociada a la ejecución de esta obras, no cuentan diseño definitivo de ampliación de carreteras y pendiente definiciones con el MOPT, se confirma que no será posible para ICE ejecutar y capitalizar dichas obras durante el 2018.
2016-17-074 Reubicación Carretera Cañas Limonal	579,56	
2016-14-032 Reubicación Carretera Limonal-La Irma	343,63	
2016-71-017 Reconst. Circuito Garabito-La Irma por el proyecto de construcción de la vía interamerica sector La Irma-Judas de Chomes	628,59	
2006-21-021 Ciudad Neily -Paso Canoas.	754,31	De acuerdo a la visita realizada no cuentan diseño definitivo ni marcación de las obras a realiza,se confirma que no será posible para ICE ejecutar y capitalizar dichas obras durante el 2018.

Fuente: IE

Para los proyectos que se mantuvieron, la Intendencia de Energía, considera que la justificación es técnicamente razonable y que por ende los recursos solicitados son necesarios para el objetivo detallado por la empresa.

b) Micro-inversiones-sistema de distribución

En lo que respecta a micro inversiones, las mismas corresponden al rubro de crecimiento vegetativo que entrega el ICE, el mismo contempla la operación y mantenimiento de la red de distribución, nuevos servicios y la instalación de paneles fotovoltaicos. La Intendencia de Energía, considera que la justificación es técnicamente razonable y los recursos solicitados son necesarios para el objetivo detallado por la empresa, éste es con base en el quehacer diario y por lo tanto se sustenta en la estadística de atención de la red ty de servicios nuevos que se brindan.

Cabe mencionar, como se observa en la tabla 1, que muchos de los rubros presentan sub-ejecuciones, es decir que la proyección realizada fue superior a las necesidades reales que se presentaron, sin embargo, para el año 2018 el ICE solicita montos ajustados a la ejecución del 2017 por lo cual se considera que los mismos son acordes a las necesidades de la empresa.

ii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente el porcentaje de ejecución se calcula con base a los 5 años anteriores al año en consideración en el actual estudio tarifario, y la comparación que se realiza es el monto otorgado en adiciones contra el monto realmente adicionado.

La tabla 7 muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas para los años del 2012 al 2016, donde se puede ver que el porcentaje de ejecución promedio de ICE es del 415,64%, el cual es ajustado al máximo que establece la metodología, es decir al 100%.

Es claro como el porcentaje da superior al 100% debido a que se presentan sobre-ejecuciones en los años 2012 al 2015. Lo anterior advierte debilidades en el proceso de planificación por parte del ICE, considerando que solicita recursos en montos inferiores a los necesarios o, en su defecto, revela que la sobre-ejecución es posible pues tiene en su haber recursos de otros años. Para el año 2014 se mantiene el monto reconocido en 2013 pues para 2014 no hubo nueva fijación tarifaria.

Así mismo se aclara que los montos difieren de los presentados en anteriores estudios tarifarios pues para este estudio se ajusta el porcentaje de ejecución con base en las adiciones, tal como lo indica la metodología.

Cuadro No 11
Sistema de distribución, ICE
Porcentaje de ejecución
Cifras en millones de colones y porcentaje

Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Ajuste del promedio
2012	26 322,3	27 403,6	104,1%	
2013	7 886,7	55 733,1	706,7%	
2014	7 886,7	26 235,8	332,7%	
2015	5 087,8	43 024,1	845,6%	
2016	21 746,97	19 387,1	89,1%	
Promedio			415,64%	100,00%

ET-64-2017 "Ejecución_Adiciones_SD_F7803_2012-2016"

Cuadro#8- RIE-019-2015

Cuadro #7. RIE-127-2015

Fuente: IE

iii. Adición de los activos del sistema de distribución.

En la tabla 8 se presenta la adición de activos que se propone reconocer al ICE para el Sistema de Distribución. Se señala que los montos del ajuste de obras que se eliminaron del 2017 por traslado al 2018 a la hora de realizar el desglose por cuenta contable y no como proyecto, el mismo se debió realizar por peso. Así mismo sobre el 2017 se realizó el ajuste con las diferencias presentadas en las tablas 1, 2 y 3 las cuales también se distribuyeron por peso.

De la tabla 4 que presenta la liquidación del 2016, el monto sub ejecutado corresponde a planta general, sin embargo, se presentó como un total; es por esta razón que para el cálculo de las adiciones el monto correspondiente se trasladó a las cuentas de planta general con una distribución por peso.

Así mismo se indica que, además de lo anterior, para el 2018 los montos solicitados por el ICE son afectados por los índices económicos establecidos en la metodología tarifaria.

Cuadro No 12
Sistema de distribución, ICE
Adición de activos propuestos según Aresep
Cifras en millones de colones

Adición de activos según ARESEP.		
Sistema de Distribución Propuesta-Programa Adición de Activos 2017-2018		
(Millones de Colones)		
	2017	2018
Sistema de Distribución		
Crecimiento Vegetativo		
07 Equipo de Medición	57,31	57,38
06 Equipo de transformación	1 666,40	1 623,24
01 Líneas Aéreas	1 279,83	1 281,44
09 Sistema Fotovoltaico	230,44	123,63
	3 233,97	3 085,69
Reforzamiento de la Red		
01 Líneas Aéreas	(6 855,59)	10 216,44
02 Líneas Subterráneas	(227,04)	466,12
06 Equipo de transformación	(688,26)	985,92
07 Equipo de Medición	(119,67)	177,38
	(7 890,56)	11 845,86
Equipos de Protección		
05 Equipo de protección automático	72,26	471,08
04 Equipo de Regulación	137,79	309,39
03 Equipo de control	54,11	236,09
	264,16	1 016,56
Obras de Desarrollo		
01 Líneas Aéreas	271,19	469,01
06 Equipo de Transformación	121,42	209,97
07 Equipo de Medición	12,20	21,03
	404,81	700,01
Comercialización		
07 Equipo de Medición	654,19	5 727,77
Planta General		
Edificios	(2 993,84)	0,00
Equipo de Construcción	63,78	(82,47)
Equipo de transporte	1 606,06	(2 002,28)
Equipo de Comunicación	(17,81)	0,00
Equipo y mobiliario de oficina	(22,08)	(18,00)
Equipo y programas de cómputo	609,38	(761,85)
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	72,80	(80,28)
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	(0,09)	0,00
Maquinaria y equipo diverso	(591,60)	(306,13)
Equipo para fotografía, video y publicación	(103,99)	0,00
Maquinaria y equipo de mantenimiento	27,65	(46,51)
TOTAL PLANTA GENERAL	(1 349,73)	(3 297,51)
SUBTOTAL ADICIONES	(4 683,16)	19 078,38
Prevención		379,36
gastos financieros		59,78
TOTAL ADICIONES	(4 683,16)	19 517,52

Fuente: IE

iv. Retiro de activos del sistema de distribución.

El retiro de activos del ICE se presenta en 2 secciones, activos de planta y activos fijos. Debido a la magnitud de los datos los mismos no puede ser presentados en este informe. Sin embargo, en el archivo Excel de cálculos “ET-64-2017 sistema de distribución – ICE-13-12” se presentan en las pestañas que refieren al mismo nombre de las secciones.

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 ICE.

El ICE obtuvo para el sistema de distribución un costo de capital propio de 4,51% y un 4,24% 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 <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,13%*
- ✓ Para el cálculo del beta desapalancada se utiliza la variable denominada “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,39.*

- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”, cuyo dato es de 5,67%. 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 ¢137 668.47 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢256 993 millones y el valor total de los activos (A) es de ¢394 601 millones, según la información de los Estados Financieros a mayo 2017 y reportes del ICE.

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

Cuadro No 13
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2018

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	5,71%	4,80%	5,65%	4,77%
Sistema de Distribución	4,51%	4,24%	4,32%	4,13%
Sistema de Transmisión	6,44%	5,24%	6,32%	5,22%
Sistema de Alumbrado Público	4,07%	4,61%	4,24%	4,70%

Fuente: IE

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de generación (modelo WACC) es de 4,13%; mientras que el costo del capital propio (modelo CAPM) es de 4,32%.

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

- ✓ La exclusión de la obligación que se registró a favor del ICE Telecomunicaciones, dado que no se adjuntó documentación que justifique el cargo.

- ✓ *El ICE utiliza la información con corte a mayo 2017 para la variable (P) Patrimonio, la cual según lo establecido en la metodología RJD-139-2015, esta información se obtendrá del último estado financiero auditado, en este caso el corte corresponderá a diciembre 2016.*

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 (¢10 661 millones), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del ICE, 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 publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de agosto de 2015, mediante 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.

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

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a diciembre de 2016 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria. Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2016 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de transmisión son:

Cuadro No. 14
Sistema de Distribución, ICE
Saldo de cuentas al 31 de diciembre del 2016, Estados Financieros
Auditados
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en Operación	544.139,00	300.598,00	0,00	0,00
Otros Activos en Operación	93.657,00	58.717,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “A.F.O. Distribución 206-2018.xls” y “O.A.O. Distribución 2016-2018.xls”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de este último con corte al 31 de diciembre del 2016, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a diciembre de 2016, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe.

Cuadro N° 15
Sistema de Distribución, ICE
Tasa de Depreciación
(Expresados en términos porcentuales)
Porcentajes de depreciación.

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
<i>Plantas Hidráulicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Térmicas</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Plantas Geotérmicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Eólicas</i>	5,00%	0,00%	20
<i>Plantas Generación Solar</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Subestaciones</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Líneas de distribución</i>	3,00%	10,00%	30
<i>Líneas de transmisión</i>	3.17%	5,00%	30
<i>Alumbrado Público</i>	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE.

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, son aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2016, según detalle a continuación:

1. *No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:*
 - i. *Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “Reporte de activos fijos IE-RE-7715 diciembre 2016 (00000004) R.xls” y “IE-RE-7715 Reporte de Otros activos en Operación DIC-2016 IE.xls”).*
 - ii. *Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación” 14022, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-141-2015, que refiere al método de depreciación lineal.*
 - iii. *El ICE remite en información adicional un documento consulta de criterio contable (consecutivo 159) donde en su página 6 (Elementos de análisis) en su apartado b indica “B. Elementos para la adopción de la nueva política: Es necesaria la adopción de la*

nueva política relacionada con la partida de “Propiedad, planta y equipo”, considerando los elementos que se establecen a continuación: Utilizar la exención indicada en el Apéndice D, párrafo D8B de la NIIF 1 relacionada con el costo atribuido, donde se establecen ciertas condiciones sobre las cuales una entidad puede utilizar la base actual como el costo a la fecha de transición para la partida de propiedad, planta y equipo, esto en virtud de la importancia que este rubro tiene sobre los estados financieros consolidados del Grupo ICE. La exención puede ser utilizada por el ICE considerando que tiene propiedad, planta y equipo que es usada o fue anteriormente usada, en operaciones sujetas a regulación de tarifas y que incluyen montos determinados por las políticas contables actuales, que no calificaban para capitalización bajo las NIIF.”

- iv. Esta exención no es de recibo por parte de la IE, considerando que debe apegarse al tratamiento del cálculo de la depreciación según lo indicado en el inciso ii. de este informe. Por ello esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).

Cuadro No. 16
Sistema de Distribución, ICE
Otros Activos en Operación
Ajuste del método de depreciación en función del uso
Periodo 2016
(millones de colones)

Sistema	Monto
Generación	66.474,00
Transmisión	11.987,00
Distribución	11.175,00
Alumbrado Público	20,40
Total de Ajustes	79.656,40

Fuente: ICE.

2. Respecto a la revaluación de activos la Intendencia no procede a revaluar los activos debido a la política adoptada por el ICE tal y como lo indica los Estados Financieros Auditados en su Nota 2 inciso (ii) “Activos en operación y otros activos en operación” Reconocimiento y medición”:

“A partir del 2016, el ICE adoptó el término de costo ajustado, como sustituto del valor del costo histórico de los activos más el ajuste por

revaluación. De la misma forma, se sumó la depreciación acumulada sobre el costo más la depreciación acumulada sobre la revaluación. Por consiguiente, y a partir del período 2016, el valor de valuación y registro de esos activos en operación y otros activos en operación, sujetos a regulación de tarifas e incluidos en los registros contables de la Institución, se denomina “costo ajustado”, conformado por el costo histórico más los ajustes de revaluación practicados hasta el 31 de diciembre del 2015.

La aplicación de esta nueva política tiene como objetivo el reconocimiento del importe derivado de la sumatoria del valor del costo y del revalúo de esas partidas de Inmuebles, maquinaria y equipo (Activos en operación y otros activos en operación - propiedad ICE y bajo arrendamiento financiero-), como el nuevo costo.”

Debido a lo anterior, la presentación de los saldos de los activos al costo y revaluado fueron unificados, así como sus depreciaciones al costo y revaluado, véase página 8 de los Estados Financieros Auditados. Ante esta decisión la Intendencia se ve imposibilitada de realizar la respectiva revaluación de activos dado que estaría realizando revaluaciones sobre bases que no están separadas y contienen tanto activos al costo como revaluados. Como observación el ICE tampoco realiza ninguna revaluación.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico “estados propuestas distribución 2018.xls”), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No 17
Sistema de Distribución, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
(millones de colones)

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	279.931,41	249.362,27	(30.569,15)	-10.92%
AFNOR-P	278.904,81	249.958,98	(28.945,82)	-10.38%

Fuente: Elaboración propia.

El gasto obtenido de la depreciación de los activos en operación es de ¢16 288,4 y para los otros activos en operación es de ¢2 519,1 para un total de ¢18 807,46 para el año 2018.

El activo fijo neto de operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢ 249 958,98 millones para el 2018.

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:

- ✓ Adicionalmente, en el presente estudio tarifario se procedió a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-141-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.*
- ✓ Se aplicó la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016, en las cuales se identificaron las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-125-2015 y los valores reales, dando como resultado la base de la estructura de costos y gastos a utilizar en la proyección del 2018, de acuerdo con los siguientes criterios:*
 - ✓ Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).*
 - ✓ Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, se procede a proyectar igual a cero.*
 - ✓ En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.*
 - ✓ Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, transmisión, distribución y alumbrado) correspondiente al año 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo más el resultado de la liquidación tarifaria. Se consideran los meses reales de enero a mayo 2017, así como la proyección de junio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.*
 - ✓ 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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ₡572,18 y ₡569,83 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
- ✓ *El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto 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 objeto de gasto, se valoraron las justificaciones que presentó ICE, 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 analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
- ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016. Para el año base se analizó la conciliación de salarios; las planillas reportadas a la Caja Costarricense de Seguro Social con las actividades N° 4520, 4530, 4550 y 4010 del sector electricidad, muestran el total por concepto de salarios y cargas sociales que ascienden a las sumas de ₡117 353,50 y ₡40 659,50 millones. En la conciliación de salarios se muestra el monto de ₡117 353,50 de los cuales ₡32 375,60 millones corresponde al personal de proyectos (inversiones) y el restante ₡84 977,90 millones a los gastos de operación, centros de servicio u otros.*
- ✓ *Los montos de salarios incluidos en el formulario “IE-RE-7732 Reporte de remuneraciones.xls”, en la hoja denominada “Registro salarios 2016”, son inferiores al monto conciliado, lo cual evidencia que aparte de las inversiones, aún se tienen objetos de gasto*

pendientes de incorporar, esto para efectos de conciliar el total de la planilla.

- ✓ *Algunos de estos objetos de gasto pendientes, corresponden a los gastos por concepto de planillas incluidos en los objetos de gastos que conforman el grupo de partidas denominadas "contables"; ya que como se evidenció en estudios tarifarios anteriores, los centros de servicio entre sistemas, sectores u otros, se han registrado en esas cuentas, con la limitante que no identifican la porción del gasto que corresponde a planillas.*
- ✓ *Con las limitaciones existentes, esta Intendencia consideró los datos conciliados a diciembre del 2016, para efectos de la liquidación tarifaria y la base de proyección.*
- ✓ *En cuanto a la proyección del periodo 2017, se consideró para el primer semestre, lo indicado mediante la circular 0150-0575-2017 del 03 de abril del 2017, la cual informa sobre el aumento general (decreto ejecutivo 40241-MTSS-H), que consiste en un incremento de 0,76% a todo el personal del ICE, excepto al nuevo modelo de clasificación y valoración de puestos del personal de nuevo ingreso (Planilla 08), ya que los aumentos de esa planilla serán derivados del comportamiento del mercado salarial y no por costo de vida. Para el segundo semestre del 2017 el incremento consistió en un 0,75% (según el decreto ejecutivo 40634-MTSS-H).*
- ✓ *La planilla 08 que refiere el ICE, corresponde a una nueva modalidad de contratación implementada por el petente, se rige por el "Reglamento Autónomo Laboral". En comunicado de prensa realizado por el ICE el día 25 de abril del 2016, se informó que partir del 2015 había contratado 99 colaboradores bajo la nueva modalidad adoptada en 2015, acorde con las condiciones del mercado (salario global). Para este estudio el ICE refiere a la planilla N° 8 cuyos incrementos no obedecen a los decretos de ley, sino más bien a estudios salariales; sin embargo, esta planilla no se identifica de forma separada para efectos de discernir el porcentaje o medida a incrementar en las proyecciones de los periodos 2017 y 2018.*
- ✓ *La IE procedió a considerar la planilla conciliada como base e incorporar los aumentos por los decretos de ley, por cuanto no se dispone de otros estudios salariales para efectos de proyección.*
- ✓ *En la sesión 6159 del 14 de diciembre del 2015 (artículo 2, por tanto 5), el ICE indicó en relación con la planilla 08 lo siguiente:
"Al tratarse de información estratégica-económica sensible de cara a la competencia y a terceros interesados en tanto versa sobre el Diseño Salarial de la Escala Ejecutiva y de Fiscalización Superior, las descripciones de las clases que la conforman y los salarios asociados a dichas clases,*

califica como confidencial y por ende no resulta conveniente sea divulgada a terceros interesados.”

- ✓ *El acuerdo citado, demuestra la limitación de esta Intendencia para efectos de realizar las respectivas proyecciones y diferenciación en la base de la planilla 08.*
- ✓ *En lo que respecta a las “prestaciones legales” se consideró la estimación del ICE, basado en el detalle de funcionarios que se acogerán a este derecho en el año 2018. Sin embargo, para efectos de liquidación tarifaria, el petente no suministró detalle ni comprobantes que demuestren la erogación real en el año 2016 (ejemplo, liquidaciones, despidos, renunciaciones, jubilaciones, etc.). Por tal motivo en el año 2016, no se incluyó monto por este concepto.*
- ✓ *Como cargas sociales u otros rubros salariales se contemplaron para el total de remuneraciones del año 2018 los siguientes porcentajes: “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS” 9,25%, “Contribución patronal al IMAS” 0,50%, “Contribución patronal al INA” 1,50%, “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares” 5,00%, “Contribución patronal al BPDC” 0,50%, “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” 5,08%, “Aporte patronal al ROPC” 1,50%, “Aporte patronal al FCL” 3,00%, “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” 10,50%, “Décimo tercer mes” 8,33% y “Salario escolar” 8,33%.*
- ✓ *Para las partidas “Seguros riesgos profesionales”, “Becas a funcionarios” y “Ayudas a funcionarios” se analizó su crecimiento respecto a la inflación del periodo.*
- ✓ *Los gastos de remuneraciones solicitados por el ICE para el sistema de distribución ascienden a la suma de ¢45 928,80 millones, la IE estima la suma de ¢45 950,93 millones por ese concepto en el año 2018. Sin embargo, al incorporar el efecto de la liquidación del periodo 2016, por el monto de (¢5 142,72) millones, esa cifra disminuye a ¢40 808,21 millones.*

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

- **Gastos del operación y mantenimiento:**

Se procedió a verificar el comportamiento de lo otorgado por la ARESEP en la tarifa para el año 2016 (ET-094-2015) y lo ejecutado por el ICE y posteriormente el análisis de las justificaciones de las variaciones.

En la proyección del 2017 y 2018 el ICE no reporta gastos no recurrentes.

En los casos que el ICE ejecutó menos de lo autorizado vía tarifas se ajustó el año base de la liquidación rebajando ese excedente que obtuvo entre lo gastado y lo reconocido por Aresep.

En los objetos de gasto donde el ICE gastó más de lo otorgado en la tarifa del 2016 se analizaron cada una de las cuentas y justificaciones, por lo que algunos casos se reconoció el excedente donde el análisis se consideró que la justificación era suficiente en otros no se reconoció el incremento por deficiencias en la justificación como, por ejemplo:

- ✓ *O.G. 053 Alquiler de maquinaria, equipo y mobiliario esta cuenta creció un 87% en relación con lo otorgado por Aresep, en la justificación el incremento está relacionado al negocio de Ingeniería y Construcción al considerarse como una actividad no regulada, no se reconoce el incremento.*
- ✓ *O.G. 867 Utilización CST Construcción: Esta cuenta no fue reconocida por Aresep para el 2016 y el gasto está directamente relacionado al negocio de Ingeniería y Construcción por lo no se reconoce el incremento.*
- ✓ *O.G.878 Utilización CST maquinaria y equipo talleres pavas: Esta cuenta creció un 47% en relación con lo otorgado por Aresep para el 2016, donde su incremento está ligado a la adquisición de activos, la justificación no es razonable y no queda claro cuánto es propiamente gasto y cuanto activo fijo que debe ser incorporado a la base tarifaria.*
- ✓ *O.G. 906 Utilización CS Logística (almacenaje): Esta cuenta tiene un incremento en relación con lo reconocido por Aresep en el 2016, en ella se registran gastos de remuneraciones, materiales, servicios, y no hay una clasificación por la naturaleza del gasto, dentro de la cuenta se evidencian gastos recurrentes y no recurrentes; por deficiencias en la justificación al no considerarse que la misma no sustenta el gasto razonablemente no se reconoce el incremento.*
- ✓ *O.G. 916 Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles: Esta cuenta crece un 96% en relación con lo otorgado en la tarifaria para el 2016, la justificación no se considera que sea suficiente en virtud de la magnitud de la variación por lo tanto no se reconoce el incremento del 2016.*
- ✓ *O.G 920 Utilización CS Apoyo Técnico: El crecimiento representa un 82% en comparación a lo otorgado por Aresep y un 34% del total de la variación de los gastos recurrentes, para la magnitud de la cuenta la justificación no se considera razonable.*

En el 2017 se proyecta el resultado de la liquidación más inflación y 2018 el 2017 reconocido por Aresep más inflación.

En el 2017 y 2018 la cuenta de prestaciones legales se excluye de la proyección para que sea incluida en el análisis de remuneraciones.

- **Gastos administrativos:**

Con la entrada en vigor de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en su “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]”.

El ICE presentó el formulario “IE-RE-7713 Registro de Costos y Gastos” donde presenta, según su sistema contable, la siguiente estructura para la cuenta 940 “Administrativos” en el sistema de distribución:

REMUNERACIONES
SERVICIOS
MATERIALES Y SUMINISTROS
TRANSFERENCIAS
CONTABLES

Por otro lado, el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, para el sistema de distribución, muestra la siguiente estructura en el apartado de gastos administrativos:

5.5.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución
5.5.1.	Gastos de las unidades administrativas (de apoyo a la gestión)
5.5.1.01.	Gerencia general y estratégica
5.5.1.02.	Auditoría interna y control de gestión
5.5.1.03.	Legales
5.5.1.04.	Relaciones públicas e institucionales
5.5.1.05.	Contaduría y tesorería
5.5.1.06.	Administración y finanzas
5.5.1.07.	Regulación
5.5.1.08.	Logística y servicios generales
5.5.1.09.	Servicios informáticos
5.5.1.10.	Recursos humanos
5.5.1.11.	Costos del área administrativa (apoyo) de las oficinas comerciales (o sucursales)
5.5.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo

El ICE realiza una homologación de las cuentas de su sistema contable con las partidas del plan de cuentas regulatorio y las presenta a través de hojas dentro del libro del Excel "IE-RE-7713 PROYECCIÓN CTA. 940 DISTRIBUCIÓN PLAN DE CUENTAS (2017- 2018)".

En este estudio tarifario se procede a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-139-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.

Se aplica la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016 en donde se identifican las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-127-2015 y los valores reales, y dicha liquidación será la base para proyectar, en donde se utilizaron los siguientes criterios:

- ✓ Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).*
- ✓ Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, se procede a proyectar igual a cero.*
- ✓ En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.*

De acuerdo a lo expuesto en los puntos anteriores y al análisis realizado se pudo obtener lo siguiente:

- ✓ OG 104 Actividades De Capacitación, OG 861 Utilización solución tecnológica personal (d.i.c.), OG 917 Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos, para estos objetos de gastos no existe un respaldo de la justificación que sea razonable, por lo que a nivel de liquidación no es reconocido y para la proyección se toma el valor de la última tarifaria más inflación.*
- ✓ OG 071 Información: este objeto de gastos, para el proceso de liquidación, no es reconocido ya que se considera que no es necesario para la prestación del servicio.*
- ✓ OG 084 Servicios en ciencias económicas y sociales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente, el gasto no recurrente se debe reconocer en la liquidación ya que corresponde a la implementación del sistema Programa Integral Financiero Empresarial (PIFE).*

- ✓ OG 086 Servicios generales: se reconoce el gasto según lo justificado por el petente ya que la misma es razonable y presenta los respaldos correspondientes.
- ✓ OG 089 Otros servicios de gestión y apoyo, OG 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.), OG 916 Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles, OG 919 Utilización C.S. Limpieza, OG 930 Utilización de C.S. DTSI (Adm Contratos de Seguridad), OG 931 Utilización de Centros de Servicio DTSI Administrar Seguridad; OG 954 UTILIZACION C.S. CADE: no se reconoce la liquidación, si bien es cierto la justificación es razonable, no se tiene un respaldo donde se pueda determinar que se dio una distribución adecuada del objeto de gasto.
- ✓ OG 300 Transferencias corrientes al gobierno central: se reconoce el gasto para la liquidación y la proyección ya que se tiene la justificación y el respaldo según documentos OG-300 Entrante PE-282.pdf y OG-300 PE-161-2016.pdf.
- ✓ OG 311 Prestaciones legales: no se reconoce en la liquidación ya que no presenta respaldo, sin embargo para el 2018 se reconoce el monto indicado ya presenta listado de funcionarios a jubilarse, ver archivo "OBG 311 Pensionados 2017 y 2018_(JUNIO_2017)_MINOR".
- ✓ OG 870 Utilización CST estudios básicos de ingeniería: no se reconoce ya que, según el respaldo aportado en el documento "OG-870 DABI Proceso 274. Orden de Servicio # 1702-16-008.pdf", esto corresponde a Ingeniería y Construcción, la cual es un servicio no regulado.

De la aplicación del análisis de las cuentas indicadas anteriormente, el monto reconocido, sin tomar en cuenta la partida de remuneraciones, para la cuenta 940 "Administrativos", aplicando el proceso de liquidación es de ¢1 859,86 millones, 28% menor al presentado por el petente.

- **Servicio de regulación**

Se calcula 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. Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación, transmisión 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 36,68%, 49,83%, 12,22% y 1,27% respectivamente.

Cuadro No 18
Sistema de Distribución, ICE
Calculo del canon de regulación, 2018
(millones de colones)

Servicio	Monto 2018	Monto 2018 millones	Ingresos (millones de colones) ER Integrales 2016	Partic. Porcentual
Distribución	489.121.353,42	489,12	351.266,00	36,68%
Generación	664.493.831,42	664,49	477.211,00	49,83%
Trasmisión Alumbrado Público	162.999.141,70	163,00	117.059,00	12,22%
	16.875.136,46	16,88	12.119,00	1,27%
Total	1.333.489.463,00	1.333,49	957.655,00	100,00%

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

ARESEP: CANON DE REGULACIÓN 2018 ALCANCE GACETA No. 248	
(colones)	
Canon de Regulación	1.455.520.902,00
Canon de Calidad	-122.031.439,00
Total del Canon	1.333.489.463,00

En la tarifaria del 2016 la Intendencia de Energía reconoció por concepto de canon de regulación ϕ 1.460,34 millones según alcance 206 de la gaceta del 23 de octubre del 2015, sin embargo, en la liquidación del año 2016 el ICE reporta entre todos los sistemas un gasto de ϕ 1.710,95, al respecto se consultó en la Dirección de Finanzas de Aresep el detalle de los pagos efectuados por el ICE y se indicó que el total recaudado de ϕ 1.460.335.491,00, no hubo ningún atraso en los pagos.

Adicionalmente en la liquidación no presenta justificaciones razonables de la variación del canon, por todo lo anterior para el sistema de distribución el monto correspondiente al canon del 2018 es de ϕ 489,12 millones, y no se reconoce el monto registrado de más por parte del ICE en el 2016 en comparación a lo otorgado por Aresep.

Cuadro No. 19
Sistema de Distribución, ICE
Comparativo canon 2016 y ejecutado ICE
(millones de colones)

Servicio	Monto 2018 millones	Canon Tarifaria 2016 Millones	Real 2016 ICE Millones	Diferencia
Distribución	489,12	579,25	671,75	-92,50
Generación	664,49	440,54	644,90	-204,36
Trasmisión	163,00	293,69	262,86	30,83
Alumbrado Público	16,88	146,85	131,43	15,42
Total	1.333,49	1.460,34	1.710,95	-250,61

Fuente: IE

Cuadro No. 20
Sistema de Distribución, ICE
Proyección de canon de regulación – efecto liquidación, 2018
(millones de colones)

Servicio	Monto 2018 millones	Efecto Liquidación 2016 millones	Proyección Canon 2018 millones
Distribución	489,12		489,12
Generación	664,49		664,49
Trasmisión	163,00	30,83	132,17
Alumbrado Público	16,88	15,42	1,46
Total	1.333,49	46,25	1.287,24

Fuente: IE

- **Comercialización**

Con la entrada en vigor de la resolución RIE-068-2016 “Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)”, en su “Por Tanto V” se estableció que “[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el

cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]

El ICE presentó el formulario “IE-RE-7713 Registro de Costos y Gastos” donde presenta, según su sistema contable, la siguiente estructura para la cuenta 946 “Comercialización” en el sistema de distribución:

REMUNERACIONES
SERVICIOS
MATERIALES Y SUMINISTROS
TRANSFERENCIAS
CONTABLES

Por otro lado, el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, para el sistema de distribución, muestra la siguiente estructura en el apartado de gastos comerciales:

5.4.	Costos comerciales asociados al servicio de distribución
5.4.1.	Costos de la gerencia comercial central
5.4.2.	Costos del área comercial de las oficinas comerciales (o sucursales)
5.4.3.	Costos de lectura de medidores
5.4.4.	Costos de facturación y reparto de facturas
5.4.5.	Costos de cobranza
5.4.6.	Costos de atención al cliente
5.4.7.	Costos de corte y reconexión de servicios
5.4.8.	Costos de campañas informativas

El ICE realiza una homologación de las cuentas de su sistema contable con las partidas del plan de cuentas regulatorio y las presenta a través de hojas dentro del libro del Excel “IE-RE-7713 PROYECCIÓN COMERCIALIZACIÓN SD-PLAN D CTAS”.

En este estudio tarifario se procede a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-139-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.

Se aplica la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016 en donde se identifican las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-127-2015 y los valores reales, y dicha liquidación será la base para proyectar, en donde se utilizaron los siguientes criterios:

- ✓ *Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).*

- ✓ *Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, se procede a proyectar igual a cero.*
- ✓ *En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.*

De acuerdo a lo expuesto en los puntos anteriores y al análisis realizado se pudo obtener lo siguiente:

- ✓ *OG 086 Servicios generales, OG 829 Servicios comunicaciones institucional, OG 830 Servicios Electricidad Institucional, OG 861 Utilización solución tecnológica personal (d.i.c.), OG 863 Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.), OG 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.), OG 868 Utilización CST Diseño, OG 954 Utilización C.S. Cade , para estos objetos de gastos no existe un respaldo de la justificación que sea razonable, por lo que a nivel de liquidación no es reconocido y para la proyección se toma el valor de la última tarifaria más inflación.*
- ✓ *OG 072 Publicidad: este objeto de gastos, para el proceso de liquidación, no es reconocido ya que se considera que no es necesario para la prestación del servicio.*
- ✓ *OG 897 Utilización CST GEDI, OG 911 Utilización C.S. Mantenimiento de vehículos, OG 912 Utilización C.S. administrar la Flota, OG 916 Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles, OG 917 Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos, OG 919 Utilización C.S. Limpieza, OG 920 Utilización CS Apoyo Técnico, OG 922 Utilización C.S. DABI, OG 930 Utilización de C.S. DTSI (Adm Contratos de Seguridad): no se reconoce la liquidación, si bien es cierto la justificación es razonable, no se tiene un respaldo donde se pueda determinar que se dio una distribución adecuada del objeto de gasto.*
- ✓ *OG 311 Prestaciones legales: no se reconoce en la liquidación ya que no presenta respaldo, sin embargo para el 2018 se reconoce el monto indicado ya presenta listado de funcionarios a jubilarse, ver archivo "OBG 311 Pensionados 2017 y 2018_(JUNIO_2017)_MINOR".*
- ✓ *OG 066 Servicio de correo: se reconoce el gasto ya que la justificación está razonablemente respaldada.*
- ✓ *OG 871 Utilización CST estudios básicos de ingeniería: se reconoce el gasto para el proceso de liquidación, sin embargo, se considera un gasto no recurrente por lo que no se incluye en la proyección.*
- ✓ *OG 906 Utilización C.S. Almacenaje: no se reconoce en la liquidación, ya que en la misma se indica que se incluye el monto de prestaciones legales las cuales no están respaldadas.*

- ✓ OG 955 Traslado Gasto Comercialización De Energía A Telecomunicaciones: no se reconoce para la liquidación ya que la justificación no cuenta con un respaldo adecuado para verificar lo indicado por el petente, además, a pesar de que el petente indicó que este objeto de gasto no se incluye dentro de la proyección, el mismo fue incluido dentro de la petición.

De la aplicación del análisis de las cuentas indicadas anteriormente, el monto reconocido, sin tomar en cuenta la partida de remuneraciones, para la cuenta 946 "Comercialización", aplicando el proceso de liquidación es de ¢5 863,09 millones, 60% menor al presentado por el petente.

- **Gestión Productiva**

Los gastos de gestión productiva incluidos en el presente análisis tarifario corresponden a ¢2 940,02 millones para el año 2018. Este no incorpora las remuneraciones y los objetos de gastos relacionados (311 prestaciones legales) debido a que se analizan por separado.

Se efectuaron ajustes de liquidación a la base de proyección en las siguientes partidas que no estaban debidamente justificadas, por un total de ¢748,75 millones:

- ✓ 861 Utilización solución tecnológica personal (d.i.c.) ¢7,04 millones, 863 Utilización comunicación y colaboración (d.i.c.) ¢14,51 millones
- ✓ 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.) ¢312,27 millones,
- ✓ 906 Utilización C.S. Almacenaje ¢77,51 millones,
- ✓ 907 Utilización C.S. Distribución ¢14,28 millones,
- ✓ 908 Utilización C.S. Abastecimiento ¢4,00 millones,
- ✓ 911 Utilización C.S. Mantenimiento de vehículos -¢210,23 millones,
- ✓ 912 Utilización C.S. administrar la Flota ¢107,34 millones,
- ✓ 920 Utilización CS Apoyo Técnico ¢1,56 millones

- **Gastos por partidas amortizables e intangibles**

Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de software y licencias, indicando mes, año de adquisición, vida útil, monto de adquisición, amortización y las adiciones con las respectivas justificaciones de adquisiciones de activos para los años proyectados; en cuanto a la vida útil el promedio del software y licencias es de 36 meses; lo cual da como resultado una vida útil de 3 años, a partir del año 2017 se crea una clase nueva con una vida útil de 12 meses.

En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada, vale mencionar que en el archivo “METOD_PARTIDAS AMORT_2016-2018” la asignación de la gerencia de electricidad es únicamente entre los servicios regulados, no otorgándoles ningún peso a las demás actividades del ICE no reguladas por la ARESEP.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	41,23%
Transmisión	16,75%
Operación Integrada S.E.N.	2,40%
Distribución	39,62%
Alumbrado Publico	00,00%
	100,00%

En la tarifaria del 2016 la Aresep le otorgo al ICE ¢ 145,34 millones en el sistema de distribución, de los cuales ejecutaron ¢204,95 millones, quedando una diferencia de ¢59,61 millones sobre ejecutados, en la información de la liquidación el ICE no justifica el aumento del gasto.

Para el año 2017 el ICE solicitaba ¢377 millones y para el 2018 ¢705 millones, de los cuales la Intendencia de Energía reconoce ¢375,60 millones para el 2017 y ¢693,09 millones para el 2018, no aplicando ningún efecto de la liquidación por la falta de justificaciones razonables del aumento del gasto por parte de ICE.

- **Seguros**

Para la estimación de la cuenta se utilizó el detalle de los activos asegurados enviado por el ICE para la póliza Todo Riesgo a la Propiedad, entre las coberturas que contempla se encuentran riesgos por daño físico que incluye actos terroristas, terremoto, inundación, vientos tormentosos, incendio, rayo, explosión, robo y/o asalto con violencia y/o intimidación de personas, con exclusión de dinero y valores transferibles en dinero, rotura de maquinaria, explosión de calderas, remoción de escombros, entre otros.

Dentro del negocio de electricidad el ICE está registrando seguros por ¢106 066,23 como otros activos en operación, sin embargo, no está aportando el detalle de los activos que lo conforman, por lo que es importante para próximos estudios tarifarios que presenten el desglose, con las respectivas justificaciones de los activos que están asegurando.

Para el sistema de distribución el ICE esperaba para el 2018 ¢91,72 millones, sin embargo, en la tarifaria del 2016 Aresep otorgó al ICE ¢95,39 millones de los cuales solo ejecuto ¢91,79 millones, quedando un remanente de ¢3,61 millones. Por lo tanto, el monto correspondiente al 2018 es de ¢84,46, incluida la liquidación.

Vale mencionar que en la liquidación de la tarifaria del 2016 el ICE no aportó justificaciones razonables que sustenten la variación entre lo otorgado y lo ejecutado en el 2016.

Cuadro No. 21
Sistema de Distribución, ICE
Proyección de gastos por seguro (prima), 2018
Datos en millones de colones

Obras	2018	Liquidación 2016	Proyección 2018
Sub total Negocio Generación	7.265,49	3.310,95	3.954,55
Sub total Negocio de Transmisión	303,78	17,06	286,72
Sub total Negocio de Distribución	88,06	3,61	84,46
Alumbrado Público	11,58	5,87	5,71
Total Negocio Electricidad	7.668,92	3.337,49	4.331,43

Fuente: IE

- **Otros Ingresos de operación**

Los montos por concepto de otros ingresos regulados se consideraron dentro de los estados financieros tarifarios. El ICE no desagregó ni vinculó la cuenta, por lo que se considera el monto reportado por ellos para el 2018 y se aplica en el cálculo de conformidad con la metodología vigente.

- **Gastos por Incobrables**

En relación con esta cuenta el ICE indicó lo siguiente:

“Se registrará como Estimación para incobrables; el resultado obtenido mensualmente de la aplicación de factores previstos sobre la facturación de las Cuentas por cobrar por servicios prestados del Sector

Telecomunicaciones. En el Sector Electricidad se aplican dichos factores sobre el neto entre débitos y créditos de las cuentas por cobrar por servicios eléctricos. En el caso de otros adeudos no comerciales una suma fija, con el fin de cubrir la eventual incobrabilidad de estos derechos.

Se registran como incobrables los saldos de clientes inferiores o iguales a ₡50.000 (cincuenta mil colones exactos), una vez agotada la gestión de cobro administrativo, los superiores a éstos y hasta ₡100.000 (cien mil colones exactos) se mantendrán por dos años en los registros auxiliares de las cuentas de cobro judicial; transcurrido este período se registran de oficio a la Estimación para incobrables. Los montos mayores a ₡100.000 (cien mil colones exactos) se mantienen en el registro auxiliar correspondiente hasta que se reciba la declaratoria de incobrable por la División Jurídica Institucional o Área de Cobro Administrativo y Judicial.

(...) La Estimación para incobrables se presentará en el Balance de Situación como cuenta complementaria de las cuentas por cobrar. Se deberá mostrar en anexo a los Estados Financieros la siguiente información de la Estimación para incobrables:

a. Saldo inicial

b. Movimientos del período (efectivamente incobrable en el periodo y gasto por estimación del periodo)

c. Saldo final

(...) La disminución de la estimación 03-242-01, fue como resultado de un análisis a clientes en Cobro Administrativo, en dicho análisis se evidencio la existencia de liquidaciones con monto menores a ₡50.000.00, también casos que superan los 10 años y ajustes conciliatorios por errores de registro.

Justificación técnica de la metodología utilizada, que incluya la descripción del método de cálculo y su respectiva demostración

Los montos menores a ₡ 50.000 se asientan contablemente como incobrables, dado que llevarlos a cobro judicial, sale más oneroso que la posible recuperación.

Las facturas con montos mayores a ₡50.000, pero con una antigüedad superior a los 10 años, están prescritas, por lo que se imposibilita dar trámite por la vía legal, previa autorización de Departamento legal.

El monto total pendiente de cancelación desciende apreciablemente, conforme los saldos corresponden a períodos más lejanos en el tiempo, ya que da más oportunidad a la Administración para el cobro respectivo, ya sea por la vía administrativa o por la judicial.

En cuanto a la metodología utilizada para calcular los porcentajes de morosidad, la misma se basa en la información de los sistemas @CE+ y sistema contable institucional ISAF se generan el saldo de la cuenta por cobrar cuenta mayor 240, multiplicado por cero punto cero veinticinco por ciento (0.025%). (...)

Tal como se observa, el ICE registra montos inferiores a cincuenta mil colones en la estimación de incobrables (agotado el cobro administrativo) y mayores a cien mil colones (después de dos años mantenidos en los registros auxiliares de las cuentas de cobro judicial).

Ahora bien, también alegó el ICE que “el monto total pendiente de cancelación descende apreciablemente, conforme los saldos corresponden a periodos más lejanos en el tiempo, (...), ya sea por la vía administrativa o por la judicial”. Asimismo, indica que las deudas prescriben a los 10 años y a partir de este momento se imposibilita dar trámite por la vía legal; además, que la estimación de morosidad utiliza el factor del 0,25% sobre la cuenta 240 “Cuentas por cobrar”.

De lo anterior, se desprende que incluso aunque el ICE remita un análisis de antigüedad de saldos, las únicas deudas que a lo largo del tiempo no son recuperables son aquellas que superan el plazo de prescripción (el cual deberá definirse de conformidad con la normativa y disposiciones existentes en relación a servicios públicos, ejemplo pronunciamientos de la Procuraduría General de la República); así como aquellas deudas morosas que en la vía judicial se hubiese determinado que el cobro no procede.

*El procedimiento del ICE es coherente desde el punto de vista contable, en el sentido que el gasto se afecta por la estimación de cuentas que “posiblemente” no se recuperen; se recalca como **posible**, ya que como bien lo dice el petente, existe una alta posibilidad de recuperación por cuanto los pendientes de cancelación descienden en el tiempo.*

Cabe aclarar que, a nivel tarifario, únicamente se incorpora como gasto aquellos rubros que en definitiva el ICE no podrá recuperar por ninguna vía, por ejemplo, las deudas prescritas (estas deudas se podrán incorporar por única vez como gasto, en el momento que se determine la incobrabilidad, por lo que no se puede incluir en distintos periodos). Es así como la política interna del ICE, no puede ser utilizada al momento de estimar los gastos en el cálculo tarifario, ya que como se evidencia estos gastos se pueden traducir en ingresos en el momento que el ICE ejerce el respectivo cobro. En virtud que el ICE no demuestra el saldo de aquellos gastos que no serán recuperables, se excluye esta cuenta del sistema de distribución.

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis que precede para la actividad de distribución que presta el ICE; se observa una disminución del 10,9% en los gastos y costos totales respecto a los propuestos por la petente para el periodo 2018, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 22
Sistema de distribución, ICE
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

	ICE	Aresep	Δ abs	Δ %	Peso
Operación, Mantenimiento y Comercialización de Distribución	38.232,03	37.331,37	(900,66)	-2,4%	2%
Comercialización de Distribución	26.788,16	19.179,73	(7.608,43)	-28,4%	18%
Servicios de regulación	647,32	489,12	(158,20)	-24,4%	0%
Administrativos	8.097,40	7.413,79	(683,61)	-8,4%	2%
Seguros	91,72	88,06	(3,66)	-4,0%	0%
Depreciación activos en operación	16.999,59	16.288,38	(711,21)	-4,2%	2%
Depreciación otros activos en operación	4.050,74	2.519,08	(1.531,66)	-37,8%	4%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	705,09	693,09	(12,00)	-1,7%	0%
Energía y Potencia distribución	239.858,40	215.365,00	(24.493,40)	-10,2%	57%
Gastos por incobrables	204,50	-	(204,50)	-100,0%	0%
Peaje	47.712,28	41.803,10	(5.909,18)	-12,4%	14%
Gestión productiva	10.586,22	9.715,41	(870,81)	-8,2%	2%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	393.973,45	350.886,13	(43.087,32)	-10,9%	100%

Fuente: Elaboración 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 el ICE requiere ingresos por $\$361.547,6$ millones para el periodo 2018, por concepto de ventas de distribución de energía, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 4,14% (ajustado por redondeo conforme a las condiciones de mercado y financieras).

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 el ICE se explica principalmente por las siguientes razones:

1. *Gastos de comercialización:* de acuerdo con el análisis realizado para dicha partida, se determinó una disminución del 28,4%, como resultado

de ajuste de las cuentas contables que no presentan un respaldo razonable que respalde la justificación dada por el petente.

- 2. Activo fijo neto promedio: son ¢28 945,8 millones menores con relación a lo solicitado por el ICE para el periodo 2018 debido al proceso de liquidación, las inspecciones y los cronogramas de cada una de las obras.*
- 3. Depreciación: el gasto por depreciación se recortó en un 37,8% (¢1 531,66 millones) respecto a lo propuesto por el ICE, siendo la razón de la rebaja el proceso de liquidación.*
- 4. Remuneraciones: En lo que respecta al gasto en remuneraciones, el recorte de ¢7 444,2 millones responde a la liquidación tarifaria presentada por el ICE, ya que al analizar el gasto real del 2016 para la cuenta 931 correspondiente a “Centros de Servicios”, esta no presentó un nivel de ejecución respecto a lo proyectado por este Ente Regulador en la respectiva fijación tarifaria.*
- 5. Liquidación tarifaria: en lo que respecta a la estimación de la liquidación del periodo 2016 (diferencia entre lo aprobado por Aresep y el resultado obtenido por el ICE), es necesario realizar dos aclaraciones que condicionaron el análisis, i) el diferencial obtenido de dicha comparación (proyectado versus lo real) no fue adicionado a la pretensión tarifaria, motivo por el cual el 18,82% de ajuste solicitado no incorpora la proporción de esas diferencias estimadas por el ICE y ii) las justificaciones aportadas por la empresa no permiten determinar la pertinencia y validación que respalde el haber realizado un gasto mayor al aprobado en su momento por el Ente Regulador.*

IV. ESTRUCTURA TARIFARIA

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible del ICE-distribución a partir del año 2018, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con un aumento del 1,17% a partir del primero de enero del 2018 y hasta el 31 de diciembre 2018, 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-103-2017 del 21/09/17, publicada en Alcance digital N°232, Diario Oficial La Gaceta N°183 del 27 de setiembre del 2017 y fue analizado por la ARESEP bajo el expediente N° ET-045-2017 (columna 2).

Este ajuste tarifario se realiza igual para todas las tarifas del sistema de distribución del ICE, inclusive para la T-MTb, ya que se encuentra actualmente

en etapa de análisis la aplicación del Decreto N°40509-MINAE que instruye a una tarifa competitiva para los abonados de esta tarifa.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles, considerando que aún no se cuenta con los factores de ajuste por efecto de CVC que corresponde aplicar en el 2018 (columna 3).

Para el año 2019 las tarifas serán iguales a las establecidas según RIE-017-2017 y publicadas en La Gaceta, Alcance digital N° 63, del 20 de marzo de 2017 (columnas 1 y 4).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin combustibles por periodo, categoría tarifaria y bloque de consumo.

Cuadro No. 23
Sistema de distribución, ICE
Estructura de costos del sistema de distribución.
Tarifas vigentes y propuestas a partir del 1 de enero del 2018.

ICE 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 desde el 1/ene/2019	Vigente desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Propuesta desde el 1/oct/2018 al 31/dic/2018	Propuesto desde el 1/ene/2019
► Tarifa T-RE: tarifa residencial					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-40 Cargo fijo	2 917.60	2 975.20	3 010.00	2 917.60
	Bloque 41-200 cada kWh	72.94	74.38	75.25	72.94
	Bloque 201 y más cada kWh	131.45	134.04	135.61	131.45
► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios					
○ Clientes consumo exclusivo de energía					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	109.85	112.01	113.32	109.85
○ Clientes consumo energía y potencia					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	65.73	67.02	67.80	65.73
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW	10 865.01	11 079.05	11 208.67	10 865.01
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial					
○ Clientes consumo exclusivo de energía					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	109.85	112.01	113.32	109.85
○ Clientes consumo energía y potencia					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	65.73	67.02	67.80	65.73
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW	10 865.01	11 079.05	11 208.67	10 865.01
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social					
○ Clientes consumo exclusivo de energía					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	73.83	75.28	76.16	73.83
○ Clientes consumo energía y potencia					
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	44.12	44.99	45.52	44.12
	<i>Por consumo de potencia (kW)</i> cada kW	7 115.79	7 255.97	7 340.86	7 115.79
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta cada kWh	63.03	64.27	65.02	63.03
	Periodo Valle cada kWh	23.41	23.87	24.15	23.41
	Periodo Noche cada kWh	14.41	14.69	14.86	14.41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta cada kW	10 227.54	10 429.02	10 551.04	10 227.54
	Periodo Valle cada kW	7 141.00	7 281.68	7 366.88	7 141.00
	Periodo Noche cada kW	4 573.98	4 664.09	4 718.66	4 573.98
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Periodo Punta cada kWh	0.113	0.115	0.116	0.113
	Periodo Valle cada kWh	0.040	0.041	0.041	0.040
	Periodo Noche cada kWh	0.025	0.025	0.025	0.025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	Periodo Punta cada kW	18.115	18.472	18.688	18.115
	Periodo Valle cada kW	12.642	12.891	13.042	12.642
	Periodo Noche cada kW	8.104	8.264	8.361	8.104

[...]

VI. CONCLUSIONES:

1. *El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un ajuste del 18,82 % en la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de enero del 2018.*
2. *Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ₡ 43 087,32 millones, donde sobresalen los gastos de comercialización (₡7 608,43 millones), el gasto por depreciación (₡1 531,66 millones), energía y potencia distribución (₡ 24 493,4), peaje (₡5 909,18) entre otras partidas. A la luz de lo anterior, se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio sólo el 88,5% de los ingresos solicitados por el ICE.*
3. *En lo que respecta a la contabilidad regulatoria, el ICE no cumplió con el nivel de desagregación y la homologación solicitada por la Intendencia de Energía, según la resolución RIE-068-2016, siendo un obstáculo para el presente análisis tarifario, considerando que los formularios aportados no presentan el desglose adecuado de las cuentas, a tal punto que las partidas de Centros de Servicio, conocida como “contables”, previo a la aplicación de la contabilidad regulatoria, para este estudio tarifario se incorporó en una partida llamada “Otros”, imposibilitando el determinar lo que se registra en ella.*
4. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone un ajuste en las tarifas del sistema de distribución que presta el ICE, sobre la base sin combustibles, de un 1,17%, el cual regirá a partir del 1 de enero del 2018.*

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 2012-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 180 al 191, 192 al 201 y 202 al 209):

- a. *Rechazar en todos sus extremos la solicitud tarifaria ordinaria de ICE-Generación analizado en el expediente citado en la referencia.*
- b. *Indicar técnica y jurídicamente las diferencias que existen en las estructuras tarifarias T-SD y T-UD y qué tipos de usuarios pueden acceder a cada estructura tarifaria, así como las condiciones técnicas y comerciales que debe cumplir ese usuario.*
- c. *Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática al aumento a las tarifas de distribución, evitando así los rezagos financieros y consiguiente costo.*
- d. *Indicar la metodología para estimación de las importaciones de forma mensual y por franja horaria para las siguientes presentaciones de estudios ordinarios adjuntar la estimación explícita y detallada.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- a. *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y garantizar el equilibrio financiero tanto para la empresa como para el usuario final, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- b. *En lo que respecta a la aplicación de las tarifas T-SD y T-UD, mediante la resolución RIE-054-2017, se estableció los requisitos que deben cumplir sus usuarios, los cuales se proceden a indicar:*

Tarifa T-SD Ventas a empresa de distribución.

A. *Aplicación:* *Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.*

B. Características del servicio:

Medición: *Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.*

Disponibilidad: *En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.*

Mientras que por su parte los usuarios de la tarifa T-UD deben cumplir las siguientes condiciones:

Tarifa T-UD: Abonados directos del servicio de generación del ICE.

A. Aplicación: *Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.*

B. Características del servicio:

Medición: *Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).*

Disponibilidad: *En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.*

De este modo la primera es para venta exclusiva a empresas distribuidoras, con las características técnicas y sistema de medición indicado anteriormente, mientras que la segunda corresponde a clientes finales, que compren energía de modo directo al ICE-Generación en las líneas de alta tensión del ICE.

- c. En lo que respecta a la metodología tarifaria de carácter extraordinario correspondiente al sistema de generación y distribución, la cual traslada de forma automática el aumento del costo de la energía a las empresas distribuidoras, tal y como lo establece la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010. En este sentido, se indica que una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de ajuste de oficio, en los términos que corresponda, con el fin de evitar los desfases referidos. Adicionalmente, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) de la Autoridad Regulatoria, está trabajando en una nueva metodología tarifaria, de tal manera que permita sincronizar las fijaciones tarifarias realizadas al ICE con las*

extraordinarias de las restantes empresas distribuidoras, de tal manera que se eviten rezagos y transferencia de costos en plazos menores.

- d. En el estudio tarifario del ICE se incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones de acuerdo con las proyecciones en unidades físicas presentadas por el ICE, considerando que es el único autorizado para realizar las mismas. Pero a su vez se aclara, que la Intendencia de Energía, realiza una liquidación de las importaciones en cada estudio tarifario, que consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para las importaciones del MER.*

2. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli (visible a folios 310 a 362):

a. En el servicio de distribución:

- i. Por tanto, se solicita a la Aresep reformular el pliego tarifario, para que cumpliendo con la ley de Aresep de asociar las tarifas al costo, se asocie la tarifa de cada sector al costo que provoca atender el servicio, lo que unido a las políticas sectoriales del MINAE emitidas en los últimos dos gobiernos, se logre una tarifa competitiva de media tensión para la industria costarricense, como se ha logrado en países desarrollados.*
- ii. Solicitamos a la Aresep, proceda a realizar las consideraciones técnicas, económicas, sociales y de sentido común, que le permitan justificar una rebaja en las tarifas eléctricas, para que se cobre a los consumidores la tarifa que cubra la inversión y costo requerido para brindar el servicio – artículo 3, inciso b), artículo 4 inciso a) a d) y artículo 32 de la Ley 7593 Ley de Autoridad Reguladora, no excesos indebidos, pues la ley ampara a los consumidores, no tienen que aceptar que erogaciones innecesarias para brindar el servicio, no son los consumidores los responsables de esas decisiones que están afectando exageradamente las tarifas.*
- iii. Considerando los elementos técnicos que justifican una tarifa competitiva para la industria, y la experiencia del año 2016 en que operó la TMT b sin el parámetro de 90% de factor de carga, tarifa que fue eliminada desde enero 2017, se solicita acelerar los procesos para restablecer una tarifa competitiva para la industria electrointensiva.*
- iv. Se solicita a la Aresep, investigar las razones de ese decrecimiento del 2017 en la demanda eléctrica y revisar el dato realista de crecer*

un 1,4% sobre un número menor al del 2016 incluso. Lo anterior por el efecto directo que causa esta estimación en la tarifa que se otorgue para el 2018.

- v. Con respecto al tipo de cambio usado por el ICE, se solicita a la Aresep, actualizar con detenimiento las cifras del ICE, pues el entorno macroeconómico ha cambiado y hoy en el mercado no hay expectativas de devaluación, por el contrario, en los últimos días el tipo de cambio ha estado por debajo del observado en Setiembre 2017.*
- vi. En cuanto a las pérdidas de electricidad que reporta el ICE y que se deduce son superiores a todas las otras empresas eléctricas del país y que afecta las tarifas que pagamos los consumidores, se solicita a la Aresep establecer un parámetro que conduzca a mayor eficiencia. Una forma efectiva para lograr ese objetivo es castigando al operador recortando los ingresos que le están permitiendo esa práctica ineficiente. Así no solo se modera un aumento tan fuerte en las tarifas sino se obliga al operador a hacer un esfuerzo por evitarlas, como ya lo están haciendo otras empresas en el país.*
- vii. Ante esa práctica de solicitar presupuestos de gastos superiores a los que realmente son requeridos para brindar el servicio, que se respalda con evidencia, se solicita a la Aresep que se continúe vigilante y se apliquen los rebajos respectivos, para evitar se burle la ley de Aresep que exige se cobren en tarifa solo los gastos requeridos para brindar el servicio. Incluso se evalúe el tipo de sanción por no sujetarse a la ley de Aresep y por recurrencia.*
- viii. Se solicita a la Aresep una vigilancia estricta de los gastos aprobados contra los realmente ejecutados, pues pareciera que no hay ningún respeto por lograr los gastos que han sido aprobados en tarifa, más bien pareciera que no importa al operador lo que realmente aprobó la Aresep, pues se puede saltar el gasto sin tener el contenido económico respaldado en tarifas, esperanzados en que en algún momento futuro lograrán que Aresep les apruebe el aumento.*
- ix. No permitir esos aumentos abruptos en rubros como Energía y Potencia, Peaje, Operación y mantenimiento y gestión productiva, pues no es consistente aumentar las ventas un 1,65% y pretender un aumento en los gastos relacionados con las ventas en un 24% o 34%, pues evidentemente son desproporcionados. Amparado en el artículo 32 inciso d) “Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.” Si al aplicar la metodología al pie de la letra, se encuentran esas inconsistencias, es*

razonable que el Regulador se aparte del criterio técnico y por razones de conveniencia, económicas, sociales y de interés común de la gran mayoría de consumidores, modere el aumento pretendido por el ICE.

- x.** *Considerando que la oferta de electricidad ha crecido en los últimos años más allá de las necesidades y considerando que no es fácil aumentar la demanda eléctrica en el corto plazo con transporte eléctrico o alguna otra dinamización de la economía, se solicita que como una forma de buscar tarifas competitivas para el país, se exija al ICE una estrategia y meta de exportación anual, aprovechando esa válvula de escape en todos los momentos que es viable y por qué no definir un porcentaje de esa oferta total permanentemente para la exportación, y se saque ventaja tanto de la línea SIEPAC, como de la ventaja competitiva en generación con Renovables. Lo anterior ante la obligación legal de brindar el servicio en forma óptima según la Ley de Aresep, Art. 4 inciso f).*

- xi.** *Por tanto, se solicita a Aresep que considere en la resolución de tarifas para el año 2018 que en cuanto al rédito para desarrollo proyectado para 2017 en el caso de distribución se otorgaron 1 396 millones más de lo que corresponde, aspecto que permite moderar el exorbitante aumento solicitado por el ICE.*

b. *En el servicio de generación:*

- xii.** *Se solicita a la Aresep mantener la estricta vigilancia para que una inversión tan importante y cuestionada por no ser realmente un embalse que permite trasladar agua de estación lluviosa a seca como lo logra el embalse de Arenal, así como por el bajo factor de planta y el excesivo costo que se realizó sobre los planes de inversión original, para evitar que se castigue al consumidor, se afecte la competitividad del sector eléctrico costarricense y sus tarifas que repercuten en la competitividad del país.*

- xiii.** *Solicitamos a la Aresep ser firme en la contabilidad regulatoria, pues no es de recibo que en los gastos más controlables localmente por el operador como son operación y mantenimiento, administrativos y gestión productiva se solicite un aumento de 9%, cuando inflación proyectada es una tercera parte. Asimismo, ante la evidente práctica del operador de solicitar más de lo que necesita se realice el recorte correspondiente en cada rubro de gastos, pues en los últimos años el ICE ha solicitado en promedio un 11,66% más de lo requerido en los costos y gastos de generación.*

- xiv.** *En relación con los cuestionamientos al despacho de plantas no económico que argumenta el ICE, solicitamos a la Aresep atender la presente situación por el interés de los consumidores, porque no puede permitir la Aresep que el Centro de Control de Energía del ICE que es de todos los costarricenses, no realice un despacho económico, que garantice a las tarifas más bajas posibles para los consumidores de electricidad en el país.*
- xv.** *En relación con los alquileres operativos de instalaciones, se solicita a la Aresep una acción proactiva para que el uso de esta forma de financiar proyectos no siga castigando las tarifas de los usuarios.*
- xvi.** *En relación con pagos excesivos de combustibles para generar electricidad, se solicita a la Aresep incorporar en el expediente la sentencia del 133-2016 del Tribunal Contencioso Administrativo que indemniza al ICE por no ser su culpa, el gasto de diésel en vez de búnker en los combustibles usados para generación. Y se solicita proceder con la rebaja en las tarifas que devuelve a los consumidores 7,000 millones de colones pagados de más de forma innecesaria. Lo anterior al menos para el año 2018 aliviaría el alto costo de la electricidad.*

c. *En el servicio de transmisión:*

- xvii.** *En el caso de la depreciación de activos de transmisión, consideramos de interés revisar el valor de las inversiones pues si bien la línea SIEPAC, introduce un costo importante, prácticamente se duplicó en pocos años la base tarifaria y la depreciación en los 13 años analizados se multiplicó por 4,2 y se solicita un aumento de un 16% con prácticamente la misma base tarifaria entre 2017 y 2018.*
- xviii.** *Por la importancia del rubro de alquileres operativos que ya pesa un 12% de los costos totales de peaje, solicitamos a la Aresep se evalúe la conveniencia de utilizar el mecanismo en este sistema, pues siendo el ICE el monopolio absoluto en este sistema, que tiene sus ingresos garantizados, no vemos necesario que se use ese subterfugio jurídico para financiar obras en este sistema, que ya se sabe de antemano tiene un efecto nefasto en las tarifas actuales.*
- xix.** *Se solicitan por tanto rechazar el aumento pretendido para el sistema de transmisión, que ha mantenido sostenidos aumentos de tarifa y para el año 2017 ya proyecta gastar un 10% menos de lo solicitado en gastos por el ICE para ese mismo año.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

En el servicio de distribución.

- i. La Ley No. 7593 establece en el artículo 3 la definición de servicio al costo como:*

“(...)

Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manea que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”.

Tal como se puede ver, este principio se define para el servicio público como tal, considerando las estructuras de las empresas y no las características de cada abonado. Por lo que en cada petición tarifaria se realizan los análisis, procurando que se consideren solamente los costos necesarios para brindar el servicio y excluyendo los gastos desproporcionados, excesivos o no justificados.

En lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la Aresep” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(...)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

Sin embargo, la Autoridad Reguladora reitera que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo relacionada con temas tarifarios, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

- ii. Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al*

costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que estable el artículo 31 de la Ley No. 7593.

- iii. En relación con la tarifa T- MTb, se indica que por medio del decreto ejecutivo N° 40509-MINAE se promulgó el Plan intersectorial para el establecimiento de una tarifa eléctrica preferencial para la conservación y mejora del empleo en empresas electro-intensivas, cuya implementación es responsabilidad de Autoridad Reguladora.*

Sin embargo, hay que tener presente que este plan prevé dos fuentes de financiamiento: primero, los ingresos por las exportaciones que Costa Rica realiza al Mercado Eléctrico Regional (MER) y segundo, los ingresos que se trasladarán mediante un mecanismo de compensación instruido en el Decreto N°40508-MINAE: “Plan Intersectorial para la aplicación de mecanismos de apoyo a grupos sociales vulnerables desde el Sector Eléctrico”.

Lo anterior implica que la viabilidad de esta tarifa depende de los recursos disponibles de estas dos fuentes de financiamiento, de tal forma que el decreto ejecutivo N° 40509-MINAE está estrechamente vinculado con decreto N° 40508-MINAE. Al respecto, señalar que último plan se encuentra en la fase de valoración técnica, a la espera de la información de los hogares beneficiados que el IMAS debe aportar, insumo clave para el análisis económico de la sostenibilidad financiera del beneficio.

- iv. Respecto a la demanda eléctrica, se indica que durante la petición tarifaria los técnicos de la Intendencia de Energía (IE) realizan un análisis de mercado independiente, con base en la información disponibles, para apoyar la toma de decisiones. En este análisis de mercado se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.*
- v. En relación con el tipo de cambio, se indica que el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está*

supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.

- vi. Se aclara que el porcentaje de pérdidas del ICE para el 2017 se encuentran por debajo del promedio de la industria. Pero además es importante mencionar que la metodología establece que el porcentaje de pérdidas que se toma para efectos del cálculo tarifario es el valor promedio de la industria, evitando que se consideren porcentajes por encima de este valor.*

- vii. Se reitera que todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

- viii. Se indica que de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, las diferencias que se registran entre los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos en este caso por el ICE en el ejercicio de sus actividades, están sujetas al mecanismo de “liquidación tarifaria”, cuyos detalles que pueden ser valorados en el apartado correspondiente de este informe.*

- ix. Es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si está relacionada con la prestación del servicio público. Además, se analiza su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.*

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución

competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley No. 7593.

- x. La Autoridad Reguladora, en el ámbito de su competencia, ha instado al CENCE para que como operador del sistema aproveche las oportunidades que brinda el MER para optimizar el Sistema Eléctrico Nacional. Estos esfuerzos se pueden valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Unido a lo anterior, la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE y genera reportes sobre la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales están disponibles para consulta ciudadana en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.*

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

- xi. El rédito para el desarrollo está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. La IE realiza un análisis riguroso para incorporar lo que corresponde, considerando lo relacionado a la prestación del servicio, ya que otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.*

d. En el servicio de generación:

xii. *La Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por fortalecer el proceso de inversiones, mediante la emisión de resoluciones que permiten la estandarización de los formatos de presentación de la información tanto para los estudios tarifarios como para los datos periódicos de seguimiento, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática. Lo anterior se complementa con las inspecciones de campo que realizan los técnicos para verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos, lo que se realiza para las diferentes plantas, tanto las que ya se encuentran en funcionamiento como las que aún están en fase de pre-inversión, velando por el objetivo de esta Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.*

xiii. *Respecto a la contabilidad regulatoria, se indica que actualmente se encuentra vigente la resolución RIE-068-2016, la cual solicita la entrega de los planes de cuenta, así como los estados financieros regulatorios anuales y trimestrales, lo cual permite estandarizar la información financiero-contable, lo que permite obtener beneficios tanto para los prestadores de servicio, como para los usuarios y el regulador, toda vez que mediante éste se incrementa la transparencia de la información, aumenta la credibilidad, disminuye la incertidumbre, se limita la discrecionalidad de la regulación, permitiendo el acceso oportuno a la información para alcanzar una gestión más eficiente y por ende el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

El ICE realizó la entrega de los anexos de la resolución RIE-068-2016 recientemente, y el equipo de la Intendencia de Energía realizó un análisis riguroso de esta información, para verificar el fondo de la misma y solicitar los ajustes si fuera necesario, para de esta manera percibir los beneficios que se mencionan en el párrafo anterior. Además, la IE seguirá velando porque las empresas del sector continúen cumpliendo con los requisitos referentes a la simplificación y estandarización de la información financiero-contable.

xiv. *La Intendencia de energía da seguimiento a la operación que realiza el CENCE del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de los análisis de la operación, se observa que el CENCE realiza un pre-despacho con un software que optimiza la generación de las plantas eléctricas del SEN, el CENCE sigue este pre-despacho y atiende las desviaciones con los recursos disponibles siendo siempre la última opción las plantas térmicas, la cuáles de ser necesarias son puestas en línea por orden de mérito económico. Así mismo cuando se detecta una*

inconsistencia en el despacho, la IE solicita al CENCE que informe al respecto las justificaciones del caso, de manera tal que se asegure que las plantas se despachen de manera óptima y lo más económica posible.

Cabe mencionar que el CENCE gestiona únicamente las plantas del ICE y que cada distribuidora con generación realiza, por ley, su propia gestión sin tomar necesariamente en cuenta la optimización del Sistema Eléctrico Nacional. A pesar de esto, el CENCE atiende las desviaciones de todas las plantas del país (generación privada, generación de distribuidoras y generación ICE) con los recursos renovables disponibles siendo siempre la última opción el recurso térmico.

xv. *En relación con los alquileres operativos, se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 se indica que*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...)

“(...

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...)

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o

de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

xvi. *Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.*

e. En el servicio de transmisión:

xvii. *La Intendencia de Energía ha fortalecido el proceso de inversiones, mediante el análisis técnico e inspecciones de campo, como se indicó para el sistema de generación. A su vez, la IE realiza el análisis de cada una de las cuentas, así como las justificaciones aportadas en este caso por el ICE, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley 7593.*

xviii. *En relación con los alquileres operativos, se reitera lo indicado en el sistema de generación, en donde se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 señala:*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...

“(...

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento

en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

- xix.** *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

3. La Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, (visible a folios 363 al 376, 377 al 391).

a. En el servicio de generación:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para este sistema, de manera que si considera apropiado (para el año 2018), el rédito para el desarrollo resultante a tarifas actuales (2,21%) no se apruebe ajuste alguno para este sistema*
- ii. Premisas económicas: Se requiere de una revisión del aumento proyectado del 4,83% en la estructura de costos de este sistema, ya que la Defensoría considera que utilizar las Premisas Económicas tal y como están presentadas en las solicitudes del ICE, constituye un error técnico que tiende a inflar los costos y gastos proyectados para los años 2017 y 2018 y; por ende, se incrementa innecesariamente el ajuste tarifario requerido por costos propios para el sistema de generación. Debido a lo anterior,*

recomienda a la Autoridad Reguladora descartar las actuales solicitudes tarifarias y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva; la que, incluso, ya no necesitaría estimar los costos y gastos para el año 2017, porque a enero de 2018 se dispondría del resultado contable del ejercicio de 2017 y las nuevas proyecciones del BCCR.

iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado, de manera que se ajusten las estimaciones de inversión para este sistema según lo realmente factible y no se incrementen innecesariamente tarifas a los usuarios.

b. En el servicio de transmisión:

i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (5,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.

ii. Premisas económicas: Realizar una revisión de los datos de gasto y costo estimados para el año base 2017 y 2018 y las explicaciones dadas por el ICE para justificar estos crecimientos tan erráticos y no consistentes con la información efectiva del año 2016 y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva basada en los resultados contables del año 2017 y las nuevas proyecciones sobre inflación y devaluación del BCCR.

iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado. Debe considerarse que si el ICE sub-ejecuta parte de la inversión que autorice la Aresep para el 2018, se le estarían reconociendo ingresos para estos propósitos por encima de lo realmente utilizable.

c. En el servicio de distribución:

iv. Premisas económicas: Es necesario ajustar las premisas económicas utilizadas para proyectar el crecimiento de la estructura de costos de distribución en los años 2017 y 2018. Por lo que recomienda desechar la solicitud tarifaria para el sistema de distribución por basarse en premisas económicas no congruentes con la coyuntura actual interna y externa.

- v. *Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (4,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- vi. *Inversiones: Ajustar las proyecciones de inversión del ICE de acuerdo con lo que es factible desarrollar para el año 2018, esto por cuanto, según anteriores solicitudes la Institución no ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones autorizadas por la Aresep en el sistema de distribución, por lo que si se sub-ejecuta se estaría aumentando innecesariamente las tarifas eléctricas.*

En atención a los temas comentados por el oponente para los sistemas de distribución, generación y transmisión, se le indica agrupando los temas referidos lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.

Es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento. En efecto, dependiendo de su naturaleza se verán afectadas por las premisas económicas como, por ejemplo, la inflación o el tipo de cambio, mientras que otras no necesariamente se vinculan a estos por ser no recurrentes u otro aspecto que puedan presentar. En este sentido, es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Regulatoria con el objetivo de determinar si es necesario para brindar el servicio público, su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, finalmente se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Regulatoria, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados.

Análisis de inversiones: la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por estandarizar los formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron. Los formularios de inversiones se emitieron mediante la resolución RIE-103-2016, la cual se encuentra publicada en la página web de Aresep con sus respectivos anexos.

Al contar con formatos estandarizados se pueden comparar más fácilmente los diferentes rubros reconocidos en fijaciones anterior, con el propósito de evitar duplicidades. A su vez, se contempla la sub-ejecución de las inversiones dentro del análisis, realizando los ajustes necesarios y se solicitan las justificaciones del caso a los operadores, lo anterior no solo en el transcurso del estudio tarifario si no a través de los formularios de inversiones que las empresas deben presentar de manera periódica. Asimismo, se programan inspecciones de campo con el fin de verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en las fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

4. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representado por el señor Carlos Roldán Villalobos (visible a folios 402 a 430).

- a.** *Rechazar las solicitudes de aumento en las tarifas eléctricas del ICE presentadas bajo los expedientes ET-069, 064, 065 y 066-2017 por considerar que el ICE está en capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
- b.** *Contemplar todo lo señalado en esta petitoria al momento de analizar las solicitudes presentadas por el ICE*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en la fijación tarifaria, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno, el cual establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, pero además garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria.

A su vez, es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593. Esto incluye el análisis de los gastos relacionados a las diferentes plantas de las diferentes tecnologías, tomando en consideración las justificaciones que en este caso el ICE presentó, para determinar los necesarios para la prestación del servicio público, al tiempo que se garantice el desarrollo adecuado del Sistema Eléctrico Nacional.

En relación con las exportaciones, la Intendencia de Energía ha instado al CENCE como operador del sistema a optimizar el Sistema Eléctrico Nacional mediante las importaciones y exportaciones de energía en el MER. Lo actuado en esta materia se puede valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema, la cual que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Cabe mencionar que la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE. Asimismo, prepara reportes técnicos para analizar la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales pueden ser ubicados en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.

5. El Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón:

- a. *Costos arbitrarios de proyectos no deben trasladarse al usuario: como parte del rubro de macro-inversiones el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, el cual presenta un factor de planta principal de 0,57 y que dada la magnitud de la inversión se considera bajo. Aunado a lo anterior PH Reventazón no ha logrado alcanzar el factor de planta principal proyectado, en promedio el factor de planta desde el inicio de operación hasta la fecha es de 46,21%, según lo refiere el ICE se debe a un comportamiento de estabilización.*

La planta también ha experimentado inconvenientes de infraestructura, a partir de lo anterior se proyecta suspender la operación del proyecto durante febrero, marzo y abril del 2018 para realizar las reparaciones de la obra, la institución ha remitido que se debe a condiciones geológicas las cuales no fueron posibles prever, por lo cual no se debe de trasladar esos costos a los usuarios.

- b. *Alternativas de equilibrio financiero: Resulta conveniente que el ICE revise los costos y gastos de operación para incentivar la racionalización y uso eficiente de los recursos, posicionando esta opción en primera instancia para la atención de los problemas financieros que proyecta la institución, debido a que en el escenario presentado se plantea como única alternativa de solución para hacer frente a los problemas de liquidez el incremento tarifario.*
- c. *Atracción de industrias: el aprobar solicitudes tarifarias elevadas para este sector puede definir el margen de competitividad entre un país y otro, en el caso de Costa Rica ya existen casos específicos de inversión extranjera que se ha retirado a otros países Centroamericanos a causa de los elevados costos de producción, ya se ha señalado Costa Rica en desventaja a causa de los altos costos del servicio eléctrico.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- **Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:**

En lo que respecta a la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, es pertinente indicar que tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente, todas aquellas inversiones que cumplan con el principio de ser “útiles

y utilizables” deben ser capitalizadas en el proceso de ajuste tarifario, de tal manera que se le garantice a la petente disponer de los recursos necesarios para atender la deuda y su operación.

Al respecto, si bien por razones técnicas el P. H. Reventazón no ha aportado la cantidad de energía esperada, y que a la postre significa un factor de planta menor, la capitalización del mismo no puede ser pospuesta.

En este sentido, es claro que la Intendencia de Energía debe garantizar el equilibrio financiero tanto del usuario final como de la empresa prestadora del servicio público, por lo cual, excluir dicho proyecto del presente estudio tarifario, sólo estaría posponiendo el traslado del mismo, sin que eso signifique un beneficio real para los usuarios del servicio público.

En el informe se detalla el tratamiento dado a los costos relacionados con las reparaciones que está realizando el ICE para atender las filtraciones identificadas.

- **Equilibrio financiero y Competitividad:**

En lo que respecta al deterioro de la competitividad del país, la Intendencia de Energía ha realizado un esfuerzo significativo en analizar cada uno de los rubros de costos y gastos incorporados por la empresa regulada para cada uno de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y de la actividad de alumbrado público. Ahora bien, considera esta Intendencia competitividad de una empresa o sector productivo no debe circunscribirse sólo al costo de la energía, puesto que ésta depende de un análisis multivariable, donde efectivamente la energía juega un papel importante, pero no es el único factor.

En todo caso, es importante resaltar el esfuerzo realizado por la IE en fortalecer los instrumentos regulatorios disponibles de tal manera que permita realizar una regulación económica y de calidad acorde a lo establecido en la Ley No. 7593.

[...]

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa del sistema de distribución que presta el ICE; tal y como se dispone.

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

- I.** Fijar las tarifas del sistema de distribución que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (*ICE*) a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2018 al 31/dic/2018	Rige desde el 1/ene/2019
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-40	Cargo fijo	3 010,00	2 917,60
Bloque 41-200	cada kWh	75,25	72,94
Bloque 201 y más	cada kWh	135,61	131,45
► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios			
○ Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	113,32	109,85
○ Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	67,80	65,73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	11 208,67	10 865,01
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	113,32	109,85
○ Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	67,80	65,73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	11 208,67	10 865,01
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			
○ Cientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	76,16	73,83
○ Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	45,52	44,12
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	7 340,86	7 115,79
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	65,02	63,03
Periodo Valle	cada kWh	24,15	23,41
Periodo Noche	cada kWh	14,86	14,41
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	10 551,04	10 227,54
Periodo Valle	cada kW	7 366,88	7 141,00
Periodo Noche	cada kW	4 718,66	4 573,98
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	0,116	0,113
Periodo Valle	cada kWh	0,041	0,040
Periodo Noche	cada kWh	0,025	0,025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	18,688	18,115
Periodo Valle	cada kW	13,042	12,642
Periodo Noche	cada kW	8,361	8,104

- II.** Fijar la tarifa de acceso a las redes de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad, a partir del 1 de enero del 2018 de la siguiente manera:

Empresa	Tarifa de acceso (TA) ¢/kWh
ICE	27,86

- III.** Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el “Considerando II” de esta resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- IV.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a los Centros de Servicio (contables).
- V.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a Ingeniería y Construcción.
- VI.** Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de figura financiera utilizada por el ICE para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- VII.** Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 10 días presente ante la Intendencia de Energía el Decreto Ejecutivo que le exime al ICE – Electricidad de cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- VIII.** Solicitar al ICE que en un plazo máximo de 2 meses debe cumplir con lo establecido en el oficio 1981-IE-2017 sobre el cumplimiento de la RIE-068-2016 correspondiente a “Simplificación y estandarización de información financiero contable (servicio de electricidad que presta las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural)”.

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 LGPA., 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.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 2033-IE-17.—(IN2017202582).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-128-2017 de las 15:03 horas del 15 de diciembre de 2017

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR INSTITUTO COSTARRICENSE
DE ELECTRICIDAD (ICE) PARA LA ACTIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO.**

ET-065-2017

RESULTANDO:

- I. Que mediante la Ley de Creación del ICE, N° 449 del ocho de abril de 1949, se le otorgó a dicha institución la concesión para la prestación del servicio de generación y distribución de energía eléctrica, la cual tiene una vigencia de 99 años a partir de su promulgación.
- II. Que el 28 de setiembre del 2017, mediante el oficio 5407-137-2017, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de alumbrado público que presta (folios 01 al 05).
- III. Que el 3 de octubre del 2017, mediante el oficio 1472-IE-2017, la Intendencia de Energía (IE) le previno al ICE el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de alumbrado público que presta (folios 92 al 95).
- IV. Que el 17 de octubre del 2017, mediante el oficio 5407-149-2017, el ICE presentó la información solicitada por medio del oficio 1472-IE-2017 (folios 97 al 98).
- V. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1643-IE-2017, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de alumbrado público presentada por el ICE (folios 101 a102).
- VI. Que el 19 de octubre del 2017, mediante el oficio 1644-IE-2017, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de distribución de electricidad (folios 103 al 104).
- VII. Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 202 (folios 115 al 118).
- VIII. Que el 26 de octubre del 2017, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folios 121 al 122).

- IX.** Que el 6 de noviembre del 2017, mediante el oficio 1742-IE-2017, la IE le solicitó al ICE aclaración y detalle de la información aportada (folios 123 al 133).
- X.** Que el 10 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-164-2017, el ICE solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada en el oficio 1742-IE-2017 (folio 134).
- XI.** Que el 13 de noviembre, mediante el oficio 1779-IE-2017, otorgó la prórroga solicitada mediante oficio 5407-164-2017 (folios 139 al 142).
- XII.** Que el 15 de noviembre de 2017, mediante el oficio 3958-DGAU-2017/32873 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 331 al 334).
- XIII.** Que el 16 de noviembre del 2017, mediante el oficio 5407-170-2017, el ICE presentó, la información solicitada por medio del oficio 1742-IE-2017 (folios 154 al 193).
- XIV.** Que el 17 de noviembre del 2017 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 21 de noviembre del 2017 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (oficio 4025-DGAU-2017/33528), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 70-2017 (oficio 4069-DGAU-2017/33763). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L., cédula jurídica 3-004-045117 representada por Omar Miranda, cédula 5-0165-0019, Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica 3-002-042023 representada por Enrique Javier Egloff, cédula 103990262, Defensoría de los Habitantes, cédula persona jurídica 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépez, cédula 108120378, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula 3-002-413768, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 401380436, El Consejero al usuario representado por Jorge Sanarrucia A. cédula 503020917.
- XV.** Que el 12 de diciembre del 2017, mediante el oficio 1981-IE-2017, se comunicó al ICE las observaciones de fondo sobre la homologación de cuentas de la contabilidad regulatoria para el periodo 2015 y 2016.
- XVI.** Que el 15 de diciembre de 2017, mediante el informe técnico 2013-IE-2017, la solicitud tarifaria fue analizada por la IE. En dicho informe, se recomendó fijar la solicitud de ajuste en las tarifas del sistema de alumbrado público que presta el ICE. (corre agregado en autos).

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 2013-IE-2017, 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 el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa de la actividad de alumbrado público, según el siguiente detalle:

Cuadro No. 1
Actividad de alumbrado público, ICE
Tarifa vigente y propuesta

TARIFA T-AP: Alumbrado Público				
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Ajuste absoluto	% Ajuste
Bloque 0-40 kWh Cargo Fijo	179,60 CRC	225,92 CRC	46,32 CRC	25,79%
Bloque 41-50 000 Cada kWh	4,49 CRC	5,648 CRC	1,158 CRC	25,79%
Bloque mayor a 50 000 Cargo Fijo	224 500 CRC	282 400 CRC	57 900 CRC	25,79%

Fuente: ICE.

Las razones que motivan la petición tarifaria se centran en: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 4,61% y ii) atender los costos y gastos de mantenimiento propio del sistema y el originado en el rubro compras de energía, producto del aumento solicitado por el sistema de alumbrado público.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para la actividad de alumbrado público.

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 2017-2018 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.”¹

El BCCR en su Programa Macroeconómico 2017-2018, estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2017 y 2018, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.)². Dicho objetivo de inflación se mantuvo en la revisión³ de dicho programa macroeconómico.

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 administrada⁴. Dadas estas condiciones, la Intendencia de Energía (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 Unidos⁵, se recopila a partir del sitio web del “U.S. Bureau of Labor Statistics” (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el

¹ BCCR, http://www.bccr.fi.cr/politica_monetaria/

² BCCR, http://www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria_inflacion/PM_2017-2018.pdf

³ BCCR, www.bccr.fi.cr/publicaciones/politica_monetaria.../RevisionPM2017-2018.pdf

⁴ BCCR; http://www.bccr.fi.cr/politica_cambiaria/

⁵ Ver: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>

Fondo Monetario Internacional (FMI)⁶ estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,1% 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 (2013, 2014, 2015 y 2016) y las proyecciones para el 2017 y 2018.

Cuadro No. 2
Índices de precios y tipo de cambio utilizados en el estudio tarifario
Porcentajes de Variación Anuales (%)
Periodo 2013-2018

INDICES	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Variaciones según ARESEP (al final del año)						
Inflación interna (IPC-CR)	3,68%	5,13%	-0,80%	0,76%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,50%	0,76%	0,73%	2,07%	2,10%	2,10%
Depreciación (C/U.S.\$)	0,16%	7,82%	-0,12%	2,98%	1,56%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)						
Inflación interna (IPC-CR)	5,23%	4,52%	0,80%	-0,02%	1,69%	3,29%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,46%	1,62%	0,12%	1,26%	2,12%	1,71%
Depreciación (C/U.S.\$)	-0,56%	7,59%	-0,54%	2,05%	3,64%	-0,41%
Notas: Los años 2017 y 2018 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.						
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI.						

b. Análisis del mercado

El sistema de alumbrado público del ICE está conformado básicamente por el total de luminarias instaladas a lo largo de todo el país, en las zonas donde suministra el servicio de energía eléctrica esta empresa distribuidora.

La tarifa que respalda a este servicio público se encuentra sujeta a la aprobación por parte de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), de acuerdo con lo estipulado en la ley N°7593.

Esta tarifa T-AP debe estar sujeta a revisión periódica de ajuste por parte del ente regulador, con el fin de evaluar la realidad de costos, ingresos y sus respectivos impactos a nivel social. La ARESEP induce a cada empresa distribuidora a presentar -al menos una vez al año-, un estudio ordinario de ajuste

⁶ Ver: <http://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2017/07/07/world-economic-outlook-update-july-2017>

tarifario y el análisis del mercado forma parte fundamental de este estudio de ajuste tarifario.

A continuación, se presenta el análisis de mercado elaborado por Intendencia de Energía (IE) para apoyar la toma de decisiones sobre el ajuste tarifario que solicita el ICE, para la actividad de alumbrado público. El análisis consta de dos secciones relacionadas: en la primera se hace una síntesis de lo solicitado por la empresa 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.

i. Mercado presentado por el ICE:

Los aspectos más importantes del mercado para la actividad de alumbrado público, según lo solicitado por el ICE son los siguientes:

- 1. El ICE solicitó un incremento de 25,79% a partir de enero de 2018. Esto provocará que la tarifa pase de ¢4,49 por KWh a ¢5,65 para el año 2018 (folio 3). La justificación de dicho aumento se sustentó en atender los costos y gastos de mantenimiento necesarios para prestar el servicio, de manera que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.*
- 2. El ICE presentó información real hasta junio de 2017 y estima el resto del periodo hasta diciembre de 2018. Se proyecta cerrar el año 2018 con un total de 207 168 luminarias (cuadro 3.17 de archivos digitales).*
- 3. Se estableció un porcentaje de pérdidas por distribución del 6,49%, esto para efecto del cálculo de la energía a comprar para brindar el servicio de alumbrado público (folio 50).*
- 4. Se utilizó un porcentaje de pérdidas por balastro de 17% para cada tipo de lámpara (folio 49).*
- 5. Con las consideraciones anteriores el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por ICE será de 126,55 GWh para el año 2018 (cuadro No. 3.17, folio 60).*
- 6. El consumo de energía de las luminarias multiplicado por un precio estimado (que incluye un porcentaje de pérdidas por distribución, forma el*

monto que debe cancelar el sistema de alumbrado público como gasto por compras de energía. Según el ICE, con tarifas vigentes este gasto será de ¢7 708,03 millones para el año 2018 (cuadro N°3.19, folio 62).

7. Los ingresos por ventas de energía de la actividad de alumbrado público con tarifas vigentes se estiman en ¢10 785,25 millones para 2018. (Cuadro N°3.20, folio 63).

ii. Mercado según el análisis de la IE

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

- 1. La Intendencia de Energía actualizó la información real a octubre de 2017, esto implica más de un semestre de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de ICE y la información real, lo cual explica las diferencias entre el mercado desarrollado por ICE y el desarrollado por la IE.*

Como resultado de la evaluación de las unidades físicas proyectadas por el ICE, esta Intendencia consideró que, según el cuadro 3.17 de la petición tarifaria del ICE para el sistema de alumbrado público, y de acuerdo con el archivo Ejecución_Adiciones_AP_F7803_2012_2016, en el que evidencian un nivel de ejecución de más del 243% en el quinquenio en estudio, además con base al plan sexenal, en el que se evidencia que la pretensión de instalación es de 3 173 lámparas, que representa menos del 2% del parque de luminarias del ICE, y finalmente según el cuadro 3.16 que se evidencia que en 2017 se instalaron 4 941, por lo que se considera que las proyecciones para 2018 son realistas y se recomienda utilizar los datos de instalación para el año proyectado según el cuadro 3.17. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

Cuadro No 3
Actividad de alumbrado público, ICE
Número de lámparas, por potencia, 2017 - 2018
-Potencia en watts-

Año	LED 30/120	LED 90/120	LED 120/180	Reflector 400	Vapor de mercurio 175	Vapor de sodio en baja presión 100	Vapor de sodio en baja presión 150	Vapor de sodio en baja presión 250	P. Sodio 100	Total
2017	4	69	386	37	46	124 685	78 136	615	17	203 995
2018	4	69	386	37	46	124685	81309	615	17	207 168

1/ Datos reales a octubre de 2017.

Fuente: *datos suministrados por la empresa.*

2. *La Intendencia de Energía utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 6,81%, mientras que el ICE utilizó 6,49% (ver ET-064-2017). Esta diferencia también influye de forma directa en las proyecciones que realiza Aresep y en las diferencias que estas proyecciones tienen con la propuesta de ICE.*
3. *Sobre los porcentajes de pérdidas por balastro, se aceptaron los valores propuestos por el ICE manteniendo los porcentajes que Aresep ha utilizado en anteriores fijaciones tarifarias (3% para las lámparas tipo LED y 17% para el resto).*
4. *Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado de la actividad de alumbrado público del ICE para el año 2018:*

Cuadro No. 4
Actividad de alumbrado público, ICE
Energía requerida por las luminarias y compras. Año 2018
-Tarifas vigentes-

CONCEPTO	2018
Luminarias	
Cantidad_1/	207 168
Consumo (GWh)_2/	126,55
Compras	
Físicas (GWh)_3/	135,80
Monetarias (Millones de colones)	7 699,56
Colones / kWh	56,70

1/Datos reales a octubre de 2017.

2/ Incluye el consumo propio de las lámparas (pérdidas)

3/ Incluye el porcentaje de pérdida del sistema de distribución (6,81%)

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

5. *Para calcular las compras de energía en unidades monetarias de la actividad de alumbrado público se obtiene el resultado de multiplicar la compra de energía en unidades físicas por un precio medio estimado. Este precio medio se calcula para cada mes, generando un promedio simple de ¢56,71 para el año 2018. Dentro del cálculo del precio promedio Aresep consideró las tarifas sin efecto del cargo variable por combustibles (CVC) y no considera el porcentaje de pérdidas por distribución, ya que este porcentaje se incluye en cálculo de las compras de energía en unidades físicas.*
6. *Estos precios medios incorporan tanto las modificaciones tarifarias del último estudio de los sistemas de generación y transmisión del ICE, definidos en los estudios tarifarios ET-063-2017 y ET-066-2017, respectivamente.*
7. *Respecto a los ingresos que percibe la actividad de alumbrado público del ICE, tal y como se establece en el procedimiento metodológico, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh. Las ventas netas que se consideran dentro del cobro de alumbrado público son aquellos kWh consumidos al mes hasta un máximo de 50 000 kWh, es decir a las estimaciones de ventas de la*

empresa deben disminuirse las unidades físicas sobre las cuales no se cobra ese servicio. Aresep estimó la cantidad de abonados con consumo superior a los 50 000 kWh en 0,05% de los abonados totales. Las ventas netas con respecto al total de ventas de energía para el año se suponen en 69,31% para 2018. Además, la actividad de alumbrado público cobra un mínimo de 40 kWh por abonado, Aresep proyecta en 10,20% los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 40 kWh.

8. Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que la empresa obtendrá los siguientes ingresos:

Cuadro No. 5
Actividad de alumbrado público, ICE
Ventas totales y netas de energía. Ingresos recaudados de los abonados directos por alumbrado público con tarifa vigente y propuesta
(No se incluye liquidación)
Año: 2018

CONCEPTO	2018
Ventas totales (en GWh) _1/	3 746,32
Excesos (en GWh) _2/	1 149,67
Ventas netas (en GWh) _3/	2 596,66
Ing. Vigentes (millones de colones)	11 840,76
Ing. Propuestos (en millones de colones)	11 191,59

1/ Corresponden a los sectores: residencial, general e industrial

2/ Ventas superiores a 50 000 kWh

3/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

Con los datos anteriores, se esperaría una disminución en las tarifas para el sistema de alumbrado público del ICE de 5,61%.

9. Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa ICE para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de ICE se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo del sistema de distribución de la misma empresa.
10. Para el presente estudio tarifario se realizó una liquidación de conceptos con peso significativo en el estudio de mercado. Esta liquidación consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el

estudio tarifario anterior y el valor real obtenido por el ICE. La liquidación se realizó para los meses de octubre 2016 a setiembre de 2017. El monto final por reconocer en el ajuste tarifario es de -¢ 206,4 millones como ingresos adicionales que recibió el ICE- alumbrado público durante el periodo de referencia. El detalle se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 6
Actividad de alumbrado público, ICE
Diferencias entre proyección e información real de conceptos de interés,
octubre 2016 – setiembre del 2017.
Datos en unidades físicas y monetarias

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compras energía (GWh)	126,800	119,796	-7,004
Gasto por compra de energía (millones de colones)	6 839,922	7 247,083	407,161
Ventas netas (gWh)	2 574,747	3 883,698	1 308,951
Ingresos (millones de colones)	11 305,399	11 918,992	613,592
Liquidación (millones de colones) ***			206,431

(*) ET-095-2015 (RIE-028-2015), ET-060-2016 (RIE-107-2016 y RIE-058-2017)

(**) Información real octubre 2016-setiembre 2017

(***) Liquidación = Diferencia ventas Sistema de Alumbrado Público -Gasto del sistema de alumbrado público por compra de energía.

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía e ICE.

Además, del ajuste por liquidación de mercado, se adiciona otro ajuste por liquidación en el análisis financiero (ver detalle en la sección de análisis financiero) para un ajuste total por liquidación por un monto de -¢657,2 millones.

El siguiente cuadro presenta el efecto de la aplicación de esta liquidación en el resultado final del ingreso propuesto, de manera se espera una disminución en las tarifas del sistema de alumbrado público de -11,16%.

Cuadro No. 7
Actividad de alumbrado público, ICE
Ventas totales y netas de energía. Ingresos recaudados de los abonados directos por alumbrado público con tarifa vigente y propuesta
(Se incluye liquidación)
Año: 2018

CONCEPTO	2018
Ventas totales (en GWh)_1/	3 746,32
Excesos (en GWh) _2/	1 149,67
Ventas netas (en GWh) _3/	2 596,66
Ing. Vigentes (millones de colones)	11 840,76
Ing. Propuestos (en millones de colones)	10 516,46

1/ Corresponden a los sectores: residencial, general e industria

2/ Ventas superiores a 50 000 kWh

3/ Ventas sobre las cuales se cobra el recargo por alumbrado público

Fuente: ICE y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

11. La diferencia entre los ingresos con tarifa vigente calculados por Aresep e ICE es de 8,91% para el año 2018.

12. Dado lo anterior, la Intendencia de Energía propone una tarifa de ¢ 4,05 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, a partir del primero de enero del 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018 y de ¢4,31 por kWh consumido, del primero de enero de 2019 en adelante. Para el año 2018 esto representa una disminución de -11,2% con respecto a la tarifa vigente y para el 2019 de -5,5% (respecto a la misma tarifa vigente 2017). Con esta propuesta la actividad de alumbrado público alcanzará ingresos por ¢10 516,46 millones para 2018.

c. Análisis de inversiones

Como resultado del análisis del plan de inversiones y adición de activos presentados por ICE de alumbrado público para el periodo 2017-2018, se presenta el siguiente detalle:

i. Inversiones que realizar en la actividad de alumbrado público según la propuesta del ICE

Las inversiones que muestra ICE son los planes de inversión que ha venido desarrollando y pretende concluir entre el segundo semestre del 2017 y el periodo 2018, y que considera necesarias para el desarrollo y mejoramiento del sistema de alumbrado público.

ii. Inversiones desarrolladas y previstas para el período 2016, 2017 y 2018:

Durante el 2016, 2017 y 2018, ICE ha realizado y prevé ejecutar inversiones en luminarias principalmente, en el sistema de alumbrado público. A continuación, se presenta el detalle de macro y micro inversiones, así como planta general consideradas por la empresa en la presente solicitud:

a) Macro inversiones-Actividad de Alumbrado público 2016-2017:

El ICE no solicitó una propuesta tarifaria para este rubro en el estudio tarifario, motivo por el que se detalla en las hojas de cálculo correspondientes, dicho monto en \$0,00.

b) Micro inversiones-Sistema de Alumbrado público

Es importante destacar que el ICE presentó la información de justificación de las micro inversiones según el APENDICE 2 Micro inversiones de la RIE-103-2016. Al respecto la empresa describe y justifica cada micro inversión, para los períodos 2016, 2017 y 2018, las cuales se mencionan a continuación.

• Sistema de alumbrado público

Las microinversiones realizadas por ICE en el período 2016 y 2017, se encuentran detalladas en la carpeta digital del estudio en cuestión. Para el caso del análisis de inversiones, adiciones y retiros, la empresa presentó una pretensión en la que a nivel de Microinversiones se distinguían para el periodo tarifario:

- 1. Inversiones Alumbrado Público*
- 2. Luminarias de Potencia 150W*
- 3. Previsión*

4. *Gastos financieros*
5. *Líneas aéreas*
6. *Equipo de protección*

La petición presentada por la empresa prestadora del servicio muestra una pretensión de adiciones únicamente en el caso de microinversiones, no así para planta general o macroinversiones. Si bien la justificación omite especificidades de las obras, las mismas abarcan principalmente luminarias de potencia de 150W producto del préstamo del BID. Además, se menciona en la justificación que dichas luminarias, por la naturaleza de su financiamiento no poseen pagos de impuestos asociados, por lo que esto no se incluye dentro de los costos por cubrir.

Es importante mencionar en este punto que según el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE), en el eje 1.4 Optimizar la Eficiencia energética en la oferta: “Alcanzar niveles crecientes de eficiencia energética en los procesos de prestación del servicio eléctrico” se establece la necesidad de asegurar un alumbrado público eficiente mediante el Objetivo Específico 1.4.2 cuyo plazo era a julio de 2016. De acuerdo con lo anterior, es imperante solicitar que dicho plan sea incluido dentro del próximo estudio tarifario de manera que se evidencie, sea en la petición o sea en el plan sexenal, cuáles son los alcances de manera que se establezca los impacto a nivel tarifario del cumplimiento de dicho objetivo y se muestren las pretensiones de cumplimiento de la empresa regulada del PNE, cosa que para el presente estudio tarifario no queda claro ni se menciona.

- ***Petición Tarifaria***

Lo originalmente peticionado por el ICE para el sistema de alumbrado público se muestra a continuación:

Cuadro No. 8
Pretensión tarifaria original del petente para la actividad de Alumbrado Público.
Datos en millones de colones

SISTEMA DE DISTRIBUCION					
Adiciones propuestas por ICE					
Programa Adiciones 2016-2018					
(Millones de Colones)					
Cuenta	Micro Inversión	AÑO			Total Período
		2016	2017	2018	
	Alumbrado Público				
	Inversiones Alumbrado Público	1 514,93	0,00	0,00	1 514,93
	Luminaria - Potencia 150 W	0,00	3 215,90	878,62	4 094,52
	Previsión (corresponde a estimación de escalamiento al costo directo)	0,00	0,00	21,97	21,97
	Gastos Financieros (corresponde a estimación de cargos financieros de los contratos de financiamiento externo)	0,00	0,00	16,22	16,22
	Líneas Aéreas	0,00	451,62	0,00	451,62
	Equipo de Protección	0,00	4,90	0,00	4,90
	Subtotal	1 514,93	3 672,42	916,81	6 104,16
Cuenta	Macro Inversión	2016	2017	2018	Total Período
	El petente no presentó pretensión tarifaria para este rubro				
	Subtotal	0,00	0,00	0,00	0,00
Cuenta	Planta General	2016	2017	2018	Total Período
	Edificios	0,00	0,00	0,00	0,00
	Máquinas y Equipo para la producción	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo de Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo de Transporte	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo de Comunicación	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo Mobiliario y de Oficina	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo y Programas de Cómputo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo Sanitario de Laboratorio e Investigación	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo y Mobiliario Educativo, Deportivo y Recreativo	0,00	0,00	0,00	0,00
	Maquinaria y Equipo Diverso	0,00	0,00	0,00	0,00
	Maquinaria y Equipo de Mantenimiento	0,00	0,00	0,00	0,00
	Equipo para fotografía, video y publicación	0,00	0,00	0,00	0,00
	Subtotal	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL DE ADICIONES	1 514,93	3 672,42	916,81	6 104,16

Fuente: Datos ICE. Elaboración Aresep.

Es importante observar de dicha petición que la naturaleza de las inversiones ha cambiado en el tiempo, dado que para 2016 se actualiza un monto de \$1 514,93 millones, que corresponden a la cuenta de "Inversiones Alumbrado Público". Sin embargo dicha cuenta presenta muchos rubros agrupados, por lo que para el 2017, de los \$3 672,42 millones pretendidos como adición se pueden evidenciar 3 rubros básicos, siendo el mayor de ellos por concepto de Luminarias con una potencia asociada de 150W. Además, se distingue cierta asignación al sistema de alumbrado público, de los costos asociados con distribución, como es el caso de líneas aéreas y equipos de protección.

También es importante mencionar que para 2018, la petición evidencia que la mayor inversión se realizará en la compra de luminarias de 150W y reserva un monto por \$38,19 millones correspondiente a las cuentas de previsión y gasto financiero, los cuales corresponden a recursos propios utilizados para realizar

los pagos necesarios para la adquisición de los equipos, los cuales posteriormente recibieron financiamiento externo.

iii. Capacidad de Ejecución

De acuerdo con los montos de ejecución presentados mediante el estudio tarifario, se procedió a realizar los ajustes respectivos, tal como se muestra en la tabla 1, a continuación:

Cuadro No. 9
Porcentaje de ejecución para la actividad de Alumbrado Público.
Datos en millones de colones

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Alumbrado Público ICE Millones de colones				
Año	Monto ARESEP	Monto ICE	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2012	556,07	43,80	7,88%	
2013	410,20	2 037,45	496,70%	
2014	410,20	998,84	243,50%	
2015	666,30	2 385,25	357,98%	
2016	761,58	807,94	106,09%	
Promedio			242,43%	100,00%

Fuente: ET-065-2017

Del cuadro anterior, es importante mencionar que, de acuerdo con la metodología vigente, el porcentaje de ejecución por reconocer es del 100%, además nótese que entre los años 2013 y 2014, el monto reconocido por Aresep es el mismo (esto pues al no haber fijación tarifaria, se interpreta que el monto por invertir es el mismo del último estudio aprobado, pues ya la tarifa vigente en ese momento contempla ese mismo nivel de ejecución).

iv. Adición de los activos de la actividad de alumbrado público.

De acuerdo con dicho ajuste, así como con los índices macroeconómicos y el análisis de las inversiones que presenta el ICE, este Ente Regulador, presenta la siguiente propuesta tarifaria:

Cuadro No. 10
Propuesta asignación tarifaria de la Aresep para el ICE Alumbrado
Público, 2016-2018

Datos en millones de colones

SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO				
Adiciones propuestas por Aresep				
Programa Adiciones 2016-2018				
(Millones de Colones)				
Micro Inversión	AÑO			
	2016	2017	2018	Total Período
Alumbrado Público				
Inversiones Alumbrado Público	1 514,93	0,00	(868,17)	646,76
Luminaria - Potencia 150 W	0,00	3 212,44	916,81	4 129,25
Previsión (corresponde a estimación de escalamiento al costo directo)	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos Financieros (corresponde a estimación de cargos financieros de los contratos de financiamiento externo)	0,00	0,00	0,00	0,00
Líneas Aéreas	0,00	451,13	0,00	451,13
Equipo de Protección	0,00	4,89	0,00	4,89
Subtotal	1 514,93	3 668,47	48,64	5 232,04
Macro Inversión	2016	2017	2018	Total Período
El petente no presentó pretensión tarifaria para este rubro	0,00	0,00	0,00	0,00
Subtotal	0,00	0,00	0,00	0,00
Planta General	2016	2017	2018	Total Período
Edificios	0,00	0,00	0,00	0,00
Máquinas y Equipo para la producción	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Transporte	0,00	0,00	(3,30)	(3,30)
Equipo de Comunicación	0,00	0,00	(3,00)	(3,00)
Equipo Mobiliario y de Oficina	0,00	0,00	(8,30)	(8,30)
Equipo y Programas de Cómputo	0,00	0,00	(28,70)	(28,70)
Equipo Sanitario de Laboratorio e Investigación	0,00	0,00	(0,50)	(0,50)
Equipo y Mobiliario Educacional, Deportivo y Recreativo	0,00	0,00	(0,60)	(0,60)
Maquinaria y Equipo Diverso	0,00	0,00	(27,00)	(27,00)
Maquinaria y Equipo de Mantenimiento	0,00	0,00	(0,30)	(0,30)
Equipo para fotografía, video y publicación	0,00	0,00	(2,90)	(2,90)
Subtotal	0,00	0,00	(74,60)	(74,60)
TOTAL DE ADICIONES	1 514,93	3 668,47	(25,96)	5 157,44

Fuente: Datos ICE. Elaboración Aresep.

Al respecto, se indica que para la propuesta se realizó la liquidación de cuentas a partir del comparativo de las cuentas presentadas en la última petición tarifaria. Dicho comparativo se muestra con detalle en el cuadro 3, además el mismo puede ser consultado en el Archivo de Cálculos tarifarios de inversiones, en la hoja de cálculo “Comparativo Adiciones”.

Cuadro No. 11
Comparativo de adiciones, 2016-2018
Datos en millones de colones

Detalle	ET-060-2016		SISTEMA ALUMBRADO PÚBLICO-ICE				OBSERVACIONES-CRITERIO TÉCNICO	Monto por analizar 2018	Monto por reconocer 2018
	Solicitado ICE 2016	Otorgado ARESEP 2016	Montos actualizados 2016	Por liquidar	Datos por Analizar de la Pretensión de ICE 2017	Por reconocer-2017			
Microinversiones									
Inversiones Alumbrado Público	2 383,10	2 383,10	1 514,93	(868,17)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(868,17)
Luminaria - Potencia 150 W	0,00	0,00	0,00	0,00	3 212,44	3 212,44	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	916,81	916,81
Líneas Aéreas	0,00	0,00	0,00	0,00	451,13	451,13	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	0,00	0,00
Equipo de Protección	0,00	0,00	0,00	0,00	4,89	4,89	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	0,00	0,00
Planta General									
Edificios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	0,00	0,00
Máquinas y Equipo para la producción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	0,00	0,00
Equipo de Construcción	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	La obra está debidamente documentada y justificada, por lo que se recomienda para ser incorporada en la base tarifaria.	0,00	0,00
Equipo de Transporte	3,30	3,30	0,00	(3,30)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(3,30)
Equipo de Comunicación	3,00	3,00	0,00	(3,00)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(3,00)
Equipo Mobiliario y de Oficina	8,30	8,30	0,00	(8,30)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(8,30)
Equipo y Programas de Cómputo	28,70	28,70	0,00	(28,70)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(28,70)
Equipo Sanitario de Laboratorio e Investigación	0,50	0,50	0,00	(0,50)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(0,50)
Equipo y Mobiliario Educativo, Deportivo y Recreativo	0,60	0,60	0,00	(0,60)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(0,60)
Maquinaria y Equipo Diverso	27,00	27,00	0,00	(27,00)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(27,00)
Maquinaria y Equipo de Mantenimiento	0,30	0,30	0,00	(0,30)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(0,30)
Equipo para fotografía, vídeo y publicación	2,90	2,90	0,00	(2,90)	0,00	0,00	Se evidencia subejecución para la cuenta de inversiones en alumbrado público con respecto a lo reconocido en la petición tarifaria tramitada mediante el expediente ET-060-2016.	0,00	(2,90)
Total solicitado	2 457,70	2 457,70	1 514,93	(942,77)	4,89	3 668,47		916,81	(25,96)

Fuente: Datos ICE. Elaboración Aresep.

En dicho comparativo se puede verificar cuenta por cuenta, el motivo de la liquidación de cada una de éstas, de manera que se evidencia una sub-ejecución por \$942,77 millones los cuales al liquidarse contra la base tarifaria por asignar para la tarifa 2018, resulta en una rebaja por \$25,96 millones de colones. Además, note del cuadro 2 que los costos financieros si bien fueron reconocidos, éstos se internalizaron dentro de la cuenta de las luminarias, pues representaban un mismo proyecto.

v. **Retiro de activos del sistema de alumbrado público.**

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo de retiros incluido en el ET-065-2017, en el cual la empresa presenta el detalle del retiro de los activos listados para el período 2016, 2017 y 2018:

Cuadro No. 12
Programa de retiro propuestas por el ICE, 2016-2018
Datos en millones de colones

Sistema de Alumbrado Público Programa de Retiro de Activos 2016-2018, propuesta ARESEP (millones de colones)				
AÑO 2016				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Microinversiones	110,80	0,00	100,70	0,00
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2016	110,80	0,00	100,70	0,00
AÑO 2017				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Microinversiones	354,40	0,00	316,65	0,00
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2017	354,40	0,00	316,65	0,00
AÑO 2018				
OBRAS	Act.Costo	Act. Revalúo	Dep.Costo	Dep.Revalúo
Microinversiones	143,77	0,00	130,67	0,00
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Retiro de Activos 2018	143,77	0,00	130,67	0,00
TOTAL	608,97	0,00	548,02	0,00

Fuente: Datos ICE. Elaboración Aresep.

En resumen, lo solicitado por el ICE se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 13
Programa de adiciones propuestas por el ICE, 2016-2018
Datos en millones de colones

	2016	2017	2018	Total Período
Micro-Inversiones	1.514,93	3.672,42	-916,81	6.104,16
Planta General	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE INVERSIONES	1.514,93	3.672,42	-916,81	6.104,16

Fuente: Datos ICE. Elaboración Aresep

En resumen, la propuesta de Aresep se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 14
Resumen de la propuesta de adiciones tarifaria de Aresep, 2016-2018
Datos en millones de colones

☒	AÑO☒			☒
	2016☒	2017☒	2018☒	
Micro-Inversiones☒	1.514,93☒	3.668,47☒	.48,64☒	5.232,04☒
Planta-General☒	.0,00☒	.0,00☒	(.74,60)☒	(.74,60)☒
<u>TOTAL-DE-INVERSIONES☒</u>	1.514,93☒	3.668,47☒	(.25,96)☒	5.157,44☒

Fuente: Datos ICE. 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 ICE.

El ICE obtuvo para el sistema de generación un costo de capital propio de 4,07% y un 4,61% 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 2,13%

- ✓ Para el cálculo del beta desapalancada se utiliza la variable denominada “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,25 para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,33.
- ✓ Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”, cuyo dato es de 5,67%. 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 ϕ 2 210 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ϕ 6 714 millones y el valor total de los activos (A) es de ϕ 8 924 millones, según la información de los Estados Financieros a mayo 2017 y reportes del ICE.

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

Cuadro No. 15
Instituto Costarricense de Electricidad
Réditos de Desarrollo del Sector eléctrico
Periodo 2018

Sistemas de la empresa ICE	Estimación ICE		Estimación ARESEP	
	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)	Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)	Costo promedio ponderado del capital (WACC)
Sistema de Generación	5,71%	4,80%	5,65%	4,77%
Sistema de Distribución	4,51%	4,24%	4,32%	4,13%
Sistema de Transmisión	6,44%	5,24%	6,32%	5,22%
Sistema de Alumbrado Público	4,07%	4,61%	4,24%	4,70%

De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de alumbrado público (modelo WACC) es de 4,70%; mientras que el costo del capital propio es de 4,24%.

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

- ✓ La exclusión de la obligación que se registró a favor del ICE Telecomunicaciones, dado que no se adjuntó documentación que justifique el cargo.*
- ✓ El ICE utiliza la información con corte a mayo 2017 para la variable (P) Patrimonio, la cual según lo establecido en la metodología RJD-139-2015, esta información se obtendrá del último estado financiero auditado, en este caso el corte corresponderá a diciembre 2016.*

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 (¢262 millones), debe ser suficiente para atender el pago de intereses de las deudas de largo plazo del ICE, 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 publicada en el diario oficial La Gaceta el lunes 10 de agosto de 2015, mediante la resolución RJD-141-2015, la base tarifaria está compuesta por el activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) y el capital de trabajo.

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

Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) con corte a diciembre de 2016 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) en conjunto con la información adicional sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.

Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre 2016 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de Alumbrado Público son:

Cuadro No. 16
Actividad de Alumbrado Público, ICE
Saldo de cuentas al 31 de diciembre del 2016, Estados Financieros
Auditados
(millones de colones)

Cuenta	Activo al Costo	Depreciación acumulada al costo	Revaluación	Depreciación acumulada revaluación
Activos en Operación	14.057,00	8.009,00	0,00	0,00
Otros Activos en Operación	2.881,00	1.922,00	0,00	0,00

Fuente: *Elaboración propia con datos de los Estados Financieros Auditados.*

Cabe destacar que existen diferencias en los saldos de los activos según el auxiliar de activos y los montos incluidos en los archivos electrónicos “A.F.O T Conta Regulatoria.xls” y “Otros activos Inmovilizados T2018 AP - Conta Regulatoria.xlsx”, para efectos del cálculo de la base tarifaria se consideró los datos de este último con corte al 31 de diciembre del 2016, debido a que los montos coinciden con los saldos de los estados financieros auditados a esa fecha.

En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizó los saldos reportados en los Estados Financieros Auditados con corte a diciembre de 2016, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe.

Cuadro No. 17
Actividad de Alumbrado Público, ICE
Tasa de Depreciación
(Expresados en términos porcentuales)
Porcentajes de depreciación.

Cuenta	Porcentaje de depreciación	Valor Residual	Vida Útil
<i>Plantas Hidráulicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Térmicas</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Plantas Geotérmicas</i>	2,25%	10,00%	40
<i>Plantas Eólicas</i>	5,00%	0,00%	20
<i>Plantas Generación Solar</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Subestaciones</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Líneas de distribución</i>	3,00%	10,00%	30
<i>Líneas de transmisión</i>	3,17%	5,00%	30
<i>Alumbrado Público</i>	4,80%	4,00%	20

Fuente: ICE.

Las tasas que refiere el cuadro anterior se utilizaron para el cálculo de la base tarifaria, son aprobadas por el SNE y están vigentes a la fecha.

Esta Intendencia realizó ajustes en la base tarifaria para el periodo 2016, según detalle a continuación:

1. *No se estimó la depreciación ni revaluación de los siguientes activos:*
 - i. *Activos que se encontraban totalmente depreciados o que se clasificaron como “Activos u otros activos fijos en operación no sujetos a revaluación ni a depreciación”, (cuyos saldos refirió el petente en los archivos “Reporte de activos fijos IE-RE-7715 diciembre 2016 (00000004) R.xls” y “IE-RE-7715 Reporte de Otros activos en Operación DIC-2016 IE.xls”).*
 - ii. *Los activos clasificados en la categoría “Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso” de la cuenta 140 “Otros activos en operación” 14022, debido a que el cálculo de su depreciación no está conforme a lo establecido en la metodología RJD-141-2015, que refiere al método de depreciación lineal.*

- iii. *El ICE remite en información adicional un documento consulta de criterio contable (consecutivo 159) donde en su página 6 (Elementos de análisis) en su apartado b indica “B. Elementos para la adopción de la nueva política: Es necesaria la adopción de la nueva política relacionada con la partida de “Propiedad, planta y equipo”, considerando los elementos que se establecen a continuación: Utilizar la exención indicada en el Apéndice D, párrafo D8B de la NIIF 1 relacionada con el costo atribuido, donde se establecen ciertas condiciones sobre las cuales una entidad puede utilizar la base actual como el costo a la fecha de transición para la partida de propiedad, planta y equipo, esto en virtud de la importancia que este rubro tiene sobre los estados financieros consolidados del Grupo ICE. La exención puede ser utilizada por el ICE considerando que tiene propiedad, planta y equipo que es usada o fue anteriormente usada, en operaciones sujetas a regulación de tarifas y que incluyen montos determinados por las políticas contables actuales, que no calificaban para capitalización bajo las NIIF.”*
- iv. *Esta exención no es de recibo por parte de la IE, considerando que debe apegarse al tratamiento del cálculo de la depreciación según lo indicado en el inciso ii. de este informe. Por tanto, esta Intendencia procedió a ajustar los saldos de los activos y sus depreciaciones (excluyendo el efecto del cambio en la forma de depreciar cada componente).*

Cuadro No. 18
Actividad de Alumbrado Público, ICE
Otros Activos en Operación
Ajuste del método de depreciación en función del uso
Periodo 2016
Datos en millones de colones

Sistema	Monto
Generación	66.474,00
Transmisión	11.987,00
Distribución	11.175,00
Alumbrado Público	20,40
Total de Ajustes	79.656,40

Fuente: ICE.

2. *Respecto a la revaluación de activos la Intendencia no procede a revaluar los activos debido a la política adoptada por el ICE tal y como lo indica los Estados Financieros Auditados en su Nota 2 inciso (ii) “Activos en operación y otros activos en operación” Reconocimiento y medición”:*

“A partir del 2016, el ICE adoptó el término de costo ajustado, como sustituto del valor del costo histórico de los activos más el ajuste por revaluación. De la misma forma, se sumó la depreciación acumulada sobre el costo más la depreciación acumulada sobre la revaluación. Por consiguiente, y a partir del período 2016, el valor de valuación y registro de esos activos en operación y otros activos en operación, sujetos a regulación de tarifas e incluidos en los registros contables de la Institución, se denomina “costo ajustado”, conformado por el costo histórico más los ajustes de revaluación practicados hasta el 31 de diciembre del 2015.

La aplicación de esta nueva política tiene como objetivo el reconocimiento del importe derivado de la sumatoria del valor del costo y del revalúo de esas partidas de Inmuebles, maquinaria y equipo (Activos en operación y otros activos en operación - propiedad ICE y bajo arrendamiento financiero-), como el nuevo costo.”

Debido a lo anterior la presentación de los saldos de los activos al costo y revaluado fueron unificados, así como sus depreciaciones al costo y revaluado, véase página 8 de los Estados Financieros Auditados, la Intendencia se ve imposibilitada de realizar la respectiva revaluación de activos dado a que estaría realizando revaluaciones sobre bases que no están separadas y contienen tanto activos al costo como revaluados. Como observación el ICE tampoco realiza ninguna revaluación.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por el ICE (según el documento electrónico “estados propuestos Alumbrado 2018.xls”), tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 19
Actividad de Alumbrado Público, ICE
Comparativo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado y Promedio
Datos en millones de colones

	ICE	ARESEP	Diferencia (Abs)	Diferencia (%)
AFNOR	9.831,41	4.693,74	(5.137,29)	-52.26%
AFNOR-P	9.830,20	5.041,09	(4.789,10)	-48.72%

Fuente: Elaboración propia.

El gasto obtenido de la depreciación de los activos en operación es de ¢618,1 millones y para los otros activos en operación es de ¢42,9 millones para un total de ¢661,01 millones para el año 2018.

El activo fijo neto de operación revaluado promedio (AFNOR-P) a considerar en la base tarifaria corresponde al monto de ¢5 041,09 millones para el 2018.

f. Análisis financiero

i. Criterios de proyección aplicados

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

- *Para la proyección de gastos de los sistemas (generación, transmisión, distribución y alumbrado) correspondiente al año 2018, se tomó como año base el 2016, con los saldos contabilizados y auditados al 31 de diciembre de ese periodo. Se consideran los meses reales de enero a mayo 2017, así como la proyección de junio a diciembre del 2017 con la respectiva inflación, según la naturaleza de la partida.*
- *Conforme a la metodología vigente se procedió a realizar un análisis de las partidas para el periodo 2016, liquidando lo incluido vía tarifas para ese año respecto a su ejecución, con sus debidas justificaciones.*
- *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 1,7% y 3,3% para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ₡572,18 y ₡569,83 por US\$ para los periodos 2017 y 2018, respectivamente.*
- *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
 - ✓ *El análisis horizontal sobre las partidas objeto de gasto 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 objeto de gasto, se valoraron las justificaciones que presentó ICE, 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 analizó las partidas de “remuneraciones” considerando los criterios que se describen seguidamente:*
 - ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2016. Para el año base se analizó la conciliación de salarios; las planillas reportadas a la Caja Costarricense de Seguro Social con las actividades N° 4520, 4530, 4550 y 4010 del sector electricidad, muestran el total por concepto de salarios y cargas sociales que ascienden a las sumas de ₡117 353,50 y ₡40 659,50 millones. En la conciliación de salarios se muestra el monto de ₡117 353,50 de los cuales ₡32 375,60 millones corresponde al personal de proyectos (inversiones) y el restante ₡84 977,90 millones a los gastos de operación, centros de servicio u otros. Los montos de salarios incluidos en el formulario “IE-RE-7732 Reporte de remuneraciones.xls”, en la hoja denominada “Registro salarios 2016”, son inferiores al monto conciliado, lo cual evidencia que aparte de las inversiones, aún se tienen objetos de gasto pendientes de incorporar, esto para efectos de conciliar el total de la planilla.*

Algunos de estos objetos de gasto pendientes, corresponden a los gastos por concepto de planillas incluidos en los objetos de gastos que conforman el grupo de partidas denominadas "contables"; ya que como se evidenció en estudios tarifarios anteriores, los centros de servicio entre sistemas, sectores u otros, se han registrado en esas cuentas, con la limitante que no identifican la porción del gasto que corresponde a planillas.

- ✓ *Con las limitaciones existentes, esta Intendencia consideró los datos conciliados a diciembre del 2016, para efectos de la liquidación tarifaria y la base de proyección.*
- ✓ *En cuanto a la proyección del periodo 2017, se consideró para el primer semestre, lo indicado mediante la circular 0150-0575-2017 del 03 de abril del 2017, la cual informa sobre el aumento general (decreto ejecutivo 40241-MTSS-H), que consiste en un incremento de 0,76% a todo el personal del ICE, excepto al nuevo modelo de clasificación y valoración de puestos del personal de nuevo ingreso (Planilla 08), ya que los aumentos de esa planilla serán derivados del comportamiento del mercado salarial y no por costo de vida. Para el segundo semestre del 2017 el incremento consistió en un 0,75% (según el decreto ejecutivo 40634-MTSS-H).*
- ✓ *La planilla 08 que refiere el ICE, corresponde a una nueva modalidad de contratación implementada por el petente, se rige por el "Reglamento Autónomo Laboral". En comunicado de prensa realizado por el ICE el día 25 de abril del 2016, se informó que partir del 2015 había contratado 99 colaboradores bajo la nueva modalidad adoptada en 2015, acorde con las condiciones del mercado (salario global). Para este estudio el ICE refiere a la planilla N° 8 cuyos incrementos no obedecen a los decretos de ley, sino más bien a estudios salariales; sin embargo, esta planilla no se identifica de forma separada para efectos de discernir el porcentaje o medida a incrementar en las proyecciones de los periodos 2017 y 2018.*

La IE procedió a considerar la planilla conciliada como base e incorporar los aumentos por los decretos de ley, por cuanto no se dispone de otros estudios salariales para efectos de proyección.

En la sesión 6159 del 14 de diciembre del 2015 (artículo 2, por tanto 5), el ICE indicó en relación con la planilla 08 lo siguiente:

"Al tratarse de información estratégica-económica sensible de cara a la competencia y a terceros interesados en tanto versa sobre el Diseño Salarial de la Escala Ejecutiva y de Fiscalización Superior, las descripciones de las clases que la conforman y los salarios asociados a dichas clases, califica como confidencial y por ende no resulta conveniente sea divulgada a terceros interesados."

El acuerdo citado, demuestra la limitación de esta Intendencia para efectos de realizar las respectivas proyecciones y diferenciación en la base de la planilla 08.

- ✓ *En lo que respecta a las “prestaciones legales” se consideró la estimación del ICE, basado en el detalle de funcionarios que se acogerán a este derecho en el año 2018. Sin embargo, para efectos de liquidación tarifaria, el petente no suministró detalle ni comprobantes que demuestren la erogación real en el año 2016 (ejemplo, liquidaciones, despidos, renunciaciones, jubilaciones, etc.). Por tal motivo en el año 2016, no se incluyó monto por este concepto.*
- ✓ *Como cargas sociales u otros rubros salariales se contemplaron para el total de remuneraciones del año 2018 los siguientes porcentajes: “Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS” 9,25%, “Contribución patronal al IMAS” 0,50%, “Contribución patronal al INA” 1,50%, “Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares” 5,00%, “Contribución patronal al BPDC” 0,50%, “Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS” 5,08%, “Aporte patronal al ROPC” 1,50%, “Aporte patronal al FCL” 3,00%, “Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos” 10,50%, “Décimo tercer mes” 8,33% y “Salario escolar” 8,33%.*
- ✓ *Para las partidas “Seguros riesgos profesionales”, “Becas a funcionarios” y “Ayudas a funcionarios” se analizó su crecimiento respecto a la inflación del periodo.*
- ✓ *Los gastos de remuneraciones solicitados por el ICE para el servicio de alumbrado público ascienden a la suma de ¢1 891,21 millones, la IE estima la suma de ¢45 950,93 millones por ese concepto en el año 2018. Sin embargo, al incorporar el efecto de la liquidación del periodo 2016, por el monto de (¢271,48) millones, esa cifra disminuye a ¢1 367,12 millones.*

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

• Gastos del operación y mantenimiento:

- ✓ *Se procedió a verificar el comportamiento de lo otorgado por la Aresep en la tarifa para el año 2016 (ET-095-2015) y lo ejecutado por el ICE y posteriormente el análisis de las justificaciones de las variaciones.*
- ✓ *En la proyección del 2017 y 2018 el ICE no reporta gastos no recurrentes.*
- ✓ *En los casos que el ICE ejecuto menos de lo autorizado vía tarifas se ajustó el año base de la liquidación rebajando ese excedente que obtuvo entre lo gastado y lo reconocido por Aresep.*
- ✓ *En los objetos de gasto donde el ICE gasto más de lo otorgado en la tarifa del 2016 se analizaron cada una de las cuentas y justificaciones, por lo que algunos casos se reconoció el excedente donde el análisis se*

consideró que la justificación era suficiente en otros no se reconoció el incremento por deficiencias en la justificación como, por ejemplo:

O.G. 867 Utilización CST Construcción y O.G. 868 Utilización CST Diseño: Estas cuentas no fueron reconocida por ARESEP para el 2016 y el gasto está directamente relacionado al negocio de Ingeniería y Construcción por lo no se reconoce el incremento al considerarse una actividad no regulada.

O.G.878 Utilización CST maquinaria y equipo talleres pavas: Esta cuenta creció un 14% en relación con lo otorgado por Aresep para el 2016, donde su incremento está ligado a ingeniería y construcción por lo anterior solo se reconoce lo aprobado por Aresep.

O.G. 906 Utilización CS Logística (almacenaje): Esta cuenta no fue reconocida por Aresep en la tarifa para el 2016, en ella se registran gastos de remuneraciones, materiales, servicios, y no hay una clasificación por la naturaleza del gasto, dentro de la cuenta se evidencian gastos recurrentes y no recurrentes; por deficiencias en la justificación al no considerarse que la misma no sustenta el gasto razonablemente no se reconoce el incremento.

O.G.154 Materiales y productos metálicos, dentro de la proyección y liquidación se reconoce la cuenta, sin embargo, se reasigna en el 2016 ¢10.54 millones como gasto no recurrente, según justificación del ICE en el archivo "ANALISIS LIQUIDACIÓN Alumbrado Público año 2016 versión I"

- ✓ *En el 2017 se proyecta el resultado de la liquidación más inflación y 2018 el 2017 reconocido por Aresep más inflación.*
- ✓ *En el 2017 y 2018 la cuenta de prestaciones legales se excluye de la proyección para que sea incluida en el análisis de remuneraciones.*

- **Gastos administrativos:**

Con la entrada en vigor de la resolución RIE-068-2016 "Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas De Electrificación Rural)", en su "Por Tanto V" se estableció que "[...] en la presentación de los estudios tarifarios a partir de abril 2017 y para el cumplimiento de la RIE-131-2015 del 18 de noviembre de 2015, se deberán utilizar los planes de cuentas uniformes establecidos en esta resolución. [...]"

El ICE presentó el formulario “IE-RE-7713 Registro de Costos y Gastos” donde presenta, según su sistema contable, la siguiente estructura para la cuenta 940 “Administrativos” en el sistema de distribución:

REMUNERACIONES
SERVICIOS
MATERIALES Y SUMINISTROS
TRANSFERENCIAS
CONTABLES

Por otro lado, el plan de cuentas de contabilidad regulatoria, para el sistema de alumbrado público, muestra la siguiente estructura en el apartado de gastos administrativos:

5.6.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público
5.6.1.01.	Gerencia general y estratégica
5.6.1.02.	Auditoría interna y control de gestión
5.6.1.03.	Legales
5.6.1.04.	Relaciones públicas e institucionales
5.6.1.05.	Contaduría y tesorería
5.6.1.06.	Administración y finanzas
5.6.1.07.	Regulación
5.6.1.08.	Logística y servicios generales
5.6.1.09.	Servicios informáticos
5.6.1.10.	Recursos humanos
5.6.1.11.	Costos del área administrativa (apoyo) de las oficinas comerciales (o sucursales)
5.6.1.99.	Otras gerencias de apoyo administrativo

El ICE realiza una homologación de las cuentas de su sistema contable con las partidas del plan de cuentas regulatorio y las presenta a través de hojas dentro del libro del Excel “IE-RE-7713 PROYECCIÓN CTA 940 AP”.

En este estudio tarifario se procede a realizar, por primera vez, la liquidación según lo establecido en la metodología vigente, aprobada mediante resolución RJD-139-2015, publicada el 10 de agosto de 2015 en la Gaceta N° 154 Alcance Digital N° 63.

Se aplica la liquidación de las cuentas correspondiente al año 2016 en donde se identifican las diferencias entre los valores estimados considerados en el cálculo del ajuste tarifario dado por medio de la RIE-128-2015 y los valores reales, y

dicha liquidación será la base para proyectar, en donde se utilizaron los siguientes criterios:

- ✓ Para aquellos objetos de gastos en donde el ICE ejecutó un monto menor al otorgado en la tarifa, la base de proyección se realizó sobre el monto menor y se aplica el índice que corresponda (inflación, decretos, etc.).
- ✓ Para aquellos objetos de gastos cuyo monto es superior al otorgado en tarifa, es obligación del ICE presentar una justificación la cual debe ser razonada y respaldada de tal forma que se pueda validar dicha justificación. En caso de que no exista justificación alguna, se procede a proyectar igual a cero.
- ✓ En caso de existir gastos no recurrentes proyectados, estos deben estar justificados razonablemente.

De acuerdo con lo expuesto en los puntos anteriores y al análisis realizado se pudo obtener lo siguiente:

- ✓ OG 919 Utilización C.S. Limpieza, OG 931 Utilización de Centros de Servicio DTSI Administrar Seguridad, para estos objetos de gastos la justificación no es suficiente y además no se tiene un respaldo (contratos o hojas de excel) donde se pueda determinar si se dio una distribución adecuada del objeto de gasto, por lo que a nivel de liquidación no es reconocido y para la proyección se toma el valor de la última tarifaria más inflación.
- ✓ OG 089 Otros servicios de gestión y apoyo, OG 864 Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.): no se reconoce la liquidación, si bien es cierto la justificación es razonable, no se tiene un respaldo donde se pueda determinar que se dio una distribución adecuada del objeto de gasto.
- ✓ OG 300 Transferencias corrientes al gobierno central: se reconoce el gasto para la liquidación y la proyección ya que se tiene la justificación y el respaldo según documentos OG-300 Entrante PE-282.pdf y OG-300 PE-161-2016.pdf.
- ✓ OG 311 Prestaciones legales: no se reconoce en la liquidación ya que no presenta respaldo, sin embargo para el 2018 se reconoce el monto indicado ya presenta listado de funcionarios a jubilarse, ver archivo "OBG 311 Pensionados 2017 y 2018_(JUNIO_2017)_MINOR".

De la aplicación del análisis de las cuentas indicadas anteriormente, el monto reconocido, sin tomar en cuenta la partida de remuneraciones, para la cuenta 940 "Administrativos", aplicando el proceso de liquidación es de ¢397,66 millones, 15% menor al presentado por la petente.

- **Servicio de regulación**

Se calcula 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.

Se asignó a los servicios regulados de distribución, generación, transmisión 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 36,68%, 49,83%, 12,22% y 1,27% respectivamente.

Cuadro No 20
Actividad de alumbrado público, ICE
Calculo del canon de regulación, 2018
Datos en millones de colones

Servicio	Monto 2018	Monto 2018 millones	Ingresos (millones de colones) ER Integrales 2016	Partic. Porcentual
Distribución	489.121.353,42	489,12	351.266,00	36,68%
Generación	664.493.831,42	664,49	477.211,00	49,83%
Trasmisión	162.999.141,70	163,00	117.059,00	12,22%
Alumbrado Público	16.875.136,46	16,88	12.119,00	1,27%
Total	1.333.489.463,00	1.333,49	957.655,00	100,00%

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

ARESEP: CANON DE REGULACIÓN 2018 ALCANCE GACETA No. 248	
(colones)	
Canon de Regulación	1.455.520.902,00
Canon de Calidad	-122.031.439,00
Total del Canon	1.333.489.463,00

En la tarifaria del 2016 la Intendencia de Energía reconoció por concepto de canon de regulación ϕ 1.460,34 millones según alcance 206 de la gaceta del 23 de octubre del 2015. Sin embargo, en la liquidación del año 2016 el ICE reporta entre todos los sistemas un gasto de ϕ 1 710,95, al respecto se consultó en la Dirección de Finanzas de ARESEP el detalle de los pagos efectuados por el ICE y se indicó que el total recaudado de ϕ 1 460 335 491,00, no hubo ningún atraso en los pagos.

Adicionalmente en la liquidación no presenta justificaciones razonables de la variación del canon, por todo lo anterior para el sistema de alumbrado público el monto correspondiente al canon del 2018 es de ϕ 16,88 millones, y reconociendo el efecto de la liquidación el monto proyectado por ARESEP para el 2018 es de ϕ 1,46 millones.

Cuadro No 21
Actividad de alumbrado público, ICE
Comparativo canon 2016 y el ejecutado
Datos en millones de colones

Servicio	Monto 2018 millones	Canon Tarifaria 2016 Millones	Real 2016 ICE Millones	Diferencia
Distribución	489,12	579,25	671,75	-92,50
Generación	664,49	440,54	644,90	-204,36
Trasmisión	163,00	293,69	262,86	30,83
Alumbrado Público	16,88	146,85	131,43	15,42
Total	1.333,49	1.460,34	1.710,95	-250,61

Fuente: IE

Cuadro No 22
Actividad de alumbrado público, ICE
Proyección de canon de regulación – efecto liquidación tarifaria, 2018
Datos en millones de colones

Servicio	Monto 2018 millones	Efecto Liquidación 2016 millones	Proyección Canon 2018 millones
<i>Distribución</i>	489,12		489,12
<i>Generación</i>	664,49		664,49
<i>Trasmisión</i>	163,00	30,83	132,17
<i>Alumbrado Público</i>	16,88	15,42	1,46
Total	1.333,49	46,25	1.287,24

Fuente: IE

- **Gastos por partidas amortizables e intangibles**

Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por el ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de software y licencias, indicando mes, año de adquisición, vida útil, monto de adquisición, amortización y las adiciones con las respectivas justificaciones de adquisiciones de activos para los años proyectados; en cuanto a la vida útil el promedio del software y licencias es de 36 meses; lo cual da como resultado una vida útil de 3 años, a partir del año 2017 se crea una clase nueva con una vida útil de 12 meses.

En el análisis se excluyó dentro de la gerencia de electricidad lo correspondiente al negocio de Ingeniería y Construcción ya que pertenecen a una actividad no regulada, vale mencionar que en el archivo “METOD_PARTIDAS AMORT_2016-2018” la asignación de la gerencia de electricidad es únicamente entre los servicios regulados, no otorgándoles ningún peso a las demás actividades del ICE no reguladas por la ARESEP.

Los porcentajes de distribución enviados por el ICE para la gerencia de electricidad son los siguientes:

Sistemas	% Asignación
Generación	41,23%
Transmisión	16,75%
Operación Integrada S.E.N.	2,40%
Distribución	39,62%
Alumbrado Publico	00,00%
	100,00%

En la tarifaria del 2016 la ARESEP le otorgo al ICE ¢ 31,44 millones en el sistema de alumbrado público, de los cuales ejecutaron ¢6,79 millones, quedando una diferencia de ¢24,65 millones no gastados, en la información de la liquidación el ICE no argumenta la variación del gasto por todo lo anterior la solicitud de la cuenta en el año 2017 es de ¢2,41 millones y para el 2018 ¢2,43 millones, mismos montos reconocidos por la Intendencia de Energía, sin embargo al aplicar el efecto de la liquidación en el 2018 el monto a reconocer es de -¢22,22 millones

Cuadro No. 23
Gastos por partidas amortizables e intangibles
(Millones de colones)

SISTEMA	2.017	2.018	Efecto liquidación	
ALUMBRADO PUBLICO	2,41	2,43	-	22,22

Fuente: IE

- **Seguros**

Para la estimación de la cuenta se utilizó el detalle de los activos asegurados enviado por el ICE para la póliza Todo Riesgo a la Propiedad, entre las coberturas que contempla se encuentran riesgos por daño físico que incluye actos terroristas, terremoto, inundación, vientos tormentosos, incendio, rayo, explosión, robo y/o asalto con violencia y/o intimidación de personas, con exclusión de dinero y valores transferibles en dinero, rotura de maquinaria, explosión de calderas, remoción de escombros, entre otros.

Dentro del negocio de electricidad el ICE está registrando seguros por ¢106.066,23 como otros activos en operación, sin embargo, no está aportando el detalle de los activos que lo conforman, por lo que es importante para próximos estudios tarifarios que presenten el desglose, con las respectivas justificaciones de los activos que están asegurando.

Para el sistema de alumbrado público el ICE esperaba para el 2018 ¢12.06 millones, sin embargo, en la tarifaria del 2016 ARESEP otorgo al ICE ¢12.98 millones de los cuales solo ejecuto ¢7.11 millones, quedando un remanente de ¢5.87 millones. Por lo tanto, el monto correspondiente al 2018 es de ¢11.58 millones, pero al aplicar el efecto de la liquidación, el monto a reconocer en la proyección del 2018 es de ¢5.71 millones.

Vale mencionar que en la liquidación de la tarifaria del 2016 el ICE no aportó justificaciones razonables que sustenten la variación entre lo otorgado y lo ejecutado en el 2016.

Cuadro No 24
Actividad de alumbrado público, ICE
Proyección de gastos por seguros (prima)
Datos en millones de colones

Obras	2018	Liquidación 2016	Proyección 2018
Sub total Negocio Generación	7.265,49	3.310,95	3.954,55
Sub total Negocio de Transmisión	303,78	17,06	286,72
Sub total Negocio de Distribución	88,06	3,61	84,46
Alumbrado Público	11,58	5,87	5,71
Total Negocio Electricidad	7.668,92	3.337,49	4.331,43

Fuente: IE

iii. Análisis de resultados:

Como resultado del análisis que precede para la actividad de distribución que presta el ICE; se observa una disminución del 10,9% en los gastos y costos totales respecto a los propuestos por la petente para el periodo 2018, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No 25
Actividad de alumbrado público, ICE
Resumen de costos y gastos de operación
(millones de colones)

COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	ICE	Aresep	Δ abs	Δ %	Peso
Operación y Mantenimiento Alumbrado Público	1.501,16	1.403,09	(98,08)	-6,5%	4,5%
Servicios de regulación	127,01	16,88	(110,14)	-86,7%	5,1%
Administrativos	1.426,00	1.377,73	(48,27)	-3,4%	2,2%
Seguros	12,06	11,58	(0,48)	-4,0%	0,0%
Depreciación activos en operación	862,79	618,09	(244,70)	-28,4%	11,3%
Depreciación otros activos en operación	44,62	42,92	(1,70)	-3,8%	0,1%
Absorción de partidas amortizables e intangibles	2,43	2,43	0,00	0,2%	0,0%
Energía y Potencia alumbrado	8.627,10	7.075,28	(1.551,82)	-18,0%	71,4%
Gestión productiva	501,10	381,68	(119,42)	-23,8%	5,5%
TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	13.104,27	10.929,68	(2.174,59)	-16,6%	100,0%

Fuente: Elaboración 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 alumbrado público que presta el ICE requiere ingresos por ₡11 191,6 millones para el periodo 2018, por concepto de ventas de energía, el cual entraría a regir el 1 de enero del 2018, para un nivel de rédito para el desarrollo del 4,99% (ajustado por redondeo conforme a las condiciones de mercado y financieras).

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 el ICE se explica principalmente por las siguientes razones:

- 1. Servicio de regulación: de acuerdo con el análisis realizado para dicha partida, se determinó una disminución del 86,7%, como resultado del ajuste de las cuentas contables, considerando que no presentan un respaldo razonable que justifique lo solicitado por el petente.*
- 2. Activo fijo neto promedio: son ₡4 789,1 millones menores respecto a lo solicitado por el ICE para el periodo 2018 debido al proceso de liquidación, las inspecciones y los cronogramas de cada una de las obras.*
- 3. Depreciación: el gasto por depreciación se recortó en un 28,4% (₡244,7 millones) respecto a lo propuesto por el ICE, siendo la razón de la rebaja el proceso de liquidación.*

4. *Remuneraciones: En lo que respecta al gasto en remuneraciones, la rebajad de ¢271,5 millones responde a la liquidación tarifaria presentada por el ICE, considerando que al analizar el gasto real del 2016 para la cuenta 931 correspondiente a “Centros de Servicios”, esta registró un nivel de ejecución inferior respecto a lo proyectado por este Ente Regulador en la respectiva fijación tarifaria.*
5. *Liquidación tarifaria: en lo que respecta a la estimación de la liquidación del periodo 2016 (diferencia entre lo aprobado por Aresep y el resultado obtenido por el ICE), es necesario hacer dos aclaraciones que condicionaron el análisis, i) el diferencial obtenido de dicha comparación (proyectado versus lo real) no fue adicionado por el ICE en su pretensión tarifaria, motivo por el cual el 25,79% de ajuste solicitado no incorpora la proporción de esas diferencias estimadas por el ICE y ii) las justificaciones aportadas por la empresa no permiten determinar la pertinencia y validación necesaria para respaldar el haber realizado un gasto mayor al aprobado en su momento por el Ente Regulador[...]*

[...]

V. CONCLUSIONES:

1. *El Instituto Costarricense de Electricidad solicitó un ajuste del 25,79 % en la tarifa de la actividad de alumbrado público que presta, a partir del 1 de enero del 2018.*
2. *Como resultado del análisis tarifario realizado por este Ente Regulador se recortó en costos y gastos ¢ 2 174,59 millones, donde sobresalen los gastos de servicio de regulación (¢110,14 millones), el gasto por depreciación (¢244,7 millones), energía y potencia alumbrado (¢ 1 551,82 millones), gestión productiva (¢119,42 millones) entre otras partidas. A la luz de lo anterior, se tomó en consideración para obtener la tarifa promedio sólo el 82,5% de los ingresos solicitados por el ICE.*
3. *En lo que respecta a la contabilidad regulatoria, el ICE no cumplió con el nivel de desagregación y la homologación solicitada por la Intendencia de Energía, según la resolución RIE-068-2016, siendo un obstáculo para el presente análisis tarifario, ya que los formularios aportados no presentan el desglose adecuado de las cuentas, a tal punto que las partidas de Centros de Servicio, conocida como “contables”, previo a la aplicación de la contabilidad regulatoria, para este estudio tarifario se incorporó en una partida llamada “Otros”, imposibilitando el determinar lo que se registra en ella.*

4. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone una reducción del 11,2% en las tarifas de la actividad de alumbrado público que presta el ICE, sobre la base sin combustibles, la cual regirá a partir del 1 de enero del 2018 [...]*

II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 2013-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. representada por Omar Miranda Murillo, (visible a folios 180 al 191, 192 al 201 y 202 al 209):

- a. *Rechazar en todos sus extremos la solicitud tarifaria ordinaria de ICE-Generación analizado en el expediente citado en la referencia.*
- b. *Indicar técnica y jurídicamente las diferencias que existen en las estructuras tarifarias T-SD y T-UD y qué tipos de usuarios pueden acceder a cada estructura tarifaria, así como las condiciones técnicas y comerciales que debe cumplir ese usuario.*
- c. *Que se gestione internamente la aprobación de una nueva metodología tarifaria de carácter extraordinario para que cuando se varíen las tarifas de generación y distribución se traslade de forma automática al aumento a las tarifas de distribución, evitando así los rezagos financieros y consiguiente costo.*
- d. *Indicar la metodología para estimación de las importaciones de forma mensual y por franja horaria para las siguientes presentaciones de estudios ordinarios adjuntar la estimación explícita y detallada.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- a. *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y garantizar el equilibrio financiero tanto para la empresa como para el usuario final, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

- b. *En lo que respecta a la aplicación de las tarifas T-SD y T-UD, mediante la resolución RIE-054-2017, se estableció los requisitos que deben cumplir sus usuarios, los cuales se proceden a indicar:*

Tarifa T-SD Ventas a empresa de distribución.

A. *Aplicación:* *Para el suministro de energía y potencia en media tensión a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.*

B. *Características del servicio:*

Medición: *Un sistema integral compuesto por los sistemas de medición, a media tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicados en los puntos de entrega (barras de media tensión de subestaciones de transmisión del ICE) a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago, Empresa de Servicios Públicos de Heredia y Cooperativas de Electrificación Rural.*

Disponibilidad: *En barras de media tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.*

Mientras que por su parte los usuarios de la tarifa T-UD deben cumplir las siguientes condiciones:

Tarifa T-UD: Abonados directos del servicio de generación del ICE.

A. *Aplicación:* *Para el suministro de energía y potencia en alta tensión a clientes directos del servicio de generación del ICE.*

B. *Características del servicio:*

Medición: *Un sistema de medición, a alta tensión, trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega (barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del ICE).*

Disponibilidad: *En las barras de alta tensión de subestaciones de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad.*

De este modo la primera es para venta exclusiva a empresas distribuidoras, con las características técnicas y sistema de medición indicado anteriormente, mientras que la segunda corresponde a clientes finales, que compren energía de modo directo al ICE-Generación en las líneas de alta tensión del ICE.

- c. *En lo que respecta a la metodología tarifaria de carácter extraordinario correspondiente al sistema de generación y distribución, la cual traslada de forma automática el aumento del costo de la energía a las empresas distribuidoras, tal y como lo establece la resolución RRG-215-2010 del 16 de marzo del 2010. En este sentido, se indica que una vez fijada la señal de precio para el ICE, se procederá a valorar la aplicación de ajuste de oficio, en los términos que corresponda, con el fin de evitar los desfases referidos. Adicionalmente, el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) de la Autoridad Regulatoria, está trabajando en una nueva metodología tarifaria, de tal manera que permita sincronizar las fijaciones tarifarias realizadas al ICE con las extraordinarias de las restantes empresas distribuidoras, de tal manera que se eviten rezagos y transferencia de costos en plazos menores.*
- d. *En el estudio tarifario del ICE se incluye la cantidad de energía en GWh y en millones de colones correspondiente a las importaciones de acuerdo con las proyecciones en unidades físicas presentadas por el ICE, considerando que es el único autorizado para realizar las mismas. Pero a su vez se aclara, que la Intendencia de Energía, realiza una liquidación de las importaciones en cada estudio tarifario, que consiste en la diferencia entre el valor estimado y aprobado por Aresep en el estudio de ajuste tarifario respectivo y el valor real para las importaciones del MER.*

2. La Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli (visible a folios 310 a 362):

- a. *En el servicio de distribución:*
 - i. *Por tanto, se solicita a la Aresep reformular el pliego tarifario, para que cumpliendo con la ley de Aresep de asociar las tarifas al costo, se asocie la tarifa de cada sector al costo que provoca atender el servicio, lo que unido a las políticas sectoriales del MINAE emitidas en los últimos dos gobiernos, se logre una tarifa competitiva de media tensión para la industria costarricense, como se ha logrado en países desarrollados.*
 - ii. *Solicitamos a la Aresep, proceda a realizar las consideraciones técnicas, económicas, sociales y de sentido común, que le permitan justificar una rebaja en las tarifas eléctricas, para que se cobre a los consumidores la tarifa que cubra la inversión y costo requerido para brindar el servicio – artículo 3, inciso b), artículo 4 inciso a) a d) y artículo 32 de la Ley 7593 Ley de Autoridad Reguladora, no excesos indebidos, pues la ley ampara a los consumidores, no tienen que aceptar que erogaciones innecesarias para brindar el servicio, no son*

los consumidores los responsables de esas decisiones que están afectando exageradamente las tarifas.

- iii. Considerando los elementos técnicos que justifican una tarifa competitiva para la industria, y la experiencia del año 2016 en que operó la TMT b sin el parámetro de 90% de factor de carga, tarifa que fue eliminada desde enero 2017, se solicita acelerar los procesos para restablecer una tarifa competitiva para la industria electrointensiva.*
- iv. Se solicita a la Aresep, investigar las razones de ese decrecimiento del 2017 en la demanda eléctrica y revisar el dato realista de crecer un 1,4% sobre un número menor al del 2016 incluso. Lo anterior por el efecto directo que causa esta estimación en la tarifa que se otorgue para el 2018.*
- v. Con respecto al tipo de cambio usado por el ICE, se solicita a la Aresep, actualizar con detenimiento las cifras del ICE, pues el entorno macroeconómico ha cambiado y hoy en el mercado no hay expectativas de devaluación, por el contrario, en los últimos días el tipo de cambio ha estado por debajo del observado en Setiembre 2017.*
- vi. En cuanto a las pérdidas de electricidad que reporta el ICE y que se deduce son superiores a todas las otras empresas eléctricas del país y que afecta las tarifas que pagamos los consumidores, se solicita a la Aresep establecer un parámetro que conduzca a mayor eficiencia. Una forma efectiva para lograr ese objetivo es castigando al operador recortando los ingresos que le están permitiendo esa práctica ineficiente. Así no solo se modera un aumento tan fuerte en las tarifas sino se obliga al operador a hacer un esfuerzo por evitarlas, como ya lo están haciendo otras empresas en el país.*
- vii. Ante esa práctica de solicitar presupuestos de gastos superiores a los que realmente son requeridos para brindar el servicio, que se respalda con evidencia, se solicita a la Aresep que se continúe vigilante y se apliquen los rebajos respectivos, para evitar se burle la ley de Aresep que exige se cobren en tarifa solo los gastos requeridos para brindar el servicio. Incluso se evalúe el tipo de sanción por no sujetarse a la ley de Aresep y por recurrencia.*
- viii. Se solicita a la Aresep una vigilancia estricta de los gastos aprobados contra los realmente ejecutados, pues pareciera que no hay ningún respeto por lograr los gastos que han sido aprobados en tarifa, más bien pareciera que no importa al operador lo que realmente aprobó la Aresep, pues se puede saltar el gasto sin tener el contenido*

económico respaldado en tarifas, esperanzados en que en algún momento futuro lograrán que Aresep les apruebe el aumento.

- ix. No permitir esos aumentos abruptos en rubros como Energía y Potencia, Peaje, Operación y mantenimiento y gestión productiva, pues no es consistente aumentar las ventas un 1,65% y pretender un aumento en los gastos relacionados con las ventas en un 24% o 34%, pues evidentemente son desproporcionados. Amparado en el artículo 32 inciso d) “Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.” Si al aplicar la metodología al pie de la letra, se encuentran esas inconsistencias, es razonable que el Regulador se aparte del criterio técnico y por razones de conveniencia, económicas, sociales y de interés común de la gran mayoría de consumidores, modere el aumento pretendido por el ICE.*
- x. Considerando que la oferta de electricidad ha crecido en los últimos años más allá de las necesidades y considerando que no es fácil aumentar la demanda eléctrica en el corto plazo con transporte eléctrico o alguna otra dinamización de la economía, se solicita que como una forma de buscar tarifas competitivas para el país, se exija al ICE una estrategia y meta de exportación anual, aprovechando esa válvula de escape en todos los momentos que es viable y por qué no definir un porcentaje de esa oferta total permanentemente para la exportación, y se saque ventaja tanto de la línea SIEPAC, como de la ventaja competitiva en generación con Renovables. Lo anterior ante la obligación legal de brindar el servicio en forma óptima según la Ley de Aresep, Art. 4 inciso f).*
- xi. Por tanto, se solicita a Aresep que considere en la resolución de tarifas para el año 2018 que en cuanto al rédito para desarrollo proyectado para 2017 en el caso de distribución se otorgaron 1 396 millones más de lo que corresponde, aspecto que permite moderar el exorbitante aumento solicitado por el ICE.*

b. En el servicio de generación:

- xii. Se solicita a la Aresep mantener la estricta vigilancia para que una inversión tan importante y cuestionada por no ser realmente un embalse que permite trasladar agua de estación lluviosa a seca como lo logra el embalse de Arrenal, así como por el bajo factor de planta y el excesivo costo que se realizó sobre los planes de inversión original, para evitar que se castigue al consumidor, se afecte la competitividad del sector eléctrico costarricense y sus tarifas que repercuten en la competitividad del país.*

xiii. *Solicitamos a la Aresep ser firme en la contabilidad regulatoria, pues no es de recibo que en los gastos más controlables localmente por el operador como son operación y mantenimiento, administrativos y gestión productiva se solicite un aumento de 9%, cuando inflación proyectada es una tercera parte. Asimismo, ante la evidente práctica del operador de solicitar más de lo que necesita se realice el recorte correspondiente en cada rubro de gastos, pues en los últimos años el ICE ha solicitado en promedio un 11,66% más de lo requerido en los costos y gastos de generación.*

xiv. *En relación con los cuestionamientos al despacho de plantas no económico que argumenta el ICE, solicitamos a la Aresep atender la presente situación por el interés de los consumidores, porque no puede permitir la Aresep que el Centro de Control de Energía del ICE que es de todos los costarricenses, no realice un despacho económico, que garantice a las tarifas más bajas posibles para los consumidores de electricidad en el país.*

xv. *En relación con los alquileres operativos de instalaciones, se solicita a la Aresep una acción proactiva para que el uso de esta forma de financiar proyectos no siga castigando las tarifas de los usuarios.*

xvi. *En relación con pagos excesivos de combustibles para generar electricidad, se solicita a la Aresep incorporar en el expediente la sentencia del 133-2016 del Tribunal Contencioso Administrativo que indemniza al ICE por no ser su culpa, el gasto de diésel en vez de búnker en los combustibles usados para generación. Y se solicita proceder con la rebaja en las tarifas que devuelve a los consumidores 7,000 millones de colones pagados de más de forma innecesaria. Lo anterior al menos para el año 2018 aliviaría el alto costo de la electricidad.*

c. *En el servicio de transmisión:*

xvii. *En el caso de la depreciación de activos de transmisión, consideramos de interés revisar el valor de las inversiones pues si bien la línea SIEPAC, introduce un costo importante, prácticamente se duplicó en pocos años la base tarifaria y la depreciación en los 13 años analizados se multiplicó por 4,2 y se solicita un aumento de un 16% con prácticamente la misma base tarifaria entre 2017 y 2018.*

xviii. *Por la importancia del rubro de alquileres operativos que ya pesa un 12% de los costos totales de peaje, solicitamos a la Aresep se evalúe la conveniencia de utilizar el mecanismo en este sistema, pues siendo el ICE el monopolio absoluto en este sistema, que tiene sus ingresos*

garantizados, no vemos necesario que se use ese subterfugio jurídico para financiar obras en este sistema, que ya se sabe de antemano tiene un efecto nefasto en las tarifas actuales.

- xix.** *Se solicitan por tanto rechazar el aumento pretendido para el sistema de transmisión, que ha mantenido sostenidos aumentos de tarifa y para el año 2017 ya proyecta gastar un 10% menos de lo solicitado en gastos por el ICE para ese mismo año.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

En el servicio de distribución.

- i.** *La Ley No. 7593 establece en el artículo 3 la definición de servicio al costo como:*

“(…)

Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manea que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”.

Tal como se puede ver, este principio se define para el servicio público como tal, considerando las estructuras de las empresas y no las características de cada abonado. Por lo que en cada petición tarifaria se realizan los análisis, procurando que se consideren solamente los costos necesarios para brindar el servicio y excluyendo los gastos desproporcionados, excesivos o no justificados.

En lo que respecta al precio fijado para la tarifa T- MTb y condiciones técnicas que deben de cumplir las empresas para su debida aplicación, están definidas según el Decreto N° 39219-MINAE que establece como objetivo específico 3.2.3 “Ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas de la energía eléctrica” y dentro de las cuales se encuentra la tarifa T-MTb y cuyo ejecutor es la Aresep” y con los objetivos del VII Plan Nacional de Energía (PNE). En este sentido, la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593 establece:

“(…)

Se afirma la independencia de la Aresep en el cumplimiento de sus funciones, al establecer que esta institución no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo, con excepción de las orientaciones del Plan Nacional de Desarrollo y de los planes y políticas sectoriales”.

Sin embargo, la Autoridad Reguladora reitera que toda política emitida por parte del Poder Ejecutivo relacionada con temas tarifarios, deberá de garantizar de previo la sostenibilidad de la misma, con objetivos bien formulados, mecanismos de permitan medir los resultados y que al ser aplicado no genere incertidumbre y costos entre los diferentes actores en el mercado eléctrico nacional en el corto y mediano plazo.

- ii. Se le hace saber al oponente que es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando por que en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que estable el artículo 31 de la Ley No. 7593.*

- iii. En relación con la tarifa T- MTb, se indica que por medio del decreto ejecutivo N° 40509-MINAE se promulgó el Plan intersectorial para el establecimiento de una tarifa eléctrica preferencial para la conservación y mejora del empleo en empresas electro-intensivas, cuya implementación es responsabilidad de Autoridad Reguladora.*

Sin embargo, hay que tener presente que este plan prevé dos fuentes de financiamiento: primero, los ingresos por las exportaciones que Costa Rica realiza al Mercado Eléctrico Regional (MER) y segundo, los ingresos que se trasladarán mediante un mecanismo de compensación instruido en el Decreto N°40508-MINAE: “Plan Intersectorial para la aplicación de mecanismos de apoyo a grupos sociales vulnerables desde el Sector Eléctrico”.

Lo anterior implica que la viabilidad de esta tarifa depende de los recursos disponibles de estas dos fuentes de financiamiento, de tal forma que el decreto ejecutivo N° 40509-MINAE está estrechamente vinculado con decreto N° 40508-MINAE. Al respecto, señalar que último plan se encuentra en la fase de valoración técnica, a la espera de la información de los hogares beneficiados que el IMAS debe aportar, insumo clave para el análisis económico de la sostenibilidad financiera del beneficio.

- iv. Respecto a la demanda eléctrica, se indica que durante la petición tarifaria los técnicos de la Intendencia de Energía (IE) realizan un análisis de mercado independiente, con base en la información disponibles, para apoyar la toma de decisiones. En este análisis de*

mercado se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ICE, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia, además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

- v. En relación con el tipo de cambio, se indica que el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.*
- vi. Se aclara que el porcentaje de pérdidas del ICE para el 2017 se encuentran por debajo del promedio de la industria. Pero además es importante mencionar que la metodología establece que el porcentaje de pérdidas que se toma para efectos del cálculo tarifario es el valor promedio de la industria, evitando que se consideren porcentajes por encima de este valor.*
- vii. Se reitera que todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis técnico riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*
- viii. Se indica que de conformidad con la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital No. 63 del 10 de agosto del 2015, las diferencias que se registran entre los costos y gastos fijados por la Intendencia de Energía y los obtenidos en este caso por el ICE en el ejercicio de sus actividades, están sujetas al mecanismo de “liquidación tarifaria”, cuyos detalles que pueden ser valorados en el apartado correspondiente de este informe.*
- ix. Es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si está relacionada con la prestación del servicio público. Además, se analiza su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada*

cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, se determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley No. 7593.

- x. La Autoridad Reguladora, en el ámbito de su competencia, ha instado al CENCE para que como operador del sistema aproveche las oportunidades que brinda el MER para optimizar el Sistema Eléctrico Nacional. Estos esfuerzos se pueden valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Unido a lo anterior, la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE y genera reportes sobre la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales están disponibles para consulta ciudadana en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.*

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

- xi. El rédito para el desarrollo está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. La IE realiza un análisis riguroso para*

incorporar lo que corresponde, considerando lo relacionado a la prestación del servicio, ya que otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

d. En el servicio de generación:

***xii.** La Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por fortalecer el proceso de inversiones, mediante la emisión de resoluciones que permiten la estandarización de los formatos de presentación de la información tanto para los estudios tarifarios como para los datos periódicos de seguimiento, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática. Lo anterior se complementa con las inspecciones de campo que realizan los técnicos para verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos, lo que se realiza para las diferentes plantas, tanto las que ya se encuentran en funcionamiento como las que aún están en fase de pre-inversión, velando por el objetivo de esta Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.*

***xiii.** Respecto a la contabilidad regulatoria, se indica que actualmente se encuentra vigente la resolución RIE-068-2016, la cual solicita la entrega de los planes de cuenta, así como los estados financieros regulatorios anuales y trimestrales, lo cual permite estandarizar la información financiero-contable, lo que permite obtener beneficios tanto para los prestadores de servicio, como para los usuarios y el regulador, toda vez que mediante éste se incrementa la transparencia de la información, aumenta la credibilidad, disminuye la incertidumbre, se limita la discrecionalidad de la regulación, permitiendo el acceso oportuno a la información para alcanzar una gestión más eficiente y por ende el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

El ICE realizó la entrega de los anexos de la resolución RIE-068-2016 recientemente, y el equipo de la Intendencia de Energía realizó un análisis riguroso de esta información, para verificar el fondo de la misma y solicitar los ajustes si fuera necesario, para de esta manera percibir los beneficios que se mencionan en el párrafo anterior. Además, la IE seguirá velando porque las empresas del sector continúen cumpliendo con los requisitos referentes a la simplificación y estandarización de la información financiero-contable.

- xiv.** *La Intendencia de energía da seguimiento a la operación que realiza el CENCE del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), y de los análisis de la operación, se observa que el CENCE realiza un pre-despacho con un software que optimiza la generación de las plantas eléctricas del SEN, el CENCE sigue este pre-despacho y atiende las desviaciones con los recursos disponibles siendo siempre la última opción las plantas térmicas, la cuáles de ser necesarias son puestas en línea por orden de mérito económico. Así mismo cuando se detecta una inconsistencia en el despacho, la IE solicita al CENCE que informe al respecto las justificaciones del caso, de manera tal que se asegure que las plantas se despachen de manera óptima y lo más económica posible.*

Cabe mencionar que el CENCE gestiona únicamente las plantas del ICE y que cada distribuidora con generación realiza, por ley, su propia gestión sin tomar necesariamente en cuenta la optimización del Sistema Eléctrico Nacional. A pesar de esto, el CENCE atiende las desviaciones de todas las plantas del país (generación privada, generación de distribuidoras y generación ICE) con los recursos renovables disponibles siendo siempre la última opción el recurso térmico.

- xv.** *En relación con los alquileres operativos, se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 se indica que*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...

“(...

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

xvi. *Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.*

e. En el servicio de transmisión:

xvii. *La Intendencia de Energía ha fortalecido el proceso de inversiones, mediante el análisis técnico e inspecciones de campo, como se indicó para el sistema de generación. A su vez, la IE realiza el análisis de cada una de las cuentas, así como las justificaciones aportadas en este caso por el ICE, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley 7593.*

xviii. *En relación con los alquileres operativos, se reitera lo indicado en el sistema de generación, en donde se indica que en el artículo 31 de la Ley 7593 señala:*

“(...) al fijar tarifas de los servicios públicos se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables: “(...)

“(...)”

b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago, y sus costos efectivos; entre ellos, pero no

limitados a esquemas tipo B (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados “(...)

Por lo que es obligación de la Aresep considerar las diferentes estructuras de financiamiento, incluyendo los arrendamientos operativos. Sin embargo, es importante mencionar que la IE realiza un análisis de cada proyecto incluyendo su estructura de financiamiento en cada fijación tarifaria, con el propósito de incorporar lo que corresponda, siempre bajo el objetivo de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos.

Resulta relevante indicar que, en relación con los arrendamientos, a partir del año 2019 la NIIF 16 sustituirá la NIC 17, lo que implicará que a partir del 1 de enero de ese año introduce un modelo de contabilización de los arrendamientos único en el que se reconocen los activos y pasivos de los arrendamientos mayores a 12 meses, a menos de que el activo subyacente sea de bajo valor. Es decir, que cambia la figura de arrendamientos operativos debiendo registrarse como financieros con solo la excepción de los menores a 12 meses o de bajo valor. Sin embargo, es importante considerar que el ICE aún no ha implementado las NIIF y se aclara que no le corresponde a la Autoridad Reguladora determinar el plazo para su implementación, sino al Ministerio de Hacienda.

- xix.** *Todo estudio tarifario propuesto por las empresas reguladas es sometido a un análisis riguroso por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que lo que se vaya a resolver debe estar debidamente justificado, de conformidad con el principio de servicio al costo y el equilibrio financiero de la empresa, así como los derechos de los usuarios, según la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley No. 7593.*

3. La Defensoría de los Habitantes, representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, (visible a folios 363 al 376, 377 al 391).

a. *En el servicio de generación:*

- i.** *Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito para el desarrollo para este sistema, de manera que si considera apropiado (para el año 2018), el rédito*

para el desarrollo resultante a tarifas actuales (2,21%) no se apruebe ajuste alguno para este sistema

- ii. Premisas económicas: Se requiere de una revisión del aumento proyectado del 4,83% en la estructura de costos de este sistema, ya que la Defensoría considera que utilizar las Premisas Económicas tal y como están presentadas en las solicitudes del ICE, constituye un error técnico que tiende a inflar los costos y gastos proyectados para los años 2017 y 2018 y; por ende, se incrementa innecesariamente el ajuste tarifario requerido por costos propios para el sistema de generación. Debido a lo anterior, recomienda a la Autoridad Reguladora descartar las actuales solicitudes tarifarias y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva; la que, incluso, ya no necesitaría estimar los costos y gastos para el año 2017, porque a enero de 2018 se dispondría del resultado contable del ejercicio de 2017 y las nuevas proyecciones del BCCR.*
- iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado, de manera que se ajusten las estimaciones de inversión para este sistema según lo realmente factible y no se incrementen innecesariamente tarifas a los usuarios.*

b. En el servicio de transmisión:

- i. Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (5,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- ii. Premisas económicas: Realizar una revisión de los datos de gasto y costo estimados para el año base 2017 y 2018 y las explicaciones dadas por el ICE para justificar estos crecimientos tan erráticos y no consistentes con la información efectiva del año 2016 y solicitar al ICE la elaboración de una propuesta nueva basada en los resultados contables del año 2017 y las nuevas proyecciones sobre inflación y devaluación del BCCR.*
- iii. Inversiones: Revisar el programa de inversiones planteado por el ICE para el 2018, el cual se sustentaría en parte por los mayores ingresos que se obtendrían con el incremento tarifario solicitado. Debe considerarse que si el ICE sub-ejecuta parte de la inversión que autorice la Aresep para el 2018, se le estarían reconociendo ingresos para estos propósitos por encima de lo realmente utilizable.*

c. *En el servicio de distribución:*

- iv. *Premisas económicas: Es necesario ajustar las premisas económicas utilizadas para proyectar el crecimiento de la estructura de costos de distribución en los años 2017 y 2018. Por lo que recomienda desechar la solicitud tarifaria para el sistema de distribución por basarse en premisas económicas no congruentes con la coyuntura actual interna y externa.*
- v. *Rédito para el desarrollo: Solicita a la Autoridad Regulatoria definir, según la experiencia y las particularidades de este servicio público, un valor apropiado del rédito para el desarrollo inferior al pretendido por el operador (4,24%) se ajuste la tarifa, según el rédito autorizado.*
- vi. *Inversiones: Ajustar las proyecciones de inversión del ICE de acuerdo con lo que es factible desarrollar para el año 2018, esto por cuanto, según anteriores solicitudes la Institución no ha mantenido un nivel estable de ejecución de las inversiones autorizadas por la Aresep en el sistema de distribución, por lo que si se sub-ejecuta se estaría aumentando innecesariamente las tarifas eléctricas.*

En atención a los temas comentados por el oponente para los sistemas de distribución, generación y transmisión, se le indica agrupando los temas referidos lo siguiente:

Premisas económicas: el análisis y estimaciones que realiza la Intendencia de Energía de los diferentes rubros que componen la petición tarifaria propuesta por el ICE, está supeditada al Programa Macroeconómico realizado por el Banco Central de Costa Rica para el periodo 2017-2018, que es el más actualizado, considerando el plazo en que el Instituto presentó la petición tarifaria.

Es pertinente aclarar que no todas las cuentas presentan el mismo comportamiento. En efecto, dependiendo de su naturaleza se verán afectadas por las premisas económicas como, por ejemplo, la inflación o el tipo de cambio, mientras que otras no necesariamente se vinculan a estos por ser no recurrentes u otro aspecto que puedan presentar. En este sentido, es importante indicar que cada cuenta, está sujeta a un análisis por parte del equipo técnico de la Autoridad Reguladora con el objetivo de determinar si es necesario para brindar el servicio público, su peso relativo, así como su recurrencia en el tiempo, tomando en consideración la justificación aportada en este caso por el ICE. Una vez que analizan las particularidades de cada cuenta para verificar los aspectos antes mencionados, finalmente se

determina si se encuentra justificado adecuadamente para que sea considerado a nivel tarifario.

Lo anterior como parte de la obligación de esta Autoridad Reguladora, de fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio o que sean desproporcionados.

Análisis de inversiones: la Intendencia de Energía en los últimos años ha realizado un esfuerzo por estandarizar los formatos de presentación de la información, tanto para inversiones como para adiciones y retiros de activos, de tal manera que la información aportada por las empresas reguladas pueda ser analizada de una manera más objetiva, coherente y sistemática, evitando con ello la doble incorporación de rubros que en el pasado han sido reconocidos vía tarifa y por situaciones propias de las empresas no se ejecutaron. Los formularios de inversiones se emitieron mediante la resolución RIE-103-2016, la cual se encuentra publicada en la página web de Aresep con sus respectivos anexos.

Al contar con formatos estandarizados se pueden comparar más fácilmente los diferentes rubros reconocidos en fijaciones anterior, con el propósito de evitar duplicidades. A su vez, se contempla la sub-ejecución de las inversiones dentro del análisis, realizando los ajustes necesarios y se solicitan las justificaciones del caso a los operadores, lo anterior no solo en el transcurso del estudio tarifario si no a través de los formularios de inversiones que las empresas deben presentar de manera periódica. Asimismo, se programan inspecciones de campo con el fin de verificar en el sitio lo indicado en los diferentes documentos.

Rédito para el desarrollo: es importante recalcar la trascendencia del rédito para el desarrollo en las fijaciones tarifarias, en el entendido que dicho rubro, está destinado a atender las inversiones (micro-inversiones), así como obligaciones de deuda como resultado de las macro-inversiones o inversiones que requirieron un endeudamiento de largo plazo. El otorgar o solicitar un porcentaje menor al obtenido mediante la metodología CAPM / WACC, estaría afectando en el corto plazo la capacidad de la empresa de atender su plan de inversiones y por ende poniendo en riesgo la continuidad y confiabilidad del servicio regulado.

4. La Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, representado por el señor Carlos Roldán Villalobos (visible a folios 402 a 430).

- a. *Rechazar las solicitudes de aumento en las tarifas eléctricas del ICE presentadas bajo los expedientes ET-069, 064, 065 y 066-2017 por considerar que el ICE está en capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
- b. *Contemplar todo lo señalado en esta petitoria al momento de analizar las solicitudes presentadas por el ICE*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

El modelo general para determinar el ajuste porcentual a reconocer en la fijación tarifaria, se basa en el enfoque regulatorio de tasa de retorno, el cual establece que la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que se regula, bajo condiciones de calidad establecidas, pero además garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa de rédito y la base tarifaria.

A su vez, es obligación de esta Autoridad Reguladora, fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos, los cuales se realizan bajo el principio de servicio al costo, velando porque en las solicitudes tarifarias no se incorporen gastos que no estén relacionados a la prestación del servicio, así como aquellos gastos que sean desproporcionados, al tiempo que permiten una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora, Ley No. 7593. Esto incluye el análisis de los gastos relacionados a las diferentes plantas de las diferentes tecnologías, tomando en consideración las justificaciones que en este caso el ICE presentó, para determinar los necesarios para la prestación del servicio público, al tiempo que se garantice el desarrollo adecuado del Sistema Eléctrico Nacional.

En relación con las exportaciones, la Intendencia de Energía ha instado al CENCE como operador del sistema a optimizar el Sistema Eléctrico Nacional mediante las importaciones y exportaciones de energía en el MER. Lo actuado en esta materia se puede valorar por medio de la correspondencia mantenida con el operador del sistema, la cual que se encuentra en el expediente OT-028-2013, Supervisión del CENCE. Cabe mencionar que la Intendencia de Energía hace un seguimiento y valoración mensual de las ofertas en el MER por parte del ICE. Asimismo, prepara reportes técnicos para analizar la evolución de las exportaciones e importaciones al MER, los cuales pueden ser ubicados en la página de Aresep bajo el nombre “brochure del MER”.

Además, se aclara que la línea SIEPAC posee una capacidad máxima de transmisión, que no es técnicamente alcanzable pues existen deficiencias en la capacidad de transmisión de los países vecinos (Nicaragua, Panamá y otros) que no permiten exportar o importar toda la energía que tiene disponibles no sólo Costa Rica sino los demás países (ver informes de capacidades de transmisión reales horarios que emite el EOR). A su vez, es importante mencionar que la problemática que presenta el sistema de transmisión de los países vecinos que limita técnicamente la energía que se puede exportar o importar en Costa Rica no es competencia de este ente regulador.

Por último, se aclara que el MER es un mercado del día antes, por lo que no es factible atender desviaciones de energía que se den en el momento de la operación real del sistema mediante la exportación o importación de energía.

Respecto a la indemnización que debería pagar Recope al ICE, la cual se dio a conocer recientemente, se indica que esta se analizará debidamente cuando haya sido efectiva, para así incorporar sus efectos tarifarios de acuerdo con su naturaleza y lo que establece la normativa aplicable.

5. El Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón:

- a. *Costos arbitrarios de proyectos no deben trasladarse al usuario: como parte del rubro de macro-inversiones el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, el cual presenta un factor de planta principal de 0,57 y que dada la magnitud de la inversión se considera bajo. Aunado a lo anterior PH Reventazón no ha logrado alcanzar el factor de planta principal proyectado, en promedio el factor de planta desde el inicio de operación hasta la fecha es de 46,21%, según lo refiere el ICE se debe a un comportamiento de estabilización.*

La planta también ha experimentado inconvenientes de infraestructura, a partir de lo anterior se proyecta suspender la operación del proyecto durante febrero, marzo y abril del 2018 para realizar las reparaciones de la obra, la institución ha remitido que se debe a condiciones geológicas las cuales no fueron posibles prever, por lo cual no se debe de trasladar esos costos a los usuarios.

- b. *Alternativas de equilibrio financiero: Resulta conveniente que el ICE revise los costos y gastos de operación para incentivar la racionalización y uso eficiente de los recursos, posicionando esta opción en primera instancia para la atención de los problemas financieros que proyecta la institución, debido a que en el escenario presentado se plantea como única alternativa de solución para hacer frente a los problemas de liquidez el incremento tarifario.*

c. *Atracción de industrias: el aprobar solicitudes tarifarias elevadas para este sector puede definir el margen de competitividad entre un país y otro, en el caso de Costa Rica ya existen casos específicos de inversión extranjera que se ha retirado a otros países Centroamericanos a causa de los elevados costos de producción, ya se ha señalado Costa Rica en desventaja a causa de los altos costos del servicio eléctrico.*

En atención a los temas comentados por el oponente, se le indica lo siguiente:

- **Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:**

En lo que respecta a la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, es pertinente indicar que tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente, todas aquellas inversiones que cumplan con el principio de ser “útiles y utilizables” deben ser capitalizadas en el proceso de ajuste tarifario, de tal manera que se le garantice a la petente disponer de los recursos necesarios para atender la deuda y su operación.

Al respecto, si bien por razones técnicas el P. H. Reventazón no ha aportado la cantidad de energía esperada, y que a la postre significa un factor de planta menor, la capitalización del mismo no puede ser pospuesta.

En este sentido, es claro que la Intendencia de Energía debe garantizar el equilibrio financiero tanto del usuario final como de la empresa prestadora del servicio público, por lo cual, excluir dicho proyecto del presente estudio tarifario, sólo estaría posponiendo el traslado del mismo, sin que eso signifique un beneficio real para los usuarios del servicio público.

En el informe se detalla el tratamiento dado a los costos relacionados con las reparaciones que está realizando el ICE para atender las filtraciones identificadas.

- **Equilibrio financiero y Competitividad:**

En lo que respecta al deterioro de la competitividad del país, la Intendencia de Energía ha realizado un esfuerzo significativo en analizar cada uno de los rubros de costos y gastos incorporados por la empresa regulada para cada uno de los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y de la actividad de alumbrado público. Ahora bien, considera esta Intendencia competitividad de una empresa o sector productivo no debe circunscribirse sólo al costo de la energía, puesto que ésta depende de un análisis multivariable, donde efectivamente la energía juega un papel importante, pero no es el único factor.

En todo caso, es importante resaltar el esfuerzo realizado por la IE en fortalecer los instrumentos regulatorios disponibles de tal manera que permita realizar una regulación económica y de calidad acorde a lo establecido en la Ley No. 7593.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la tarifa de la actividad de alumbrado público que presta el ICE; tal y como se dispone.

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

- I. Fijar la tarifa de la actividad de alumbrado público que presta el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a partir del 1 de enero y hasta el 31 de diciembre del 2018, de la siguiente manera:

ICE				
Sistema de Alumbrado Público				
► Tarifa T-AP: Alumbrado público			2018	2019
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-40	Cargo fijo		121,5	129,3
Bloque 41-50 000	cada kWh		4,05	4,31
Bloque mayor a 50 000	Cargo fijo		202.500	215.500

- II. Tener por analizadas y respondidas las diferentes oposiciones con el contenido en el “Considerando II” de esta Resolución y agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- III. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a los Centros de Servicio (contables).

- IV. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de todas las cuentas asociadas a Ingeniería y Construcción.
- V. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad que la Intendencia de Energía realizará en el primer semestre una fiscalización contable – operativa – tarifaria de figura financiera utilizada por el ICE para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- VI. Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 10 días presente ante la Intendencia de Energía el Decreto Ejecutivo que le exime al ICE – Electricidad de cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- VII. Solicitar al Instituto Costarricense de Electricidad que en un plazo máximo de 2 meses debe cumplir con lo establecido en el oficio 1981-IE-2017 sobre el cumplimiento de la RIE-068-2016 correspondiente a “Simplificación y estandarización de información financiero contable (servicio de electricidad que presta las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural)”.

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 LGPA., 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.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O. C. N° 8926-2017.—Solicitud N° 2033-IE-17.—(IN2017202582).

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE ALAJUELITA

Acuerdo Tomado por el Concejo Municipal de la Municipalidad del Cantón de Alajuelita en **Sesión Nº 31** ordinaria celebrada el día **martes 08 de agosto del 2017**.

Se conoce su primera publicación y para la segunda no hay observaciones al Reglamento. Este Concejo Municipal recomienda por unanimidad al Concejo, votar para su respetiva publicación como Reglamento. "LA REGULACIÓN DE LA PUBLICIDAD EXTERIOR PARA EL CANTÓN DE AJAJUELITA"

El Concejo Municipal del Cantón de Alajuelita, conforme a las potestades conferidas por el artículo 170 de la Constitución Política; los artículos 4 inciso a), 13 incisos c y e) y 17 incisos a) y h) del Código Municipal, Ley Número 7794, 5, 6, 29, 30, 31, 32 y 33 de la Ley de Construcciones y Artículo IV.15.1, IV.15.2, IV.15.3 y IV.15.4 del Reglamento de Construcciones.

REGLAMENTO PARA LA REGULACIÓN DE LA PUBLICIDAD EXTERIOR PARA EL CANTÓN DE AJAJUELITA

Se ejecute como se indica el Código Municipal.

Salvo el caso de los reglamentos internos, el Concejo mandará publicar el proyecto en La Gaceta y lo someterá a consulta pública no vinculante, por un plazo mínimo de diez días hábiles, luego del cual se pronunciará sobre el fondo del asunto. Toda disposición reglamentaria deberá ser publicada en La Gaceta y regirá a partir de su publicación o de la fecha posterior indicada en ella.

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1º.- El objetivo del presente reglamento es regular y controlar todo lo referente a publicidad exterior, y rótulos de funcionamiento en el Cantón de Alajuelita con la finalidad de lograr un paisaje urbano en armonía con el ambiente y el ser humano dentro de la jurisdicción del Cantón de Alajuelita.

Artículo 2º.- El presente reglamento establece los procedimientos para la instalación, sustitución, remodelación y/o exhibición de publicidad exterior que pretenda hacer los particulares en las edificaciones, terrenos públicos o privados, a lo largo de calles, avenidas, caminos públicos y vías

nacionales del Cantón de Alajuelita, se regirá por las disposiciones contenidas en el presente reglamento.

Queda excluida de la aplicación de esta normativa la exhibición de rótulos de señalización vial oficiales aprobados por el MOPT y La Municipalidad.

Artículo 3º.- Definiciones.

AVISO DE TRÁNSITO: Todo aviso instalado para dirigir el tránsito.

INFRACTOR: a quien se le compruebe que ha hecho u ordenado la colocación de una estructura, o publicidad exterior en contravención con las disposiciones de este Reglamento.

DERECHO DE VÍA: franja de terreno, propiedad del Estado, de naturaleza demanial, destinada para la construcción de obras viales para la circulación de vehículos, y otras obras relacionadas con la seguridad, el ornato y el uso peatonal, generalmente comprendida entre los linderos que la separan de los terrenos públicos o privados adyacentes a la vía. Comprende el ancho de la carretera o calle, incluyendo calzadas, fajas verdes y aceras.

DIRECCIÓN: dirección de Control Urbano de la Municipalidad de Alajuelita.

LÍNEA DE PROPIEDAD: límite de propiedad en relación con la vía pública.

MONUMENTO: comprende tanto una creación arquitectónica artística aislada así como un sitio urbano o rural que nos ofrece el testimonio particular de la lectura o de un suceso histórico.

MOPT: Ministerio de Obras Públicas y Transportes.

MUNICIPALIDAD: Municipalidad de Alajuelita.

PUBLICIDAD EXTERIOR: toda publicidad por medio de rótulos, avisos, anuncios, letreros, vallas, proyecciones o similares cuyo propósito sea hacer una propaganda comercial o llamar la atención hacia un producto, artículo o marca de fábrica o hacia una actividad comercial o negocio, servicio, recreación, profesión u ocupación domiciliaria que se ofrece, vende o lleva a cabo dentro o fuera del Cantón de Alajuelita y que puede ser vista desde la vía pública.

RED VIAL CANTONAL: conjunto de carreteras nacionales determinadas por el Consejo Nacional de Vialidad, con sustento en los estudios técnicos respectivos. Constituida por los caminos vecinales, calles locales y caminos no clasificados, no incluidos por el Ministerio de Obras Públicas y Transportes dentro de la red vial nacional. Su administración corresponde a las Municipalidades.

RED VIAL NACIONAL: conjunto de carreteras nacionales determinadas por el Consejo Nacional de Vialidad, con sustento en los estudios técnicos respectivos, y constituidas por carreteras primarias, secundarias y terciarias, cuya administración es competencia del Ministerio de Obras Públicas y Transportes.

REPARACIÓN: renovación de cualquier parte de un rótulo para darla en condiciones iguales o mejores.

RIESGO: contingencia o probabilidad de un accidente, daño o perjuicio.

RÓTULOS O AVISOS DE OBRAS EN CONSTRUCCIÓN O TEMPORALES: todo rótulo o aviso cuyo propósito sea llamar la atención hacia la construcción de un proyecto público o privado o que su instalación haya sido autorizada por La Municipalidad para una finalidad transitoria y por un período de tiempo determinado.

SEGURIDAD: conjunto de disposiciones legales y reglamentarias dirigidas a crear y mantener la tranquilidad de poder circular sin preocupación especial y sin distracciones por cualquier punto del territorio cantonal que sea de libre tránsito.

TERRENO PRIVADO: inmueble adyacente o no a los derechos de vía, cuya propiedad y/o posesión es lícitamente ejercida por un particular.

TERRENO PÚBLICO: inmueble perteneciente al Estado, no susceptible de apropiación por particulares de acuerdo con las leyes vigentes **VÍA PÚBLICA:** infraestructura vial de dominio público y de uso común que por disposición de la autoridad administrativa se destinare al libre tránsito, de conformidad con las leyes y reglamentos de planificación y que de hecho esté destinado a ese uso público. **VISIBILIDAD:** efecto de percepción y distancia necesaria para que el conductor de un vehículo pueda circular por una vía sin peligro de accidentes.

ZONA DE RETIRO: zona de terreno privado que el MOPT o La Municipalidad definen como de no utilización por parte del dueño del terreno; usándose generalmente como jardín o área verde.

Artículo 4º.- Entre otras tipologías o formas empleadas para ofrecer productos o servicios a las cuales se les aplica las disposiciones de este reglamento, se considerará publicidad exterior:

a) **ANUNCIOS:** letrero, escritura, pintura, impreso, emblema, dibujo, proyección y cualquier otro medio publicitario colocado sobre el terreno, estructura natural o artificial cuyo propósito sea hacer propaganda comercial o llamar la atención hacia un producto, artículo o marca de fábrica o hacia una actividad comercial o negocio, servicio, recreación, profesión u ocupación domiciliario que se ofreciere, vende o lleva a cabo en un sitio distinto de aquel donde aparece el anuncio, o bien el que se encuentre sirviendo de localización o identificación.

b) **ANUNCIOS VOLADOS:** anuncios, letreros, signos, avisos, banderas, mantas, dibujos, modelos o cualquier otra representación que sirva para anunciar, advertir o para señalar alguna dirección, así como los relojes, focos de luz, aparatos de proyección, asegurados en edificios por

medio de postes, mástiles, ménsulas y cualquier otra clase de soporte de manera tal que los anuncios mencionados, por parte de ellos sea visible contra el cielo desde algún punto de la vía pública.

- c) AVISO: soporte visual en que se transmite un mensaje publicitario a otra persona.
- d) AVISO DE LÍNEA DE BOMBILLOS: mensaje conformado por una sucesión total o parcialmente continúa de globos de cristal, que al paso de una corriente eléctrica se pone incandescente y sirve para alumbrar y proyectar un mensaje publicitario.
- e) LETRERO: palabra o conjunto de palabras escritas para notificar o publicar algo.
- f) PANTALLA ELECTRÓNICA: lámina que se sujeta delante o alrededor de la luz artificial, en cuya superficie aparecen imágenes en aparatos electrónicos.
- g) RÓTULO DE FUNCIONAMIENTO: todo letrero, escritura, impreso, emblema, pintura, pantalla electrónica, lámina, dibujo u otro medio cuyo propósito sea llamar la atención sobre algún producto, actividad, servicio o negocio que se ofrezca, venda o se elabore en el mismo sitio donde el rótulo está ubicado, con el fin de que sea visto desde la vía pública. Pueden ser rótulos de una cara, de dos caras, instalados independientes o mediante una estructura sobre o debajo del techo, cubierta, alero, toldo o marquesina, direccionales, luminosos, en ventana o predio.
- h) RÓTULO BAJO MARQUESINA: cualquier tipo de rótulo ubicado bajo la marquesina de una edificación o construcción, siempre que no sobresalga de ella, ni la abarque en su totalidad.
- i) RÓTULO DIRECCIONAL: todo rótulo cuyo propósito sea llamar la atención sobre algún producto o actividad que se ofrezca o se elabore en el mismo sitio donde el rótulo está ubicado.
- j) RÓTULOS INDEPENDIENTES: se incluyen aquellos rótulos cuyo soporte es independiente de la edificación, ya sea sobre poste o estructura, los cuales pueden ser de una o dos caras.
- k) RÓTULO LUMINOSO: cualquier tipo de anuncio o rótulo que incorpore en su funcionamiento sistemas de iluminación (rótulos de neón y similares y rótulos de iluminación interna).
- l) RÓTULO MIXTO: rótulo de funcionamiento combinado con mensajes publicitarios patrocinantes.
- m) RÓTULO DE PUBLICIDAD: referido a rótulos con mensajes publicitarios, no relacionados con la actividad propia del local donde se ubicare directamente o se encuentre instalado.
- n) RÓTULO SALIENTE: aquel cuyo vértice sobresale en la figura o cuerpo del que es parte.
- o) RÓTULOS DE VENTANA: instalados dentro de una ventana o puerta, con la intención de que sean vistos desde afuera.

p) TAPIAS PUBLICITARIAS O PUBLITAPIAS: son aquellas constituidas por varias vallas de material incombustible, que deberán respetar el retiro de antejardín.

q) VALLAS: estructura sobre la cual se coloca el anuncio, fijada directamente en el suelo por uno o dos soportes, que exceden en escala a lo dispuesto en la definición de rótulo.

CAPÍTULO II

Requisitos para solicitar Permiso de Construcción para Rótulo

Artículo 5º.- Será requisito indispensable para la persona física o jurídica que pretenda instalar o construir, reconstruir, trasladar, exhibir, fijar publicidad exterior con fines comerciales, contar con el respectivo permiso de construcción respectivo, cuando la estructura constructiva lo requiera, para la cual deberá presentar debidamente lleno el formulario original que provee la Plataforma de Servicios para la instalación de publicidad exterior, así como los requisitos técnicos que de conformidad con este Reglamento debe adjuntar.

Artículo 6º.- Cuando los rótulos tuvieren estructura que cumplen con las normas de este Reglamento, la Municipalidad podrá legalizarlos cargando el impuesto de construcción respectivo, a la cuenta del propietario del inmueble.

Artículo 7º.- Corresponde a la Dirección de Control Urbano la aprobación o rechazo de todo permiso de construcción para publicidad exterior, de acuerdo con el presente Reglamento.

Artículo 8º.- La Municipalidad se reserva el derecho de otorgar o denegar el permiso de construcción de publicidad exterior, al tenor de la Ley General de Administración Pública, La Ley de Construcciones y su reglamento, la Ley de Planificación Urbana y el presente Reglamento. Cuando se rechace la solicitud deberá establecer claramente las razones de hecho y derecho, por las cuales procede con tal decisión.

Artículo 9º.- No requerirán permiso de construcción, aquellos rótulos direccionales o informativos de nomenclatura urbana, seguridad vial o uso oficial, siempre que no contenga mensajes publicitarios particulares. Asimismo, no se requerirá permiso de construcción para aquella publicidad con un tamaño máximo de un metro cuadrado, los rótulos o placas de ventanas o puertas, ubicados dentro del edificio, aquellos que anuncian la venta, arriendo o alquiler de una propiedad o inmueble, mientras no exceda de un metro cuadrado, así como aquellos rótulos que se ubiquen dentro de centros comerciales en los locales con vista hacia pasillos o estacionamientos internos.

Si sobrepasan el metro cuadrado pero menor de 30 metros cuadrados será considerado como una obra menor y deberá ajustarse a lo dispuesto por el Reglamento de Construcciones Municipal. Si exceden los 30 metros cuadrados deberá cumplir con los requisitos de obra mayor. Para el caso de aquellos rótulos considerados obra menor, la Municipalidad se reserva el derecho de que si la obra implica cierto grado de complejidad estructural, se requiera adicionalmente, el visado del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

Artículo 10º.- La instalación, construcción, reconstrucción, exhibición, colocación y desinstalación de publicidad exterior, que se encuentren en los terrenos adyacentes al derecho de vía de la red vial nacional, se regirán por las disposiciones del Reglamento de los Derechos de Vía y Publicidad Exterior No. 29253MOPT y sus reformas. Así mismo y, en los casos que así proceda, deberá tramitarse el respectivo permiso de construcción de publicidad exterior ante la Municipalidad.

Artículo 11º.- Tanto el solicitante del comercio que será anunciado por la publicidad exterior, como el propietario del predio donde será ubicada la estructura, deberán estar al día con el pago de los tributos y servicios municipales; para lo cual deberá adjuntarse a la solicitud, la certificación respectiva del Departamento de Cobro de la Municipalidad.

Artículo 12º.- Cada vez que se sustituya, reconstruya o modifique de algún modo la publicidad exterior, manteniendo la estructura autorizada, o cambiando la misma, deberá presentarse, por escrito y en forma gráfica, ante la Dirección de Control Urbano, la presentación del nuevo anuncio y las especificaciones técnicas requeridas para su debida aprobación. La omisión de esta disposición acarrea incumplimiento, suficiente para que La Municipalidad deje sin efecto la autorización o licencia otorgada previa audiencia al interesado. De verificar el incumplimiento, se procederá a la remoción de la publicidad exterior, sin responsabilidad municipal.

No se considerarán modificaciones que requieran de autorización según el presente artículo, aquella sustitución de partes removibles o la pintura del rótulo, aviso, anuncio o letrero, siempre y cuando se mantenga el diseño estructural.

Artículo 13º.- La publicidad exterior de interés público, previamente categorizados por La Municipalidad, porque cumplen exclusivamente una finalidad pública de provecho evidente para la comunidad, por ser de nomenclatura de calles, avenidas, predios, parques o plazas, placas de ubicación de sitios históricos, placas de homenaje y los rótulos guía para indicación de servicios públicos varios, información de programas de seguridad, prevención de riesgos, ornato o embellecimiento, serán planificados, localizados, exhibidos, construidos o instalados por La

Municipalidad, por sí o por contrato legalmente suscrito, de conformidad con la Ley de Contratación Administrativa y su reglamento.

Artículo 14º.- Los solicitantes que van a instalar toldos como publicidad exterior, quedan entendidos que una vez cumplida la vida útil del toldo, éste deberá ser sustituido; so pena de remover la estructura de sustento, por parte de La Municipalidad, sin responsabilidad alguna, y previa notificación al interesado; cuyo costo de remoción se trasladará al propietario del inmueble donde estaba ubicado la publicidad.

CAPÍTULO III

Especificaciones Técnicas:

Artículo 15º.- Cuando para la instalación del rótulo se requiera el uso de estructuras especiales de hierro o cualquier otro material incombustible, se deberá adjuntar a la solicitud de permiso de construcción, el plano respectivo y los cálculos de su estabilidad, el cual deberá contener la siguiente información:

- a) Esquema de fachada y planta del edificio en que se instalará el anuncio, mostrando claramente la posición del mismo.
- b) Para la publicidad con estructuras complejas o por tener más de seis metros cuadrados de área de publicidad, se requiere el plano constructivo, a escala, de la publicidad y su estructura de soporte o anclaje especial, con indicación de la clase o tipo de soporte, materiales de construcción, medidas, ubicación, lectura, sistema de iluminación y diseño eléctrico, distribución de cargas y la forma en que se adherirá al edificio. Además, se requerirá plano de la situación del edificio sobre el cual se instalará el anuncio, así como firma de un profesional responsable de su diseño por parte de la empresa proveedora o fabricante del rótulo. Este tipo de publicidad exterior, deberá estar adherido a los edificios o donde su instalación permita, por medio de anclajes de metal, pernos o tornillos de expansión. No se permitirá que sean clavados o adheridos con listones. En las zonas urbanas solo se autorizará el empleo de metal y postes de concreto en el levantamiento de estructuras.
- c) Para la publicidad adosada a la fachada y que forme parte de ésta se deberá adjuntar un levantamiento de la fachada con medidas a escala, con la ubicación exacta y croquis del mensaje (original y 2 copias). O en su defecto fotografía de lo existente y fotocopias a color con fotomontaje de lo nuevo a instalar, sea toldo, rótulos u otros.

d) Para la publicidad exterior con soporte e independiente debe incluirse copias del plano catastrado, con la ubicación a escala de las edificaciones, si las hay, y de la publicidad exterior, así como medidas respecto de la vía pública y las colindancias, incluyendo el alineamiento oficial del MOPT o de La Municipalidad.

e) En la publicidad exterior que requiera planos constructivos de acuerdo con el punto b) anterior, se requerirá una póliza de seguros para cubrir daños a terceros.

f) Para los rótulos luminosos e intermitentes, se adjuntan a lo anterior, especificaciones técnicas y diseño eléctrico.

g) En las vías de la Red Nacional la concesión de permisos de construcción para la instalación de mensajes publicitarios, en relación con el diseño y demás requisitos técnicos en materia de tránsito y seguridad vial así exigidos por el ordenamiento jurídico vigente, será competencia del MOPT. Tratándose de la red vial cantonal, el permiso de construcción respectivo deberá ser solicitado ante la Municipalidad de Alajuelita.

h) El plano deberá estar debidamente visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

Todos los planos que el interesado presente a la Dirección de Control Urbano, requerirá hacer constar en la esquina inferior derecha un cajetín que indique nombre del propietario del inmueble, datos de identificación del inmueble, nombre del propietario del anuncio y nombre y firma del profesional responsable que ha hecho el diseño (ingeniero, arquitecto).

CAPÍTULO IV

De la Superficie de la Publicidad Exterior

Artículo 16º.- Como superficie o área de la publicidad se entiende la superficie exterior del cuerpo que encierra el rótulo en su totalidad, independientemente de su forma de soporte. Cuando se coloque publicidad en una fachada o vista frontal de la edificación comercial, ésta no ocupará más del veinte por ciento de la misma. En todo caso, los elementos de iluminación del soporte de la publicidad exterior forman parte de éste para los efectos de cálculo.

Artículo 17º.- La suma de las áreas o superficies de los rótulos no podrá superar el porcentaje permitido en el artículo anterior.

Artículo 18º.- El área de cobertura total, entendiéndose edificación existente más rótulo, no podrá sobrepasar la cobertura permitida para las diferentes zonas.

Artículo 19º.- La ubicación de los rótulos sobre el espacio público y perpendicularmente al eje de la vía aledaña, se regirán por los siguientes criterios:

a) Zona Residencial.

1. Un rótulo independiente limitado a 0,25 metros cuadrados por cada metro lineal de frente del inmueble.
2. Un rótulo de una cara adosado a la pared, cuya altura máxima sea de 0,65 metros, el cual puede ocupar todo el frente del local, o un toldo o marquesina luminosa de 0.92 metros de altura, que puede ocupar todo el frente del local.
3. La altura total de los rótulos no podrá exceder de 1,50 metros y en ningún caso, podrán salir más allá del cordón de caño, si el ancho de la acera fuera menor.
4. Se prohíbe la colocación de rótulo bajo marquesina en la zona residencial del Cantón. Sólo se permiten rótulos de dos caras cuando constituyan rótulos independientes.

b) Zona Comercial o Industrial.

1. Se permitirá un solo rótulo, que indique el nombre de la edificación, cuando ésta se ubique sobre la línea de propiedad. Lo anterior, con el fin de que estos sirvan para una identificación desde el punto visual del usuario en automóvil. El ancho máximo de este rótulo es de 65 centímetros, su punto más alto no puede sobrepasar el nivel del alero del techo y el punto más bajo debe dejar libre, como mínimo, 3.0 metros de altura sobre el nivel de acera.
2. Se permitirá un solo rótulo por cada actividad patentada, sobre accesos de locales, que indique el nombre de las actividades económicas, cuando la edificación se ubique sobre la línea de propiedad y exista un alero o marquesina que cubre la extensión de este tipo de rótulo. Deberá ubicarse debajo del alero y con el ancho máximo igual a éste; su punto más bajo debe tener, como mínimo, 2.5 metros de altura sobre el nivel de acera. En el caso de que no exista alero o marquesina el rótulo se ubicara únicamente paralelo sobre la fachada.
3. Rótulos o toldos, adosados a la pared, con un ancho máximo de 0.65 metros; que no excedan el 20% de la fachada contra la cual se instalará.

4. En caso de que existan rótulos sobre el espacio público, cuyo mensaje publicitario no se relacione con la actividad patentada por La Municipalidad, será responsabilidad del propietario del inmueble.

5. Los rótulos podrán incluir el logo de identificación de la empresa patrocinadora.

6. Las regulaciones anteriores se aplicarán a cada frente del inmueble a calle pública.

Artículo 20º.- Distancia de colocación. La publicidad exterior que se coloque en predios no edificados continuos a la vía pública será ubicada a la altura y distancia mínima de seguridad y visibilidad.

La publicidad exterior saliente o esa que se proyecte más allá de la línea de construcción del edificio o finca en la cual se instalen, no podrá ocupar más del ancho mismo de la acera. La distancia de la colocación, entre el borde inferior del rótulo y la acera no podrá ser menor de dos metros cincuenta centímetros de altura (2,50 m).

La publicidad exterior con luminosidad externa deberá alejarse de los cables eléctricos a una distancia radial no menor de dos metros o lo que establezca el ente competente.

Artículo 21º.- Los toldos que sirvan para la publicidad exterior, deberán estar a 2,50 metros del nivel de la acera.

Artículo 22º.- Se permiten la instalación de rótulos luminosos y podrán colocarse rótulos con iluminación externa, la cual no podrá usar espejos, deslumbrar, dañar o molestar la vista de las personas con sus reflejos, alternativas de luz y oscuridad absoluta, con contrastes de colores vivos y/o sus concentraciones de luz intensas, mayores a las producidas por la iluminación pública instalada en sus cercanías.

CAPITULO V

Cobro del impuesto de patente por concepto de Publicidad Exterior.

Las personas físicas o jurídicas que deseen colocar anuncios, letreros, avisos o rótulos permitidos y regulados en el Reglamento para rótulos de la Municipalidad de Alajuelita, deberán contar con la licencia extendida por la Municipalidad y cumplir con lo establecido en el Reglamento para Regular y Controlar La Publicidad Exterior de Rótulos en el Cantón de Alajuelita. La tarifa anual por tal concepto, pagadera en tramos trimestrales. Será la establecida de la siguiente forma:

- a) Rótulos metálicos: dos coma cinco por ciento (2,5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial por metro cuadrado impreso.
- b) Rótulos luminosos: cinco por ciento (5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial por metro cuadrado impreso.
- c) Rótulos no luminosos: tres coma cinco por ciento (3,5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial, por metro cuadrado impreso.
- d) Rótulos cuya medida sea inferior a un metro cuadrado, la tarifa correspondiente a un metro cuadrado según cada tipo de rótulo detallado anteriormente.
- e) La publicidad ambulante o removible de cualquier naturaleza pagará el veinticinco por ciento (25%) sobre el SBM por semana.
- f) Las ventas ambulantes autorizadas por la reglamentación de esta Municipalidad pagarán el 2.5% sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial,
- g) Los propietarios de los fundos o inmuebles en los cuales no exista locales comerciales y donde se instale la publicidad indicada supra, deberán cancelar el impuesto de patente de publicidad exterior trimestral en los incisos precedentes de este artículo, por parte del propietario de la estructura que va fijar el anuncio o la publicidad.

CAPÍTULO VI

Prohibiciones:

Artículo 23º.- Se prohíbe la instalación, construcción, reconstrucción, trazo o pintura de cualquier tipo de publicidad exterior, que se pretendan colocar:

1. Atravesando o invadiendo la vía pública, salvo el adosado al mobiliario urbano previamente autorizado por La Municipalidad (casetas de bus, señalización vial, etc) y el que se ubique en forma paralela a las fachadas de las edificaciones, siempre que sean totalmente adosados y que no sobresalgan más de 25 centímetros sobre la acera y pongan en peligro u obstruyan la vía pública.
2. En conjuntos, edificaciones, monumentos, plazas, casas particulares, centros educativos, templos y edificios públicos, así como en áreas regidas por la Ley de Patrimonio Histórico Arquitectónico o catalogados de interés cultural por La Municipalidad o el Ministerio de Cultura, Juventud y Deportes, así como aquellas zonas de patrimonio natural (reservas, refugios, parques nacionales, etc.), salvo los rótulos estrictamente informativos, así como aquellos que por

su dimensión, colocación contenido o mensaje, dificulten o perturben la contemplación de los mismos.

3. En postes de alumbrado público, kioscos, fuentes, árboles y jardines públicos, aceras y elementos de ornato, parques, calles y puestos fijos de ventas estacionarias.

4. En placas de nomenclatura de calles y señales de tránsito. No podrán colocarse interfiriendo con la visibilidad para el tránsito peatonal y vehicular, a una distancia menor de 2 metros de las mismas, en cualquier dirección, y se debe prever aún con este distanciamiento la no obstrucción visual de las mismas.

5. Sobre cubiertas, aleros, techos, losas o cualquier acabado de techo de edificaciones, que no estén diseñados con este fin.

6. Cubriendo los elementos arquitectónicos, como balcones, columnas, relieves, ventanas y puertas y elementos ornamentales de la edificación.

7. De manera que sobrepasen la altura permitida de un tercio de ancho del derecho de vía o sobrepasen la altura del inmueble.

8. En cercas, cerros, rocas, árboles, farallones que puedan afectar la perspectiva panorámica o la armonía del paisaje.

9. Usando los mismos colores empleados en las señales de seguridad y señales de tránsito, o cuenten con un diseño que llame a confusión en relación con dichas señales.

10. Representando peligro porque obstruyan la visibilidad y tránsito vehicular y peatonal, tengan reflectores con efectos intermitentes, que puedan deslumbrar a los conductores o puedan confundirse con las señales de tránsito; porque su ubicación en laderas o terrenos de un nivel más alto de la carretera puedan caerse o ser arrastrados por los vientos sobre las carreteras o edificaciones; o porque no contemplen las características antisísmicas mínimas en lo referente al diseño estructural de los mismos y su sistema de anclaje, incluyendo el análisis del terreno o edificación donde vayan a ser instalados.

11. Ubicados sobre la línea de propiedad a una altura menor a los 2,50 metros desde el nivel de acera, salvo los rótulos utilizados en vitrinas o de información de salidas de emergencia, accesos para minusválidos y de seguridad.

12. En zonas residenciales, según lo dispuesto en el Plan Regulador del Cantón, salvo las excepciones dispuestas por reglamentos municipales o leyes especiales.

13. En contravención de lo dispuesto en Reglamento sobre Control de la Publicidad y Fumado de Cigarrillos, Decreto Ejecutivo No. 20196 del 13 de diciembre de 1990 y demás normativa vigente.

Artículo 24º.- Es terminantemente prohibido colocar o pintar rótulos en fachadas ciegas de colindancia con propiedad privada o pública. Se permitirán únicamente rótulos de funcionamiento ubicados en paredes colindantes, pertenecientes al mismo propietario del rótulo, cuando así lo autorice la Dirección de Control Urbano de conformidad con lo prescrito en el presente reglamento.

Artículo 25º.- La publicidad exterior que se pretenda colocar en sitios y edificaciones de valor patrimonial con uso comercial no podrán alterar la estructura del inmueble, ser luminosos, obstaculizar detalles arquitectónicos y no podrán adosarse perpendicularmente al inmueble.

CAPÍTULO VIII

Sanciones

Artículo 26º.- La Municipalidad por medio de sus inspectores, realizará periódicamente inspecciones a cada patentado para verificar el cumplimiento de este reglamento, en relación con la publicidad exterior.

Cuando se encuentre con una publicidad que carece de la licencia respectiva o indicación expresa de aquélla o porque se encuentre vencida, contraviniendo este Reglamento, los inspectores municipales requerirán a los titulares de la exhibición de la licencia correspondiente y darán un plazo prudencial no mayor de tres días hábiles para presentarla o retirar voluntariamente la publicidad exterior hasta obtener la licencia correspondiente, so pena de proceder al retiro y decomiso de la publicidad y estructuras de soporte.

De las anomalías que detecten los inspectores municipales, de acuerdo con este reglamento, informarán inmediatamente a la Dirección de Control Urbano, a fin de que inste las sanciones que se dirán, según corresponda.

Artículo 27º.- Por infracción de las disposiciones legales y reglamentarias, podrá La Municipalidad imponer las siguientes sanciones:

- a) Ordenar la suspensión de la instalación de la publicidad exterior, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 81 bis del Código Municipal.
- b) Multas.

Lo anterior, sin perjuicio de las denuncias civiles o penales, que se puedan interponer ante los órganos jurisdiccionales competentes o las instituciones de gobierno encargadas de velar por el cumplimiento de las leyes citadas en el presente reglamento.

Artículo 28º.- Por infracción a la Ley de Construcciones, sin perjuicio de lo que dispongan otras leyes, se podrán imponer las multas que estima dicho cuerpo legal en su artículo 33, las cuales se cobrarán en el recibo del propietario del inmueble donde se instalará el rótulo.

Artículo 29º.- Se podrá demoler o remover, sin mayor trámite y sin responsabilidad municipal, la publicidad exterior cuando:

- a) No cuente con los permisos de construcción respectivos, otorgados de conformidad con el presente reglamento.
- b) La publicidad o estructura donde se halle ésta, sea inconveniente o peligrosa a la vida o integridad de las personas.

Artículo 30º.- Podrá La Municipalidad con el auxilio de las fuerzas policiales, despojar por la vía de hecho a aquellas personas que sin autorización dada por órgano municipal competente en atención a la ley y este reglamento, instalen publicidad exterior en vía pública, sin que para ello sea necesario cumplir con las reglas del debido proceso y a tal efecto puede, incluso, retirar los bienes de los sitios públicos ocupados mediante el levantamiento de la respectiva acta de decomiso, a reserva de devolverlos a los dueños, a solicitud suya, dentro del mes siguiente a la fecha de decomiso.

Artículo 31º.- Los bienes decomisados, serán custodiados en el lugar que al efecto La Municipalidad disponga para ello, por el plazo de un mes. El retiro de los bienes deberá realizarlo la persona que se identifique, mediante documentos idóneos u otros medio de prueba presentados a satisfacción de la autoridad municipal responsable, ser la titular de dichos bienes. El deterioro de éstos, por causas naturales o el paso del tiempo, correrá por cuenta de quienes se digan titulares de las mismas. Pasado el mes que indica el párrafo anterior, La Municipalidad podrá disponer de dichos bienes de acuerdo con la legislación vigente.

Artículo 32º.- Cuando proceda la demolición o remoción de la publicidad exterior, la Administración Tributaria de la Municipalidad cobrará los costos en los que haya incurrido con cargo a la cuenta del propietario del inmueble, previo estudio del Proceso de Administración Tributaria, más un 50% del costo de las obras, todo sin perjuicio de las acciones penales y civiles correspondientes.

Artículo 40º.- Cuando los inspectores municipales verifiquen que con fines de anuncio o propaganda y sin permiso del dueño o poseedor del inmueble, así como de La Municipalidad, que personas escriben o tracen dibujos o emblemas o fijan papeles o carteles en la parte exterior de una construcción, postes de alumbrado público, edificio público o privado, casa de habitación o pared, informarán al Departamento Legal a fin de interponer la denuncia correspondiente, de acuerdo con el Código Penal.

CAPÍTULO IX

Disposiciones finales

Artículo 41º.- En cualquier caso en que se desee colocar cualquier tipo de publicidad exterior, se observarán los procedimientos establecidos en el presente reglamento. Si no se cuenta con el permiso de construcción correspondiente, se procederá de inmediato a su desmantelamiento y retiro, sin responsabilidad de La Municipalidad.

Artículo 42º.- La publicidad colocada en casetas, parabuses y/o escampaderos deberán conservar un aspecto estético y no ser contrario a las buenas costumbre o la moral y deberán cumplir con lo dispuesto por el Reglamento de los Derechos de Vía y Publicidad Exterior, Decreto Ejecutivo No. 29253.

Artículo 43º.- La publicidad que se coloque en basureros y otros objetos que integren el mobiliario urbano, cuando se exploten por los permisionarios o quienes los colocan para cumplir con la finalidad específica según la naturaleza del bien, deberán ajustarse a los lineamientos emitidos por el presente Reglamento.

Artículo 44.- En lo no expresamente regulado por el presente reglamento se podrá acudir de manera supletoria a lo dispuesto por el Reglamento de los Derechos de Vía y Publicidad Exterior, Decreto Ejecutivo No. 29253 del 5 de febrero del 2000 y sus reformas.

Artículo 45º.- Los funcionarios y funcionarias municipales serán sancionados disciplinariamente cuando se verifique la omisión de una conducta que ordene este reglamento, o la ejecución de una conducta que deba inhibir de conformidad con estas disposiciones reglamentarias.

Artículo 46º.- Se deroga cualquier disposición de la misma naturaleza que haya emitido esta Municipalidad, que se oponga al presente Reglamento.

Artículo 47- Rige a partir de su publicación.

POR LO TANTO ESTE CONCEJO MUNICIPAL

Se aprueba el Proyecto de Reglamento “REGULACIÓN DE LA PUBLICIDAD EXTERIOR PARA EL CANTÓN DE AJAJUELITA”. **QUEDANDO DEFINITIVAMENTE APROBADO EN FIRME y se le aplica el Art.45 C.M.**

.....ULTIMALINEA.....

San José, Alajuelita, 13 de setiembre del 2017.—Licda. Karen Redondo Bermúdez, Contratación Administrativa.—1 vez.—(IN2017201914).

MUNICIPALIDAD DE CURRIDABAT

Por acuerdo Nro. 5 de las diecinueve horas con diez minutos del veintiocho de noviembre de dos mil diecisiete, que se consigna en el artículo 2º, capítulo 3º, del acta de la sesión ordinaria Nro. 083-2017, el Concejo de Curridabat, en uso de la potestad reglamentaria conferida por el Código Municipal en su artículo 4, resolvió aprobar la siguiente reforma integral del Reglamento para Licencias Municipales:

REGLAMENTO PARA LICENCIAS MUNICIPALES

CAPÍTULO I

Licencias comerciales para el ejercicio de actividades económicas

SECCIÓN I

Normas generales

Artículo 1.- Para ejercer cualquier actividad lucrativa, los interesados deberán contar con la licencia municipal respectiva, la cual se obtendrá mediante el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente Reglamento y la Ley de Patentes del Cantón, en adelante Ley de Patentes. El ejercicio de dicha actividad generará la obligación del patentado, de pagar a favor de la Municipalidad, el impuesto de patentes de conformidad con la ley. El presente Reglamento regula las licencias para las actividades lucrativas y no lucrativas, tanto permanentes como temporales; licencias para las ventas ambulantes y estacionarias; licencias para actividades de espectáculo público, temporal y permanente; licencias para festejos populares, turnos, ferias y actividades ocasionales, afines y conexas; y licencias para los juegos permitidos en la Ley N° 3 Ley de Juegos.

Corresponde al solicitante, demostrar que la actividad económica a desarrollar no resulta lucrativa, según lo disponen las leyes que exoneran el pago de impuestos, tasas, o bien conceden el otorgamiento de algún beneficio tributario especial. Deberán en todo caso, cumplir con el resto de la normativa aplicable a los establecimientos con patente comercial, quedando a salvo, únicamente, el beneficio de exoneración otorgado por la Ley, en estricta aplicación del Principio Pro Humano. Todas las actividades comerciales que se desarrollen dentro del Cantón de Curridabat, aún y cuando su domicilio fiscal se encuentre en otro cantón, deberán obtener la licencia respectiva.

Artículo 2.- Para los efectos de este reglamento, se adoptan las siguientes definiciones:

Actividades masivas: Se trata de actividades que congreguen una cantidad de 100 personas o más.

Cancelación: Es el acto administrativo por el cual la Municipalidad deja sin efecto una licencia o permiso, previo cumplimiento del debido proceso. La cancelación de la licencia implica la clausura inmediata del establecimiento comercial.

Casa de habitación: Inmueble, cuarto, departamento, aposento, edificio o lugar construido con un fin residencial, que esté habitado por una o más personas; y que no posea licencia o patente comercial; así como que tampoco posea patente o licencia aprobada para el almacenaje, distribución, venta o consumo de bebidas alcohólicas. De conformidad con lo señalado en la reforma del Plan Regulador del Cantón de Curridabat.

Centro comercial: Se trata de un desarrollo inmobiliario urbano con áreas destinadas para consumidores finales de mercancías o servicios, que concentra una mezcla de negocios en un área determinada, con los espacios para la circulación de personas y espacios de circulación de vehículos, así como áreas de estacionamiento a disponibilidad de sus visitantes.

Clausura: Acto administrativo por el cual la Municipalidad suspende la operación de un establecimiento mediante la colocación de sellos en lugares visibles desde la vía pública y en sus puntos de acceso. Se podrá autorizar en ese mismo acto la permanencia de personal de seguridad para el cuidado del establecimiento, sin que ello permita el libre acceso a terceros ni la continuidad del giro comercial; en caso de contar con varios accesos se dejará sin clausurar un único punto, el cual no podrá ser el principal.

Giro: Orientación o modalidad de funcionamiento bajo la cual un establecimiento comercial explota o ejerce la actividad autorizada por la Municipalidad en la licencia.

Ley: Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, N° 9185.

Licencia de funcionamiento: Es el acto administrativo emitido por la Municipalidad por la cual se autoriza a las personas físicas o jurídicas la operación y funcionamiento de los establecimientos dedicados a comercio, industria o servicios comunes o especiales, de naturaleza transferible, el cual se obtendrá mediante el pago de un impuesto. Dicho impuesto se pagará durante todo el tiempo en que se haya ejercido la actividad lucrativa o por el tiempo que se haya poseído la licencia, aunque la actividad no se haya realizado.

Licencias para actividades ocasionales: son otorgadas por la Municipalidad para el ejercicio de actividades de carácter ocasional, tales como fiestas cívicas y patronales, turnos, ferias, en épocas navideñas o afines. Se podrán otorgar hasta por un mes y podrán ser revocadas cuando la explotación de la actividad autorizada sea variada o cuando la misma implique una violación a la ley o el orden público.

Licencias permanentes: son aquellas que se otorgan para ejercer una actividad de forma continua y permanente, su explotación no implica de forma alguna la puesta en peligro del orden público. No deben ser renovadas por el patentado o patentada, sin embargo, pueden ser revocadas por la Administración Municipal, cuando el establecimiento o actividad comercial por una causa sobrevenida, no reúna los requisitos mínimos establecidos por ley para su explotación, haya variado el giro de la actividad sin estar autorizada por la Municipalidad o que ésta se esté realizando en evidente violación a la ley y/o al orden público.

Licencias temporales: Este tipo de licencias se extenderán por tres meses, para actividades transitorias de corto plazo. Transcurrido dicho plazo la actividad deberá cesar o en caso de que el interesado desee continuar explotando la actividad comercial, deberá cumplir con todos los requisitos para una licencia permanente, bajo pena que, de no cumplir, se clausure la actividad comercial.

Lugar para atender notificaciones: Es el lugar designado en forma libre por el obligado tributario, con la finalidad de recibir las comunicaciones y notificaciones de aquellos actos administrativos diligenciados por éste o tramitados por la Municipalidad. Este lugar puede coincidir o no con el domicilio fiscal.

De conformidad con el artículo 10 de la Ley N° 9185, todos los contribuyentes deberán suministrar a la Municipalidad una dirección electrónica. Asimismo, se establece la obligación de los contribuyentes de actualizar anualmente la dirección electrónica y, en caso de modificaciones, comunicarlo a la Municipalidad en un plazo de diez días hábiles a partir de que se produzca el cambio. Dicha actualización se realizará ante las oficinas de la Municipalidad, por los medios que se pongan a disposición para estos efectos. Las personas jurídicas deberán aportar el documento de personería jurídica al día, indicando en este las calidades y el domicilio de notificación de su representante legal; estarán obligadas a reportar cualquier cambio o modificación en sus condiciones o capacidades presentadas ante el Registro Nacional. Para efectos de notificación, se tendrá lugar señalado la dirección electrónica aportada por el contribuyente. En caso de negarse a dar la respectiva dirección electrónica o ser esta inexistente, se suspenderá la licencia hasta tanto no se corrija la omisión.

Multa: Sanción administrativa de tipo pecuniaria impuesta por la autoridad municipal a la violación de un precepto legal contemplado en la Ley N° 9185, cuando así corresponda.

Municipalidad: La Municipalidad del Cantón de Curridabat.

Oficentro: Inmueble que alberga una serie de locales para uso de oficinas.

Orden público: Entiéndase éste como la paz social, la tranquilidad y la seguridad, que provienen del respeto generalizado al ordenamiento jurídico y el bienestar de los administrados y seres humanos en general.

Patente: Impuesto que percibe la Municipalidad por concepto de una licencia comercial.

Patentado o patentada: Persona física o jurídica que explota una licencia otorgada por la Municipalidad. Se entenderá como tal, para efectos de emitir y comunicar, los actos administrativos correspondientes, sean de notificación o fiscalización al patentado o patentada, dependiente, gerente, administrador(a), representante u otro similar, que sea responsable de velar por el funcionamiento del establecimiento al momento en que se apersona la Municipalidad.

Sección de Patentes: Dependencia encargada de recibir, tramitar, aprobar, fiscalizar e inspeccionar todo lo relacionado a la materia de licencias municipales.

Reglamento: Es el instrumento jurídico conformado por las disposiciones que norman el rol, acciones y procedimientos a cargo de la Municipalidad, cuyo contenido incide en la autorización, control y fiscalización de las actividades comerciales, industriales o de servicios dentro del Cantón de Curridabat.

Reincidencia: Reiteración por una o más veces, de una misma falta cometida en un establecimiento o actividad. Se entenderá para estos efectos como falta cometida, aquella que se tenga debidamente acreditada por la Municipalidad previo cumplimiento del procedimiento sumario u ordinario, según la sanción a imponer, regulados en la Ley General de la Administración Pública.

Salario base: Para los efectos de la determinación del impuesto y la aplicación de sanciones que señala la Ley N° 9185, se entenderá que es el establecido para el Auxiliar Administrativo 1 que señala

el Artículo 2 de la Ley N° 7337 del 5 de mayo de 1993. Este salario se mantendrá vigente para todo el año, aun y cuando sea modificado en el transcurso del mismo.

Vía pública: Comprende las aceras, calles, caminos y carreteras por donde transita libremente cualquier persona o vehículo.

Para las definiciones relativas a la forma de las estructuras urbanísticas, se aplicarán las definiciones técnicas establecidas en la modificación parcial del Plan Regulador del Cantón de Curridabat. Quedan integradas a estas definiciones, en lo pertinente, las establecidas en el Artículo 2 del Reglamento General del Procedimiento Tributario.

Artículo 3.- La licencia municipal para ejercer una actividad lucrativa, sólo podrá ser denegada cuando la actividad es contraria a la normativa que resulte aplicable al caso, la moral o las buenas costumbres, cuando el establecimiento no haya llenado los requisitos legales y reglamentarios, cuando la actividad en razón de su ubicación física, no esté permitida por las leyes o reglamentos vigentes, o no sea conforme con el uso del suelo de la zona de acuerdo al Plan Regulador del Cantón de Curridabat.

Tratándose de licencias para la venta de bebidas con contenido alcohólico, no se permitirá la explotación de una patente de licores en establecimientos comerciales que pretendan realizar otras actividades lucrativas que sean excluyentes entre sí, de forma conjunta, como es el caso de "pulpería y cantina", "bar y soda", "bar y licorera" y similares. Este tipo de establecimientos deben ser instalados en forma totalmente independiente, con entradas independientes y con patentes y/o licencias diferentes.

No se concederán licencias Municipales para la explotación de actividades lucrativas en casas de habitación, salvo que para efectuar la actividad comercial se separen totalmente el local comercial de la casa de habitación, y que entre uno y otro no haya comunicación interna.

Artículo 4.- Para toda solicitud de otorgamiento, traslado, traspaso o ampliación de licencia comercial será requisito indispensable que los interesados estén al día en el pago de los tributos y demás obligaciones municipales, de conformidad con el artículo 18 del Código de Normas y procedimientos Tributarios.

SECCIÓN II

Procedimiento para el otorgamiento de las licencias comerciales

Artículo 5.- Las solicitudes de licencias comerciales serán tramitadas por la Sección de Patentes de la Municipalidad, la cual constatará si la explotación de la actividad comercial sea lucrativa o no, solicitada por el interesado, cuenta con todos los requisitos legales reglamentarios necesarios para su explotación, de lo contrario prevendrá el incumplimiento de los requisitos omisos.

La prevención deberá ser realizada una sola vez por parte de la Administración Municipal, de conformidad con la normativa que regule el derecho de petición, señalando todos los defectos que deban subsanarse por parte del gestionante.

En caso de incumplimiento de requisitos, se procederá al rechazo de la solicitud, mediante acto motivado.

La autorización final de la explotación de la licencia comercial respectiva se otorgará por medio del certificado correspondiente.

Artículo 6.-Para solicitar para una licencia comercial ante la Municipalidad de Curridabat, se requiere completar el formulario respectivo, junto con los siguientes documentos:

1. En el caso de personas físicas:
 - a) Copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente
 - b) Dirección física de su domicilio.
2. En caso de personas jurídicas:
 - a) Personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida.
 - b) Copia de la cédula de identidad del representante legal.
 - c) Dirección física del domicilio del representante legal.
3. Tipo de actividad que se pretende realizar.
4. Nombre del establecimiento (negocio denominado o nombre de fantasía).
5. Dirección exacta del establecimiento en donde se desarrollará la actividad.
6. Número de fax o correo electrónico para atender notificaciones.
7. Copia del Permiso Sanitario de funcionamiento extendido por el Ministerio de Salud vigente emitido a nombre del solicitante de la licencia, o el permiso emitido por el Servicio Nacional de Salud Animal (SENASA) vigente emitido a nombre del solicitante de la licencia. En ambos casos deberá mostrarse el documento original para ser confrontado con la copia por el funcionario de la Plataforma de Servicios.
8. Copia del recibo de Póliza de Riesgos de Trabajo vigente (al día) o carta de exoneración vigente emitida por el Instituto Nacional de Seguros (INS) a nombre del solicitante en caso de persona física. En caso de persona jurídica copia del recibo de Póliza de Riesgos de Trabajo vigente (al día). Deberá mostrarse el documento original para ser confrontado con la copia por el funcionario de la Plataforma de Servicios.
9. Documentos a presentar del propietario registral de la propiedad en caso de que no sea el mismo que solicita la licencia comercial:
 - a) Informe Registral de la Propiedad donde se ubicará la actividad lucrativa.
 - b) Autorización del dueño de la propiedad o contrato de arrendamiento, firmas que deberán ser autenticadas por un abogado o en su defecto deberá mostrarse el documento original para ser confrontado con la copia por el funcionario de la Plataforma de Servicios. En caso de ser una persona física copia de la cédula de identidad o en caso de persona jurídica personera jurídica original y vigente no

mayor a un mes de emitida, junto con la copia de la cédula de identidad del representante legal del inmueble.

- c) Estar al día en el pago de tributos y obligaciones tributarias.
10. Contar con certificado del uso de suelo del lugar en donde se va a desarrollar la actividad, en el cual se indica que es conforme y el respectivo visto bueno de zonificación para ejercer la actividad según el Plan Regulador Urbano del Cantón de Curridabat, junto con la copia del plano catastrado, a excepción de que se trate de una actividad comercial a desarrollarse en un centro comercial, ofiCentro o similar, de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del presente reglamento.
 11. Cumplir con el espacio de parqueo según los metros cuadrados de área comercial, de conformidad con lo que establece el Reglamento de Construcciones y el Plan Regulador Urbano del Cantón de Curridabat.
 12. Declaración jurada en la cual indica expresamente que el área de acera no será obstaculizada de manera que impida el libre tránsito de peatones, ni será utilizada como parqueo por parte de los clientes o zona de descarga de los proveedores.
 13. En el caso de que se solicite licencia comercial para instalar máquinas de juego, sean manuales, electrónicas o juegos electrónicos, el solicitante además de los requisitos supra mencionados, deberá cumplir con lo siguiente:
 - a) La solicitud deberá indicar la descripción de cada uno de los juegos a explotar.
 - b) Máquinas de juego manual, electrónicas o de juegos electrónicos. Se aplican las disposiciones de La Ley Juegos N° 3, Ley N° 8767 Protección de los niños, las niñas y las personas adolescentes contra la Ludopatía y cualquier otra Ley o Reglamento para Juegos.
 14. En el caso de que se solicite licencia municipal para explotar casinos o empresas de enlace de llamadas a apuestas electrónicas, el solicitante además de los requisitos supra mencionados deberá cumplir con lo siguiente:
 - a) La solicitud debe indicar la descripción de cada uno de los juegos a explotar.
 - b) Certificación otorgada por el Instituto Costarricense de Turismo, en el que se indique si el establecimiento tiene declaratoria de interés turístico.

Cuando se trate de una Licencia Municipal para el ejercicio de actividades lucrativas de carácter temporal, tales como, fiestas cívicas, patronales, turnos, ferias o cualquier otro de este tipo, deberán realizar la solicitud ante la Alcaldía.

La firma que se consigne en el formulario deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

El formulario deberá completarse en los espacios que correspondan según la actividad pretendida y con la documentación señalada, caso contrario, la solicitud no será tramitada

hasta que se subsane los datos incompletos, de lo cual se prevendrá por una única vez al solicitante.

Artículo 7.- Las actividades consideradas como emprendimiento o micro empresa de subsistencia, pagarán a la Municipalidad, el mínimo anual que por concepto de impuesto de patente establece el artículo 4 de la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, que es del nueve por ciento (9%) sobre el monto del salario base mínimo (SBM) del Poder Judicial, revisable cada año según lo disponga el Poder Judicial y a partir de la respectiva publicación en el Boletín Judicial, por el plazo de dos años. Se entenderá como actividad de emprendimiento y/o micro empresa de subsistencia, la actividad comercial, industrial o de servicios ejercida por persona física, cuyos ingresos sean destinados a la manutención del núcleo familiar.

Artículo 8.- Los establecimientos comerciales que opten por una licencia Municipal obligatoriamente deberán acatar lo relativo a lo estipulado en la Ley de Construcciones y su Reglamento, Plan Regulador del Cantón de Curridabat y además normativa que resulta aplicable de conformidad con la actividad comercial.

SECCIÓN III

Trasposos, traslados, ampliaciones y cambio de actividades comerciales en la licencia municipal

Artículo 9.- Se entenderá por traspaso, el cambio de titular de la licencia comercial, para lo cual deberá obtenerse aprobación del Municipio.

Artículo 10.- Requisitos. Para solicitar un traspaso de una licencia comercial ante la Municipalidad de Curridabat, se requiere completar el formulario respectivo, junto con los documentos señalados en los puntos 1, 2, 7, 8, 9 y 12 del artículo 6 de este reglamento.

Además, deberá aportar el documento de cesión que realiza el cedente de la licencia municipal al cesionario, autenticado por un abogado, comprometiéndose el cesionario a ejercer la actividad comercial respectiva, cumpliendo con las normas legales y reglamentarias que regulan la actividad, y el orden público.

Artículo 11.- Se entenderá por traslado, el cambio de ubicación física del local en la que se explota la licencia comercial, para lo cual deberá obtenerse aprobación del Municipio.

Artículo 12.- Requisitos. Para solicitar un traslado de la actividad comercial ya autorizada, se requiere completar el formulario respectivo, junto con los documentos señalados en los puntos 1, 2, 5, 7, 9, 10, 11 y 12 del artículo 6 de este reglamento.

Artículo 13.- Se entenderá por cambio de la actividad comercial ya autorizada, como la modificación de dicha actividad en otra distinta a la originalmente otorgada, pero sin que se cambie la ubicación física del local comercial.

Artículo 14.- Requisitos. Para solicitar un cambio de la actividad comercial, se requiere completar el formulario respectivo, junto con los documentos y requisitos establecidos en el artículo 6 de este reglamento.

Artículo 15.- Se entenderá por ampliación, la extensión de la actividad comercial que cuenta con licencia municipal, para ser explotada de manera conjunta con otra actividad comercial de similar naturaleza.

Artículo 16.- Requisitos. Para solicitar una ampliación de la actividad comercial ya autorizada, se requiere completar el formulario respectivo, junto con los documentos y requisitos establecidos en el artículo 6 de este reglamento.

Artículo 17.- En todos los formularios, la firma que se consigne deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

El formulario deberá completarse en los espacios que correspondan según la actividad pretendida y con la documentación señalada, caso contrario, la solicitud no será tramitada hasta que se subsane los datos incompletos, de lo cual se prevendrá por una única vez al solicitante.

SECCIÓN IV

Sobre el certificado de uso de suelo en el caso de poseedores y locales ubicados en centros comerciales y similares

Artículo 18.- La Dirección de Desarrollo y Control Urbano atenderá y tramitará las solicitudes de uso de suelo que sean presentadas por personas físicas en condición de poseedores que así lo requieran para efectos de solicitud nueva o de renovación de permiso sanitario de funcionamiento del Ministerio de Salud, así como para solicitud de licencia comercial o traslado, traspaso, ampliación o cambio de actividad de licencia comercial.

Para que la solicitud sea gestionada ante la Dirección de Desarrollo y Control Urbano, la persona interesada deberá cumplir con los siguientes requisitos:

1. Inscrita como poseedor en las bases de datos de la municipalidad.
2. Poseedor de un bien inmueble que aún se encuentre inscrito a nombre de entidades estatales. No aplica para poseedores de bienes inmuebles inscritos a nombre de particulares.
3. No exista plano inscrito en el asiento registral.
4. El bien inmueble no puede estar destinado a parques, obras públicas ni zonas de protección.
5. Estar al día en el pago de impuestos municipales correspondiente a servicios.

Artículo 19.- En el caso de solicitud nueva, traspaso, traslado, ampliación o cambio de actividad comercial, de locales que se ubiquen en centros comerciales, oficentros o similares, no requerirán del certificado de uso de suelo para el trámite correspondiente.

SECCIÓN V

De la reposición de títulos de Licencia Municipal

Artículo 20.- Ante el deterioro, extravío u destrucción del Certificado de Licencia Municipal, los patentados podrán solicitar la emisión de un nuevo título, mediante solicitud ante la Sección de Patentes, para lo cual aportarán los siguientes documentos:

1. En el caso de personas físicas:
 - a) Copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente.
 - b) Dirección física de su domicilio.
2. En caso de personas jurídicas:
 - a) personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida.
 - b) Copia de la cédula de identidad del representante legal.
 - c) Dirección física del domicilio del representante legal.
3. Estar al día en el pago de tributos y obligaciones tributarias.
4. Pago de US \$6.00 por la reposición del certificado.

La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

CAPÍTULO II

De la Sección de Patentes Municipales

SECCIÓN I

Normas generales

Artículo 21.- La Sección de Patentes Municipales, deberá conocer tanto las solicitudes de licencias para establecimientos comerciales, como traslados, traspasos, ampliaciones o cambios de las actividades comerciales, y toda aquella materia que se relacione con licencias municipales. Asimismo, estará a cargo de conocer las solicitudes de las licencias para la comercialización de bebidas con contenido alcohólico, las cuales se regularán de conformidad con el Reglamento a la Ley de Regulación y Comercialización de Bebidas con contenido Alcohólico de la Municipalidad de Curridabat

Artículo 22.- La Sección de Patentes Municipales deberá fiscalizar, en coordinación con el Área de Inspección, la buena marcha de las actividades autorizadas, en aras de controlar la continuidad normal de la explotación de la actividad, la revocatoria de la licencia comercial, o la renovación de la misma, para lo cual la administración deberá proveer los recursos tecnológicos, económicos y humanos necesarios que le permitan realizar esta labor.

SECCIÓN II

De los inspectores

Artículo 23.- La municipalidad contará con un cuerpo de inspectores municipales, debidamente identificados quienes realizarán las visitas a aquellos locales que soliciten licencia para actividades comerciales, así como de aquellos que ya se encuentren funcionando. Este cuerpo de inspectores contará con un Encargado de Inspectores quien fiscalizará el cumplimiento debido de sus funciones.

Artículo 24.- Compete a los Inspectores, las siguientes funciones:

- a) Solicitar, verificar y determinar la veracidad de la información brindada por los patentados o solicitantes de licencias municipales.
- b) Inspeccionar los locales comerciales para verificar el correcto uso de la licencia comercial.
- c) Velar porque la documentación y permisos de los patentados se encuentren vigentes.
- d) Velar porque en el establecimiento comercial se encuentren explotando la actividad respectiva en cumplimiento de lo que prescriben las normas legales y reglamentarias, así como el orden público.
- e) Realizar las notificaciones de la Sección de Patentes, para lo cual aplicarán las reglas de notificación que establece la Ley de Notificaciones Citaciones y otras comunicaciones judiciales, en lo que sea procedente.
- f) Clausura y sello de los establecimientos de acuerdo al capítulo III, sección I de este reglamento.

Artículo 25.- Los propietarios, administradores, concesionarios y cualquier persona que de una u otra forma explote un establecimiento comercial está en la obligación de brindar toda la colaboración a estos funcionarios.

CAPÍTULO III

Procedimiento administrativo para el cierre de negocios comerciales y eliminación de la licencia municipal

SECCIÓN I

Cierre de negocios

Artículo 26.- Procederá el cierre inmediato del establecimiento comercial con la suspensión temporal de la licencia comercial, cuando se incurra en alguna de las siguientes causales:

- a) Por falta de pago de dos o más trimestres, de conformidad con el artículo 81 bis del Código Municipal. La mera constatación por parte de la Sección de Patentes de haberse incurrido en esta causal, la facultará para notificar de inmediato la suspensión de la licencia municipal y, en consecuencia, el cierre temporal del mismo. Previo a ejecutar dicho cierre se otorgará un plazo de 24 horas al patentado para aportar la prueba en contrario, o cumplir con la obligación respectiva, vencido dicho plazo, el cierre se ejecutará y no podrá suspenderse la actuación hasta tanto no se haya cumplido con lo omitido por el patentado.
- b) Cuando se reporte por primera vez que un establecimiento comercial produzca escándalo, alteración al orden y la tranquilidad pública, cuando se violaren disposiciones legales o reglamentarias que regulen su funcionamiento, procediendo con el cierre inmediato del local. Igualmente aplica para el caso de locales que cuenten con licencia para la comercialización y expendio de bebidas con contenido alcohólico.
- c) Cuando en la declaración jurada del artículo 5 de la Ley de Patentes N° 9185, se tenga que el titular de la licencia comercial no coincide con quien firma dicha declaración.

- d) Cuando se tenga que el titular de la licencia comercial no coincide con el autorizado en el permiso de funcionamiento de salud.
- e) Cuando el permiso de funcionamiento de salud se encuentre vencido.
- f) Por permitir que se utilice como parqueo por parte de los clientes o consumidores o como zona de descarga por parte de proveedores u otros, el área destinada para acera.
- g) Cuando en el ejercicio de la actividad comercial se cometan infracciones a la Ley de Igualdad de Oportunidades para las Personas con Discapacidad N° 7600.
- h) Cuando el patentado permita que, en el inmueble, se ejecuten acciones que son contrarias a las disposiciones legales y reglamentarias, y para las cuales no se cuenta con las respectivas licencias municipales.

Artículo 27.- Cuando un establecimiento se encuentre explotando una actividad lucrativa sin la licencia respectiva, será objeto de cierre inmediato notificándole en el mismo momento el acto de cierre, toda vez que la actividad se estaría ejerciendo al margen de la ley.

Artículo 28.- En los casos de cierre de los artículos 26 y 27 de este reglamento, la notificación se realizará efectivamente en el local respectivo. Se autorizará la apertura del local, una vez se demuestre el cese y/o la corrección de las faltas cometidas.

El patentado podrá hacer sus alegatos de defensa, respectivos, los que serán considerados para el levantamiento o mantenimiento de la orden de cierre.

Contra la orden de cierre podrán interponerse los recursos que se establecen en el artículo 162 del Código Municipal.

Artículo 29.- Para la ejecución del acto de cierre de establecimientos comerciales, la Municipalidad podrá solicitar la colaboración de la Fuerza Pública.

SECCIÓN II

Eliminación de la licencia comercial

Artículo 30.- La Sección de Patentes procederá a revocar las licencias municipales de los patentados, cuando:

1. El patentado expresamente solicite la eliminación de la patente y así sea comunicado a la Sección de Patentes, aportando:
 - a) Nota donde solicita la eliminación de la patente
 - b) En el caso de personas físicas:
 - c) b.1 Copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente
 - d) b.2 Dirección física de su domicilio.
 - e) En caso de personas jurídicas:

- c.1 personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida.
 - c.2 Copia de la cédula de identidad del representante legal.
 - c.3 Dirección física del domicilio del representante legal.
- f) Estar al día en el pago de tributos y obligaciones tributarias. La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.
2. Por la muerte del titular de la licencia comercial. En caso de personas jurídicas por disolución, quiebra o insolvencia judicialmente declaradas o por la causal establecida en la Ley de Impuesto a las Personas Jurídicas N° 9428.
 3. Cuando se venza el plazo concedido tratándose de licencias de carácter temporal, sin que sea renovada la misma.
 4. Cuando sea evidente el abandono de la actividad, aun cuando el interesado no lo haya comunicado a la Municipalidad. Corresponderá a un Inspector Municipal levantar un acta, en la cual hará constar que el establecimiento se encuentra cerrado, y que no tiene actividad alguna.
 5. Cuando el propietario de un bien inmueble comunique que se ha rescindido el contrato de arrendamiento, de conformidad con los requisitos del punto 1 de este artículo.
 6. Cuando se tenga reporte que, en dos o más veces, el establecimiento comercial respectivo ha violentado en la explotación de su actividad, la ley, el reglamento o el orden público.
 7. En el caso de locales comerciales que cuenten con licencia para la venta y expendio de bebidas con contenido alcohólico, incumplan con las disposiciones de la Ley N° 9047.
 8. Cuando se hubiere suspendido por dos veces la licencia municipal otorgada, de conformidad con el artículo 26 de este Reglamento.
 9. Cuando se tenga conocimiento por parte de la autoridad competente que la documentación aportada para otorgar la licencia es falsa.
 10. Por permitir que se utilice como parqueo por parte de los clientes o consumidores o zona de descarga por parte de proveedores u otros, el área destinada para acera, y se haya suspendido la actividad comercial una vez por el mismo motivo.
 11. Cuando en el ejercicio de la actividad comercial se cometan infracciones a la Ley de Igualdad de Oportunidades para las Personas con Discapacidad N° 7600 y se haya suspendido la actividad comercial una vez por el mismo motivo.

Artículo 31.- Para la eliminación de una licencia comercial descrita en los supuestos del 6 al 11 del artículo anterior, se aplicará lo dispuesto en el Libro Segundo de la Ley General de la Administración Pública del procedimiento ordinario, en cuanto a lo no regulado por el Código Municipal.

CAPÍTULO IV
Del procedimiento de cobro del impuesto de patentes

SECCIÓN I
Aspectos generales

Artículo 32.- Las personas físicas o jurídicas que se dediquen al ejercicio de cualquier tipo de actividad lucrativa en el Cantón de Curridabat, estarán obligadas a pagar a la Municipalidad un impuesto de patentes de conformidad con lo que establece la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat N° 9185 del 29 de noviembre de 2013 y el Artículo 1º de este Reglamento.

Artículo 33.- El impuesto se pagará durante todo el tiempo en que se haya ejercido la actividad lucrativa o por el tiempo que se haya poseído la licencia, aunque la actividad no se haya realizado.

Artículo 34.- Base imponible. Salvo los casos en que esta ley determina un procedimiento diferente para fijar el monto del impuesto de patente, se establecen como factores determinantes de la imposición, la renta líquida gravable y las ventas o los ingresos brutos anuales que perciban las personas físicas o jurídicas afectas al impuesto, durante el período fiscal anterior al año en que se dé la imposición. Por ventas se entiende el volumen de estas, hechas las deducciones que establece la Ley General del Impuesto sobre las Ventas. En caso de darse diferencia entre los montos de las ventas y los ingresos brutos, se tomará para el cálculo del cobro de la licencia el monto mayor.

En los casos de los establecimientos de correduría de bienes raíces e inmuebles, se consideran ingresos brutos los percibidos por concepto de comisiones e intereses u otros ingresos de su propia actividad.

Artículo 35.- Las ventas o los ingresos brutos anuales y la renta líquida gravable realizada, determinarán el monto del impuesto de patentes que le corresponde pagar a cada contribuyente producto de la actividad realizada, determinarán el monto del impuesto de patentes que le corresponda pagar a cada contribuyente. A partir de la aprobación de la Ley de Patentes se aplicará el uno por mil (1 x 1000) sobre las ventas o los ingresos brutos, más el uno punto cinco por mil (1.5 x 1000) sobre la renta líquida gravable durante el primer año (2014) de la vigencia de la Ley de Patentes; para el segundo año (2015) de la vigencia de la Ley de Patentes, el uno punto veinticinco por mil (1.25 x 1000) sobre las ventas o los ingresos brutos, más el uno punto cinco por mil (1.5 x 1000) sobre la renta líquida gravable y a partir del tercer año (2016 en adelante) de la vigencia de la Ley de Patentes se aplicará el uno punto cinco por mil (1.5 x 1000) sobre las ventas o los ingresos brutos, más el uno punto cinco por mil (1.5 x 1000) sobre la renta líquida gravable. Este monto, dividido entre cuatro, determinará el impuesto trimestral por pagar.

El mínimo de licencia Municipal a cancelar al municipio anualmente es de nueve por ciento (9%) sobre el monto del salario base mínimo (SBM) del Poder Judicial, revisable cada año, según lo disponga el Poder Judicial, y a partir de la respectiva publicación en el Boletín Judicial.

Las actividades consideradas como emprendimiento o micro empresa de subsistencia pagarán a la Municipalidad, el mínimo anual que por concepto de impuesto de patente establece el artículo 4 de la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, que es del nueve por ciento (9%) sobre el monto del salario base mínimo (SBM) del Poder Judicial, revisable cada año según lo disponga el Poder Judicial y a partir de la respectiva publicación en el Boletín Judicial, por el plazo de dos años.

Se entenderá como actividad de emprendimiento y/o micro empresa de subsistencia, la actividad comercial, industrial o de servicios ejercida por persona física, cuyos ingresos sean destinados a la manutención del núcleo familiar.

Para efectos de este reglamento, se entienden las siglas SBM como salario base mínimo de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial, de conformidad con el artículo 2 de la Ley N° 7337, de 5 de mayo de 1993.

Artículo 36.- El impuesto por licencia municipal tendrá vigencia para el año natural siguiente a la declaración, rigiendo así desde el mes de enero hasta diciembre. Este impuesto será cancelado por trimestre adelantados en los meses de enero, marzo, junio y setiembre de cada año. El atraso en la cancelación oportuna del impuesto generará intereses, que se calcularán de conformidad con lo que para el efecto haya establecido la Municipalidad, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 69 del Código Municipal.

Artículo 37.- Cada año, a más tardar el 5 de enero, las personas a quienes se refiere el artículo 1 de la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, presentarán una declaración jurada de sus ventas o ingresos brutos. Con base en esta información, la Municipalidad calculará el impuesto por pagar. Para tales efectos, la Municipalidad deberá poner a disposición de los contribuyentes los respectivos formularios, a más tardar un mes antes de la fecha señalada.

Si la persona física o jurídica cuenta con más patentes en Curridabat o en otras municipalidades deberá presentar certificación de un contador público autorizado indicando el monto que le corresponde a cada una y demostrar que posee dicha licencia comercial.

La declaración debe venir firmada por el representante legal, en caso de persona jurídica y, en caso de persona física, por el titular de la patente.

En casos especiales, cuando las empresas hayan sido autorizadas por la Dirección General de Tributación para presentar la declaración en fecha posterior a la establecida en la ley y este reglamento, estas empresas podrán presentarla a la Municipalidad dentro de los quince días hábiles siguientes a la fecha autorizada.

Artículo 38.- La información suministrada por los contribuyentes del impuesto de patentes a la Municipalidad, tiene el carácter confidencial al que se refiere el artículo 117 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios.

SECCIÓN II

De la declaración jurada

Artículo 39.- Todo patentado deberá presentar ante la Sección de Patentes de la Municipalidad de Curridabat a más tardar el 5 de enero de cada año, la declaración jurada de los ingresos brutos obtenidos durante el último período fiscal (Declaración del impuesto sobre la Renta), en la que conste el acuse de recibido por presentación digital ante la Dirección General de Tributación Directa. Con base en esta información la Municipalidad calculará el impuesto por pagar.

Se exceptúan de esta obligación, las empresas que tengan autorización de la Dirección General de Tributación Directa, para presentar la declaración de renta, en fecha posterior a la que establece la ley, estas empresas podrán presentar la declaración a la Municipalidad, dentro de los cinco días

hábiles siguientes a la fecha autorizada por la Dirección General de Tributación Directa, no obstante, deberán informar antes del 5 de enero del año respectivo, la fecha autorizada por dicha Dirección.

Artículo 40.- La Municipalidad suministrará a los patentados los formularios y la información necesaria para que puedan presentar la declaración jurada que se refiere el artículo anterior, en forma adecuada a los fines de la Ley y de este Reglamento. A partir del primero de octubre de cada año, los patentados podrán descargar los formularios respectivos, en forma digital en la página web de la Municipalidad de Curridabat www.curridabat.go.cr.

Artículo 41.- La declaración jurada municipal que deben presentar los patentados ante la Municipalidad, quedará sujeta a las disposiciones especiales de los artículos 122, 123 y 130 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, así como a lo que establece el artículo 318 del Código Penal.

Artículo 42.- Los contribuyentes que no presenten la declaración jurada municipal, dentro del término anteriormente establecido o incurran en las faltas contenidas en el artículo 9 de Ley N°9185, serán sancionados con una multa del quince por ciento (15%) del impuesto de patentes correspondiente a todo el año anterior, el cual será cancelado en el primer trimestre del año inmediato siguiente.

Artículo 43.- Toda declaración queda sujeta a revisión por los medios establecidos por ley. Si se comprueba que los datos suministrados son incorrectos, circunstancia que determina una variación en el tributo, o cualquier otro tipo de inexactitud, se prevendrá en el plazo de cinco días hábiles, para que proceda el declarante a documentar la inconsistencia señalada, bajo apercibimiento de que en caso de omisión se procederá a tasar según corresponda.

En este caso, la certificación del Contador Municipal, donde se indique la diferencia adeudada por el patentado en virtud de la revisión citada, servirá de título ejecutivo para efectos del cobro.

SECCIÓN III

De la determinación de oficio del impuesto de patentes

Artículo 44.- Del procedimiento administrativo para realizar la determinación de oficio o la recalificación. Se notificará al titular de la licencia comercial de la causal que con base en el artículo 9 de la Ley N° 9185, hay incurrido para la determinación de oficio del impuesto, pudiendo en este acto de considerarlo necesario, requerir al Contribuyente la presentación de nuevas declaraciones o la rectificación de las presentadas dentro del plazo cinco días hábiles.

De conformidad con el artículo 162 del Código Municipal, dentro de los cinco días hábiles siguientes contados a partir de la notificación, el titular de la licencia comercial puede impugnar ante el Alcalde Municipal, por escrito, dichas observaciones o cargos formulados, debiendo en tal caso especificar los hechos y las normas legales en que se fundamente su reclamo y alegar las defensas que considere pertinentes con respecto a las infracciones que se le atribuyan, proporcionando u ofreciendo las pruebas de descargo respectivas.

En caso de que el titular de la licencia comercial no presentare ninguna oposición, la resolución quedará firme.

La resolución final dictada por el Alcalde tendrá recurso de revocatoria con apelación en subsidio, éste último para ante el Tribunal Contencioso Administrativo, el que agotará la vía administrativa.

Artículo 45.- Para gravar toda actividad lucrativa recientemente establecida, la Municipalidad podrá hacer una estimación, tomando como parámetro otros negocios similares. Sin embargo, con la presentación de la primera declaración por parte del titular de la licencia comercial, se procederá a recalificar el monto del impuesto respectivo.

CAPÍTULO V

SECCIÓN I

Actividades económicas sujetas al impuesto

Artículo 46.- Por las actividades económicas que seguidamente se enumeran, los patentados pagarán conforme a lo dispuesto en los artículos 3 y 4 de la Ley N° 9185, excepto lo relativo al artículo 16:

- a) **Industria:** se refiere al conjunto de operaciones materiales ejecutadas para extraer, transformar o manufacturar uno o varios productos. Incluye el procesamiento de productos agrícolas y la transformación, mecánica o química, de sustancias orgánicas o inorgánicas en productos nuevos, mediante procesos, mecanizados o no, en fábricas y domicilios. Implica tanto la creación de productos como los talleres de reparación y acondicionamiento. Comprende la extracción y la explotación de minerales, metálicos o no metálicos, en estado sólido, líquido o gaseoso; la construcción, la reparación o la demolición de todo tipo de edificios, las instalaciones y las vías de transporte, las imprentas, las editoriales y los establecimientos similares. En general, se refiere a mercancías, construcciones y bienes muebles e inmuebles.
- b) **Comercio:** comprende la compra y venta de toda clase de bienes, mercaderías, propiedades, títulos valores, moneda y otros. Además, los actos de valoraciones de bienes económicos, según la oferta y la demanda, tales como casas de representación, comisionistas, agencias, corredores de bolsa, de seguros, instituciones bancarias públicas y privadas, instituciones de crédito y, en general, todo cuanto involucre transacciones de mercado de cualquier tipo.
- c) **Servicios:** comprende los servicios prestados al sector privado, al sector público, o a ambos, atendidos por organizaciones o personas privadas. Incluye el transporte, el almacenaje, los servicios de salud privados, las comunicaciones, las telecomunicaciones, los establecimientos de esparcimiento y los de enseñanza privada.
- d) **Otros:** se incluyen todas las actividades económicas relacionadas con los tipos o las clases de obligaciones y contratos establecidos en el Código Civil, el Código de Comercio, el Código de Trabajo, la Ley de la Contratación Administrativa y su reglamento, la Ley de Concesión de Obra Pública, la Ley de Arriendos Urbanos y Suburbanos, y otras leyes especiales o normas o tratados internacionales que regulen materia contractual, ya sea de forma principal, parcial o accesoria; así como el outsourcing, subcontratación o tercerización, de todas las formas o negocios jurídicos definidos en estas normas legales. También, el ejercicio de las profesiones liberales, científicas y técnicas.

- e) Venta de bebidas con contenido alcohólico: además del pago de la licencia establecida en la Ley N° 9047, Regulación y Comercialización de Bebidas con Contenido Alcohólico, de 25 de junio del 2012, publicada en el diario oficial La Gaceta en su Alcance digital N° 109, de 8 de agosto del 2012, deberán pagar los licenciatarios o patentados de este rubro de negocios la respectiva patente comercial de acuerdo con los parámetros establecidos en este numeral y en los artículos 3 y 4, todos de la Ley N° 9185. La licencia otorgada al patentado conforme a la Ley N° 9047 y su reglamento de la Municipalidad de Curridabat, es para poder expender bebidas de contenido alcohólico, siendo lo que se cobra por la Ley N° 9185 y el presente Reglamento, corresponde a las ventas o los ingresos brutos anuales y la renta líquida gravable, producto de la actividad económica realizada o ejecutada por el patentado o licenciatario, según lo ordenado por el artículo 4, párrafo final de la Ley N° 9047.

SECCIÓN II

Montos por pagar en actividades económicas especiales

Artículo 47.- Por las actividades citadas a continuación, los contribuyentes pagarán el impuesto de patentes de conformidad con el criterio indicado para cada una:

- a) Todos los bancos públicos y privados, estatales o no, sucursales o agencias, establecimientos financieros y comercios de bienes inmuebles pagarán como mínimo de patente anualmente al municipio cuatro salarios base mínimos de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial (SBM). Este pago mínimo se aplicaría si el resultado es inferior al aplicar lo establecido en el artículo 4 de la ley 9185.
- b) En salones de diversión donde se exploten juegos de habilidad, aleatorios, o ambos, billares, máquinas de juego, rocolas, ventas de dulces, caramelos, preservativos, alcoholímetros y similares permitidos por ley, se tasarán anualmente por cada una de las máquinas, mesas, juegos o similares, en un siete por ciento (7%) sobre el salario base mínimo de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial, pagadero en tramos trimestrales.
- c) Los servicios de almacenaje y bodegaje pagarán cero coma cinco por ciento (0.5%) anual sobre las ventas o los ingresos brutos del año anterior.
- d) Los estacionamientos comerciales se tasarán anualmente sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial, pagadero en tramos trimestrales, correspondiente al cero coma tres por ciento (0.3%) del SBM por m² anual del área efectiva total del parqueo, reduciendo puntos muertos, denominados casetas, zonas verdes, espacio de circulación de vehículos por desplazamiento interno dentro del parqueo y otros cuyo uso sea diferente a los lugares en donde se ubiquen propiamente los automotores.
- e) Los operadores de telefonía celular que tengan infraestructura en telecomunicaciones, bases soportantes y continentes de radiobases de telecomunicaciones, similares o conexas, ubicadas, construidas o instaladas, provisionalmente o de forma definitiva o estable, en terrenos que no sean propiedad de la Municipalidad de Curridabat, deberán cancelar anualmente, independientemente de sus ventas brutas o rentas líquidas, de la siguiente forma:

Categoría

monto anual

i) Operadora con mayor cantidad de usuarios en el mercado nacional	25 SBM
ii) Operadora con segunda mayor cantidad de usuarios en el mercado nacional	18 SBM
iii) Operadora con tercera mayor cantidad de usuarios en el mercado nacional	12 SBM
iv) Operadora con cuarta mayor cantidad de usuarios en el mercado nacional y resto de operadoras	10 SBM

vi) Las personas físicas o jurídicas que en los inmuebles de su propiedad faciliten, alquilen, arrienden, den en préstamo, ya sea gratuita y onerosamente, deberán cancelar 5 SBM, correspondiente exclusivamente a esta actividad, sin perjuicio del pago correspondiente por su actividad industrial, comercial o de servicios, habitualmente desplegada.

vii) Los operadores de telefonía celular que tengan infraestructura en telecomunicaciones, bases soportantes y continentes de radio bases de telecomunicaciones, similares o conexas, ubicadas, construidas o instaladas, provisionalmente o de forma definitiva o estable, en terrenos que sean propiedad de la Municipalidad de Curridabat, deberán cancelar únicamente el canon respectivo.

Artículo 48.- Cuando en un mismo establecimiento se realicen conjuntamente diferentes actividades, cada una se considerará de forma separada para los efectos del tributo, o cuando en un mismo establecimiento ejerzan actividades conjuntamente varias sociedades o personas físicas, el monto de la imposición lo determinará la suma total del impuesto que corresponda a cada una individualmente.

SECCIÓN III

Impuesto para el establecimiento de hospedaje

Artículo 49.- Impuesto para el establecimiento de hospedaje. Los establecimientos que se dediquen, principalmente, a brindar hospedaje momentáneo se registrarán conforme a la siguiente calificación y su correspondiente monto a pagar por la patente Municipal:

- Hoteles y similares, entendiéndose como establecimiento cuya actividad principal sea permitir el hospedaje momentáneo: se tasarán anualmente en un cero coma veinte por ciento (0,20%) sobre sus ventas o ingresos brutos del año anterior, según la declaración de renta por la Dirección General de Tributación, en la que conste el acuse de recibido por presentación digital, cuyo monto no podrá ser inferior al establecido en el párrafo segundo del artículo 4 de la Ley N° 9185.
- Hospedajes, casas, pensiones, alojamientos y similares, que además del hospedaje momentáneo ofrezcan otro tipo de servicio: pagarán según el inciso a) de este artículo.

SECCIÓN IV

Publicidad

Artículo 50.- Publicidad. Las personas físicas o jurídicas que deseen colocar anuncios, letreros, avisos o rótulos permitidos y regulados en el Reglamento para la Regulación de la Publicidad Exterior en el Cantón de Curridabat, deberán contar con la licencia extendida por la Municipalidad, entendiéndose por ésta como la autorización emitida para la instalación de cualquier tipo de publicidad. La tarifa anual por tal concepto, pagadera en tramos trimestrales. Será la establecida de la siguiente forma:

- a) Rótulos metálicos: dos coma cinco por ciento (2,5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial por metro cuadrado impreso.
- b) Rótulos luminosos: cinco por ciento (5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial por metro cuadrado impreso.
- c) Rótulos no luminosos: tres coma cinco por ciento (3,5%) sobre el salario base mínimo (SBM) de un auxiliar administrativo N° 1 del Poder Judicial, por metro cuadrado impreso.
- d) Rótulos cuya medida sea inferior a un metro cuadrado, la tarifa correspondiente a un metro cuadrado según cada tipo de rótulo detallado anteriormente.
- e) La publicidad ambulante o removible de cualquier naturaleza pagará el veinticinco por ciento (25%) sobre el SBM por semana.
- f) Las ventas ambulantes autorizadas por la reglamentación de esta Municipalidad pagarán el mínimo establecido en el artículo 4 de la Ley N° 9185.
- g) Los propietarios de los fundos o inmuebles en donde se instale la publicidad indicada en los incisos precedentes de este artículo deberán cancelar el impuesto de patente según las reglas de los artículos 3 y 4 de la Ley N° 9185.

Los rótulos pintados en la pared y los cerramientos se encuentran prohibidos.

Las personas físicas o jurídicas que en los inmuebles de su propiedad faciliten, alquilen, arrienden, den en préstamo, ya sea gratuita y onerosamente, deberán cancelar el respectivo impuesto correspondiente el cual se le cargará a los tributos municipales.

Artículo 51.- Aquellas personas físicas o jurídicas que desarrollen una actividad considerada como micro empresa de subsistencia, se les podrá otorgar una licencia temporal de uso de publicidad exterior, no sujeta al pago del impuesto a la publicidad, por un plazo de un año, la que podrá ser prorrogada por el mismo plazo en forma sucesiva.

Se entenderá como micro empresa de subsistencia, aquella que se dedica a la actividad comercial, industrial o de servicios cuya renta disponible, tratándose de personas físicas, resulten inferiores a los montos gravados con la tarifa mínima del Impuesto sobre la Renta, conforme con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo de actualización de Renta para personas jurídicas y físicas con actividades lucrativas. En el caso de las personas jurídicas, se entenderá como tal, aquella actividad, cuyo monto de compras anuales, destinados a la comercialización, elaboración de productos o la prestación de servicios, no sea mayor a setenta y cinco salarios base incluyendo el monto pagado del Impuesto General sobre las Ventas.

Para tales efectos, el interesado deberá presentar a la Municipalidad, la copia de la presentación de la declaración del Impuesto sobre la Renta, con el propósito de constatar el monto de renta disponible o de compras anuales, previstos como requisito para el otorgamiento de la licencia temporal.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, los funcionarios de la Sección de Patentes, podrán verificar la realidad económica de las personas autorizadas bajo esta actividad, tomando en consideración la ubicación del negocio, el número de empleados, si el negocio es operado por su propio dueño o si mantiene más de un establecimiento abierto al público, si los ingresos constituyen una fuente esencial de la manutención familiar, la limitación de recursos financieros, que la actividad no tenga su origen en la explotación de una franquicia, marca o nombre comercial, u otras manifestaciones de riqueza que evidencien una mayor capacidad contributiva a la declarada.

La publicidad exterior deberá consistir en una única tipología o forma empleada para ofrecer productos o servicios, no luminoso, con una medida máxima de un metro cuadrado y que cumpla con las disposiciones establecidas en el Reglamento para la Regulación de la Publicidad Exterior en el Cantón de Curridabat.

Artículo 52.- El patentado que elimine o modifique la rotulación de publicidad exterior en su local, debe comunicarlo por escrito, por medio de una nota en la que se solicita la inspección del sitio.

En el caso de personas físicas, deberá aportarse copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente

En caso de personas jurídicas, deberá aportarse personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida y Copia de la cédula de identidad del representante legal.

La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

Una vez verificada con la inspección la comunicación hecha por parte del patentado, se ajustará el pago del impuesto de publicidad, el cual se hará efectivo a partir del trimestre siguiente.

CAPÍTULO VI

De las licencias para espectáculos públicos en general

SECCIÓN I

Aspectos Generales

Artículo 53.- Todos los espectáculos públicos o de diversión no gratuitos, sea permanentes u ocasionales, deberán contar con licencia emitida por la Municipalidad de Curridabat para la realización del evento.

Para tal efecto se cancelará un impuesto del cinco por ciento (5%), que pesará sobre el valor de cada boleta, tiquete o entrada individual, que se realicen en teatros, cines, salones de baile, discotecas, locales, estadios y plazas nacionales o particulares; y en general sobre todo espectáculo que se

efectuó con motivo de festejos cívicos y patronales, veladas, ferias, turnos o novilladas, de conformidad con la Ley N°6844.

Cuando en los casos sujetos al pago del impuesto se cobre el valor de la boleta, tiquete o entrada individual, y, además una suma como consumo mínimo, el impuesto se cobrará sobre la cantidad que resulte de la suma del valor de la entrada, más el consumo mínimo exigido. En el caso de que sólo se cobre consumo mínimo, sobre éste se cobrará el impuesto.

Artículo 54.- El no pago del impuesto correspondiente, faculta a la imposición de una multa igual a diez veces el monto dejado de pagar. Para determinar este monto, se realizará una estimación del impuesto no pagado, la que servirá de base para el cálculo de la multa respectiva.

Cuando no se cumpla con el pago del impuesto y la multa determinada, se procederá en forma inmediata y sin más trámite a la cancelación de la licencia de espectáculo público y el traslado de la deuda determinada a cobro judicial.

Artículo 55.- Quedan exentos del pago del impuesto aquí previsto todos los espectáculos y actividades, cuando el producto íntegro se destine a fines escolares, de beneficencia, religiosos o sociales. Para tal fin, deberá presentarse solicitud debidamente fundamentada diez días hábiles previos a la realización de la actividad. La aprobación será otorgada por la entidad municipal que autorice la realización del espectáculo público.

SECCIÓN II

De las licencias de espectáculo público permanentes en locales comerciales

Artículo 56.- La Municipalidad podrá autorizar licencia permanente para la presentación de espectáculos públicos en los locales que cuenten con una licencia municipal para salones de baile, cines y discotecas.

Queda prohibida la presentación de espectáculos públicos en bares, cantinas, tabernas y restaurantes.

Artículo 57.- Para la obtención de esta licencia se deberán aportar los siguientes requisitos:

- a) Formulario de solicitud de licencia municipal para espectáculo público permanente. En el caso de personas físicas, deberá aportar copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente y dirección física de su domicilio.

En caso de personas jurídicas, deberá aportar personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida, copia de la cédula de identidad del representante legal y dirección física del domicilio del representante legal.

La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

- b) Presentar mensualmente, en los primeros diez días de cada mes, los boletos o tiquetes que se utilizarán para el ingreso a las actividades con el objetivo de que la Municipalidad proceda a sellar y registrar cada uno de ellos. Los boletos deberán tener impreso el valor de la entrada, el nombre del negocio, razón social del patentado y estar numerados en forma consecutiva, en caso de boletos electrónicos presentar copia del contrato con la empresa encargada de la venta de los tiquetes.
- c) Aportar contrato de arrendamiento o en su defecto autorización de la persona física o jurídica propietaria del inmueble, que indique que la actividad solicitada cuenta con visto bueno de la persona propietaria del inmueble.
- d) Plan de confinamiento sónico aprobado por el Ministerio de Salud.
- e) Constancia emitida por el Teatro Nacional, o su exoneración, sobre el impuesto de espectáculos públicos.
- f) Póliza del Instituto Nacional de Seguros sobre daños a terceros.
- g) Autorización del uso del repertorio musical, o su exoneración, extendido por los autores o por sus representantes, de conformidad con el Decreto Ejecutivo N° 23485-MP del 5 de julio de 1994.
- h) Documento de calificación de la Comisión de Control y Calificación de Espectáculos Públicos.

Artículo 58.- En los primeros cinco días de cada mes los patentados deberán efectuar la liquidación correspondiente y cancelar el impuesto respectivo en los medios dispuestos para pago por parte de la Municipalidad, para ello deberán aportar los talonarios con las entradas vendidas y las sobrantes, para el caso de la venta electrónica de tiquetes, se deberá presentar declaración jurada con el valor de los ingresos brutos recibidos por este concepto.

Artículo 59.- La Sección de Patentes a través de su Encargado y la Sección de Inspecciones a través de los inspectores verificarán el correcto uso de los tiquetes o boletos sellados mediante inspecciones físicas en los locales autorizados. Cuando se compruebe que en un local no se está haciendo uso correcto de los tiquetes se procederá a levantar el acta y la Municipalidad iniciará el procedimiento que corresponde a fin de determinar si procede cancelar la licencia respectiva.

SECCIÓN III

De las actividades de espectáculos públicos ocasionales

Artículo 60.- Para solicitar licencia de espectáculos públicos ocasionales para la realización de conciertos o presentaciones similares, se deberán aportar los siguientes requisitos, según la actividad a desarrollar:

- a) Formulario de solicitud de licencia municipal para espectáculo público permanente. En el caso de personas físicas, deberá aportar copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento de Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente y dirección física de su domicilio.

En caso de personas jurídicas, deberá aportar personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida, copia de la cédula de identidad del representante legal y dirección física del domicilio del representante legal.

La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

- b) Presentar los boletos o tiquetes que se utilizarán en el evento para que la Municipalidad proceda a su registro. Cada uno de ellos deberá tener impreso el valor de la entrada, la descripción y fecha del evento.
- c) En caso, que los boletos sean emitidos electrónicamente, deberá presentar copia del contrato con la empresa que se encargará de la venta de los tiquetes y certificación de contador público haciendo constar el ingreso bruto total recaudado una vez finalizado el evento.
- d) Autorización de uso del propietario del establecimiento o terreno donde se realizará el evento, o en su defecto, contrato de arrendamiento.
- e) Documento emitido y rubricado por un (a) Ingeniero (a) Civil donde garantice que la estructura donde se desarrollará la actividad se encuentra en condiciones óptimas para la actividad solicitada, así como la señalización de la capacidad máxima de personas que estructuralmente soportará las instalaciones.
- f) Documento idóneo donde se acredite que la Cruz Roja participará en el evento.
- g) Autorización del Ministerio de Salud y/o del Comité Asesor Técnico en Concentraciones masivas de la Comisión de Emergencias. En caso de involucrar actividades con animales se debe aportar documento emitido por el Servicio Nacional de Salud Animal, según corresponda. Queda terminantemente prohibida la realización de corridas de toros, monta, peleas de gallo y cualquier otra actividad que implique maltrato animal.
- h) Constancia emitida por el Teatro Nacional, o su exoneración, sobre el impuesto de espectáculos públicos.
- i) Póliza del Instituto Nacional de Seguros sobre daños a terceros.
- j) Visto bueno de la Comisión Nacional de Emergencias.
- k) Autorización de la Dirección General de Tránsito garantizando su presencia en las vías que correspondan y del cierre de vías.
- l) Autorización del uso del repertorio musical, o su exoneración, extendido por los autores o por sus representantes, de conformidad con el artículo 3 del Decreto Ejecutivo Nº 23485-MP del 5 de julio de 1994, Reglamenta Artículo 50 de Ley de Derechos de Autor y Derechos Conexos

- m) En caso de espectáculos extranjeros, deberán ingresar al país promocionados por empresa nacional, la cual será responsable y garante del extranjero, antes, durante y después de la actividad.
- n) Documento de calificación de la Comisión de Control y Calificación de Espectáculos Públicos.

Artículo 61.- Nadie puede iniciar actividad alguna si su correspondiente solicitud no ha sido debidamente aprobada y cancelada ante la Municipalidad. De iniciarse la actividad sin el permiso correspondiente, se procederá a la suspensión a través de las autoridades de policía.

CAPÍTULO VII

Sección Única

De las licencias para funcionamiento de karaoke, discomóviles y actividades bailables ocasionales

Artículo 62.- Entiéndase por karaoke como la actividad de diversión consistente en interpretar una canción sobre un fondo musical grabado, mientras se sigue la letra que aparece en una pantalla, así como el equipo técnico compuesto por amplificador de sonido, micrófono, etc., que se usa para dicho fin.

Entiéndase por discomóvil equipo musical de gran potencia que se utiliza para amenizar una fiesta o actividad social, el cual también incluye a la persona que selecciona y mezcla música grabada propia o de otros compositores y artistas, para ser escuchada por una audiencia.

Artículo 63.- Todo local comercial que desee realizar de manera ocasional actividad de karaoke, discomóvil o similares, deberá contar con la correspondiente aprobación municipal para su realización, la cual es independiente de su licencia comercial que habilita el funcionamiento del negocio.

Artículo 64.- Para la obtención de la autorización para la actividad de karaoke y/o discomóvil, se deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Formulario de solicitud presentado diez días hábiles previo al evento. En el caso de personas físicas, deberá aportar copia de la cédula de identidad del solicitante o documento DIMEX (Documento De Identidad Migratoria Para Extranjeros) vigente, dirección física de su domicilio.

En caso de personas jurídicas, deberá aportar personería jurídica original y vigente, no mayor a un mes de emitida y copia de la cédula de identidad del representante legal.

La firma que se consigne en la solicitud deberá estar autenticada por un abogado, o firmarlo ante el funcionario municipal de la Plataforma de Servicios, el cual verificará que el solicitante firmó ante él, debiendo estampar el sello correspondiente en el formulario de solicitud.

- b) Plan de confinamiento sónico y permiso sanitario de funcionamiento del Ministerio de Salud.

- c) Autorización del uso del repertorio musical, o su exoneración, extendido por los autores o por sus representantes, de conformidad con el artículo 3 del Decreto Ejecutivo N° 23485-MP del 5 de julio de 1994, Reglamenta Artículo 50 de Ley de Derechos de Autor y Derechos Conexos

Artículo 65.- Las actividades de karaoke, discomóvil, bailables y similares no podrán desarrollarse más allá de las 23:00 horas. Deberá respetarse en todo momento la normativa que establece la Ley General de Salud, referente a los niveles autorizados de sonido y confinamiento de ruido.

Artículo 66.- Por la celebración de actividades con karaoke, discomóvil, bailables o similares, se deberá pagar el impuesto sobre espectáculos públicos cuando aquellas se enmarquen dentro del hecho generador del artículo 51 de este Reglamento y la Ley N°6844. En caso de incumplimiento, se establecerán las multas y cargos del artículo 52 de este Reglamento.

Artículo 67.- Las personas físicas o jurídicas que brindan servicios de karaoke, discomóviles, bailable y similares a los patentados de negocios, deberán contar con una licencia municipal de acuerdo con el artículo 79 del Código Municipal.

CAPÍTULO VIII

Sección Única

De las licencias para ventas ambulantes y ventas estacionarias

Artículo 68.- Para el otorgamiento de las licencias tanto para venta ambulante como estacionaria, la Municipalidad dará preferencia a personas minusválidas o de la tercera edad, esta licencia deberá estar precedida de un estudio social realizado por la Dirección de Desarrollo Humano, que emitirá un informe al Sección de Patentes Municipales. La resolución de ésta, por medio de la cual se conceda una licencia debe ser razonada, con indicación de los datos completos del beneficiario, su domicilio, las causas por las que la ha solicitado, la comprobación de esas causas y un extracto del estudio social.

Artículo 69.- Queda prohibido realizar el comercio en forma ambulante o estacionariamente, en las vías públicas sin contar con la respectiva licencia municipal.

Asimismo, queda prohibida la realización de ventas ambulantes y estacionarias, en los siguientes lugares:

- a) Áreas no permitidas de conformidad con lo que establece la Ley de Tránsito.
- b) En las zonas de alto tránsito vehicular.
- c) En las vías públicas de alto tránsito vehicular o nacionales.
- d) En las zonas en que se pueda poner en peligro la seguridad de los peatones.
- e) En las paradas de autobuses o taxis.
- f) En aceras con un ancho mínimo menor de un metro y medio.
- g) No podrán ubicarse obstruyendo ventanas, entradas, esquinas, ni a una distancia menor de un metro cincuenta centímetros de la línea de la pared.
- h) En ningún parque público.
- i) No podrán ubicarse en el cordón y caño.
- j) Queda prohibido que las ventas ambulantes puedan estacionarse más de quince minutos en un mismo lugar.

Artículo 70.- Requisitos: Para obtener una Licencia comercial de venta ambulante, se requiere:

- a) Formulario debidamente lleno de solicitud de licencia municipal ambulante, con todos los datos requeridos para su trámite debidamente firmado por la persona interesada, en caso que él o la solicitante no efectúe el trámite de manera personal, la firma deberá estar autenticada por Abogado. En caso de que él o la solicitante sea de nacionalidad extranjera, deberá aportar, el permiso de trabajo respectivo para laborar en Costa Rica o cédula de residencia al día o carné de refugiado.
- b) Estar al día en el caso de vehículos con revisiones, requisitos y seguros que solicite el Ministerio de Obras Públicas y Transportes.
- c) Presentar título de propiedad del vehículo mediante el cual se realizará la actividad lucrativa respectiva.
- d) Copia de Permiso sanitario de funcionamiento emitido por el Ministerio de Salud y original para ser confrontado por funcionario municipal.

Artículo 71.- Para obtener una Licencia comercial de venta estacionaria, se requiere, además de los requisitos establecidos en el artículo 17 de este Reglamento, en lo que sea procedente, lo siguiente:

- a) Formulario debidamente lleno de solicitud de licencia municipal de venta estacionaria con todos los datos requeridos para su trámite debidamente firmado por la persona interesada, en el caso de quien solicite no efectúe el trámite de manera personal, la firma deberá estar autenticada por un profesional en Notariado.
- b) Presentar un croquis del cubículo comercial en donde se instalará la venta estacionaria, la cual debe irá contar con el visto bueno del Director de Desarrollo y Control Urbano. El área que sea autorizada no podrá ampliarse de ninguna forma; ni siquiera con toldos o plásticos o cualquier otro objeto que tienda a la protección del mismo contra la lluvia o luz solar.
- c) Copia de Permiso sanitario de funcionamiento emitido por el Ministerio de Salud y original para ser confrontado por funcionario(a) municipal.
- d) En los puestos que expendan alimentos de consumo directo los vendedores deberán portar un carné de salud.

No se podrá otorgar más de una licencia comercial para venta estacionaria por cada cuadrante, o a menos de cien metros, medidos sobre la calzada.

Artículo 72.- Se establece como horario de funcionamiento de ventas ambulantes y ventas estacionarias, de las seis horas a las veinte horas, no pudiendo realizarse la actividad fuera de dicho horario.

Artículo 73.- Son causales que motivan la denegatoria de estas licencias:

- a) El incumplimiento de alguno de los requisitos exigidos para su otorgamiento.

- b) La inobservancia, a criterio del Ministerio de Salud, de las medidas necesarias para la conservación de la higiene y la seguridad.
- c) El incumplimiento con los elementos de ornato necesarios, determinados por la Dirección de Servicios Ambientales.

Artículo 74.- Además de las causales estipuladas en el artículo anterior, no se otorgarán licencias para ventas ambulantes ni estacionarias, para la venta de alimentos que deban ser manipulados por quien los venda, según los criterios emanados por el Ministerio de Salud. Tampoco se permitirá la presencia de animales domésticos o de granja, en el sitio de venta.

Artículo 75.- Requisitos de ornato y ambientales.

- a) Las ventas ambulantes o estacionarias deberán contar con recipientes para la separación de basura orgánica, vidrio y plástico cuyas dimensiones mínimas serán de 30 X 40 X 40 centímetros, de material resistente, fácil de lavar, con bolsa plástica de uso obligatorio.
- b) Velar por el ornato y limpieza del área donde se ubica la actividad.
- c) No se permitirá la venta o promoción de productos que contaminen el área.
- d) Cualquier señal o aviso comercial requerirá del permiso respectivo, conforme el Reglamento para la Regulación de la Publicidad Exterior en el Cantón de Curridabat. No se permitirá el uso de megáfonos, parlantes o cualquier elemento que pueda causar contaminación sónica.
- e) El tamaño o dimensiones del puesto, deberá respetar el libre acceso y movilidad de personas, conforme lo establece la Ley 7600. Corresponde a la Dirección de Gestión Vial determinar la viabilidad de instalar el puesto, requisito sin el cual no se podrá otorgar la licencia.

Artículo 76.- Suspensión de la licencia comercial ambulante o estacionaria: Se procederá a la suspensión de la licencia comercial cuando el patentado o patentada incurra en alguna de las siguientes causales:

- a) No conservar el ornato y limpieza donde desarrolla la venta ambulante.
- b) Contaminación del área y del medio ambiente.
- c) El incumplir con la normativa de la Ley General de Salud y cualquier otra norma que regule la actividad desarrollada.
- d) Incumplir con lo que establece este Reglamento, así como otras leyes y reglamentos conexos, que regulan la explotación de este tipo de actividades.

Artículo 77.- Para la suspensión de la licencia comercial para ventas ambulantes, se seguirá el procedimiento ordinario que indica la Ley General de la Administración Pública. De comprobarse la veracidad de las causales se aplicarán los siguientes plazos de suspensión:

- a) La primera vez, se aplicará una suspensión de la Licencia de hasta por tres meses.

- b) La segunda vez, se aplicará una suspensión de la Licencia de hasta seis meses.
- c) La tercera vez, se cancelará permanentemente la Licencia, sin embargo, si con el incumplimiento del patentado o patentada perjudica el orden público, podrá cancelarse la licencia, sin previa suspensión, siguiendo el procedimiento ordinario que establece la Ley General de la Administración Pública.

Artículo 78.- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz y el Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados, no podrán suministrarle energía eléctrica ni agua a ninguna venta estacionaria.

Artículo 79.- El monto a pagar por parte de las ventas ambulantes y estacionarias será el mismo establecido en la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, la cual será aplicada en lo pertinente.

CAPÍTULO IX

Disposiciones finales

Artículo 80.- El impuesto de patentes y las Licencias para la venta de licores al menudeo, se regulará por la Ley respectiva y el reglamento municipal. Además del pago de la licencia establecida en la Ley N° 9047, Regulación y Comercialización de Bebidas con Contenido Alcohólico, de 25 de junio del 2012, publicada en el diario oficial La Gaceta en su Alcance digital N° 109, de 8 de agosto del 2012, deberán pagar los licenciatarios o patentados de este rubro de negocios la respectiva licencia municipal de acuerdo con los parámetros.

establecidos en este numeral y en los Artículos 3 y 4, todos la Ley N° 9047. La licencia otorgada al patentado conforme a la Ley N° 9047 y su reglamento de la Municipalidad de Curridabat, es para el expendio de bebidas con contenido alcohólico, siendo lo que se cobra por la presente ley.

Artículo 81.- Es parte integral del presente Reglamento, amparado en la Ley de Patentes del Cantón de Curridabat, el Reglamento para el otorgamiento de Licencias para La Comercialización de Pólvora, Fuegos Artificiales y Materiales Pirotécnicos autorizados en el Cantón de Curridabat, al cual se le aplicará en lo pertinente, las reglas establecidas en el presente reglamento, prevaleciendo aquella normativa que, mejor proteja la salud y la vida de las personas, en estricta aplicación del Principio Precautorio.

Artículo 82.- Derogatorias. Se deroga el Reglamento para Licencias Municipales de la Municipalidad de Curridabat publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 248 del 24 de diciembre de 2014 y el Reglamento de Karaokes, discomóviles, Música en Vivo y Similares publicado en el Diario Oficial La Gaceta N° 115 del 15 de junio de 2001.

Artículo 83.- Rige a partir de su publicación.

MUNICIPALIDAD DE HOJANCHA

El Concejo Municipal de Hojancha comunica acuerdo N°7 de la sesión ordinaria número 076-2017, celebrada el 10 de Octubre del 2017, que textualmente dice:

Realizar en el Diario Oficial La Gaceta, la publicación del Reglamento de la Junta Administrativa del Cementerio Municipal del Cantón de Hojancha, con las modificaciones realizadas en la sesión extraordinaria N°016-2017, así como con el cambio ejecutado mediante acuerdo N°18 del acta ordinaria N° 075-2017, el Reglamento en mención se detalla a continuación:

Municipalidad de Hojancha

Reglamento de la Junta Administrativa del Cementerio Municipal del Cantón de Hojancha

Capítulo I

Artículo 1º—

Objetivo: Planificar, regular, controlar y administrar todo lugar destinado a la deposición de cadáveres y otros restos humanos.

Artículo 2º—

La presente normativa reglamentaria tiene como fines primordiales la ubicación, construcción, ampliación y funcionamiento del cementerio municipal que se ubica en el Cantón de Hojancha.

Artículo 3º—

Definiciones: Para los efectos de aplicación del presente reglamento, entiéndase por:

- 1) **Ablación:** Extirpación de una parte del cuerpo.
- 2) **Aguas freáticas o subterráneas:** Aguas localizadas en el subsuelo sobre una capa impermeable.
- 3) **Bóveda:** Cripta.
- 4) **Cantón:** Cantón de Hojancha.
- 5) **Cadáver:** El cuerpo humano durante los cinco años siguientes a la muerte, computado este plazo desde la fecha y la hora de la muerte que figura en la inscripción de la defunción en el Registro Civil.
- 6) **Cementerio:** Todo terreno descubierto, previamente escogido, bien delimitado y cercado, público o privado y destinado a enterrar cadáveres humanos, sus restos o vísceras extraídas a los cadáveres autopsiados o embalsamados en establecimientos

autorizados para dichos efectos, o para la conservación y custodia de cenizas producto de la cremación de cadáveres, o restos humanos.

- 7) **Crematorio:** Cámara de calor intenso utilizado para reducir a cenizas un cadáver o partes de él.
- 8) **Cripta:** Sitio subterráneo donde se acostumbra inhumar a los muertos.
- 9) **Cuerpos de agua:** Masas de agua salada o dulce que cubre porciones de la superficie de la tierra.
- 10) **Derecho de tapa:** Actividad que realiza el panteonero para sellar el nicho una vez efectuado la inhumación.
- 11) **Encargado:** Persona encargada de la oficina de servicios municipales del cementerio y de controlar todo lo referente a dicho servicio.
- 12) **Exhumación:** Acción y efecto de desenterrar un cadáver. Se clasifican en ordinarias y extraordinarias.
- 13) **Exhumar:** Desenterrar un cadáver.
- 14) **Fosa:** Hoyo o zanja sin recubrimiento.
- 15) **Inhumación:** Acción y efecto de enterrar un cadáver.
- 16) **Inhumar:** Enterrar un cadáver.
- 17) **Mausoleo:** Monumento erigido en memoria de una o más personas, donde permanecen los restos del o de los muertos.
- 18) **Ministerio de Salud:** Institución encargada de fijar las políticas nacionales en el campo de la salud.
- 19) **Municipalidad:** Municipalidad de Hojancha.
- 20) **Nicho:** Cavidad que en los cementerios sirve para colocar los cadáveres.
- 21) **Osario:** Lugar destinado para reunir los huesos que se extraen de las sepulturas.
- 22) **Panteonero:** Persona encargada de velar por el correcto uso, cuidado y ornato de las instalaciones del cementerio.
- 23) **Restos cadavéricos:** Lo que queda del cuerpo humano una vez transcurridos los cinco años siguientes a la muerte.
- 24) **Restos humanos:** Partes del cuerpo humano de entidad suficiente procedentes de abortos, mutilaciones, intervenciones quirúrgicas, autopsias clínicas o judiciales y actividades de docencia o investigación.
- 25) **Sepulcro:** Féretro, ataúd.
- 26) **Sepultura:** Lugar donde se entierra un cadáver.
- 27) **Sepultar:** Poner en la sepultura, enterrar.

28) **Tumba:** Sepultura.

Capítulo II

De la Administración

Artículo 4º—

La planificación, dirección, conservación y administración del cementerio municipal del Cantón, estarán a cargo de la Junta Administrativa del Cementerio de Hojanca, la que velará por el cumplimiento del presente Reglamento.

Artículo 5º—

La Junta Administrativa del Cementerio de Hojanca, será nombrada por el Concejo, escogiendo para su integración a personas de reconocida idoneidad y espíritu para garantizar el buen desempeño de sus funciones. La junta deberá estar integrada por un número no menor a cinco ni mayor de siete, siendo necesariamente por lo menos, uno de ellos sea Regidor. El quórum estará formado por la mitad mas uno de sus miembros y los acuerdos se tomaran por simple mayoría. En caso de empate el asunto se decidirá en la próxima sesión ordinaria; si la situación persiste se dará por desechado.

Artículo 6º—

El nombramiento de la junta deberá hacerse en el transcurso del mes de diciembre, a fin de que entre en posición de sus cargos a partir del 1º de enero del año siguiente y será efectivo por un año, pudiendo ser reelectos. El Concejo podrá revocar los nombramientos por simple mayoría, cuando el caso lo amerite.

Artículo 7º—

La junta estará integrada por un Presidente, un Vicepresidente, un Secretario y los restantes serán Vocales, siguiendo el orden de su elección. Tomaran posesión de sus cargos en el transcurso de la 1ª semana de enero, debiendo proceder a su integración en la primera sesión que realice. El desempeño de sus cargos será ad-honórem.

Artículo 8º—

La junta deberá sesionar ordinariamente dos veces al mes, pudiendo reunirse extraordinariamente cuando el caso lo amerite.

Artículo 9º—

Una vez integrada la junta, deberá comunicarse por escrito al concejo, a fin de proceder a su juramentación.

Artículo 10º—

El presidente de la junta, tendrá entre otras las siguientes facultades, firmar conjuntamente con el secretario las actas de las sesiones y firmar contratos u otros

compromisos que la junta contrajera, siempre y cuando no fueren de la incumbencia del Alcalde Municipal o Concejo y, otras que dicho concejo le encomiende.

Las ausencias del presidente serán suplidas por el vicepresidente. En ausencia de este, se seguirá el orden de elección de los vocales.

Artículo 11º—

Dejara de ser miembro de la junta el que faltare a tres sesiones consecutivas sin causa justificada. Para sustituirlo, la Junta notificará al Concejo Municipal para que nombre nuevamente al representante.

Artículo 12º—

La Junta deberá rendir al Concejo un informe detallado al concluir los meses de Junio y Diciembre.

Artículo 13º—

La Junta deberá presentar al Alcalde Municipal el anteproyecto de presupuesto de ingresos y gastos para el siguiente periodo, en el mes de junio de cada año a fin de que; una vez sometida a consideración del Concejo, sea incluido en el Presupuesto por Programas de la Municipalidad.

Artículo 14º—

Previa solicitud por escrito, la Junta está facultada para conceder licencia hasta por dos meses para ausentarse del ejercicio de su cargo el miembro que así lo solicitare.

Artículo 15º—

Son obligaciones de la Junta:

- A) Nombrar las condiciones de trabajo que consideren necesarias.
- B) Organizar los eventos que considere necesario llevar a cabo.
- C) Presentar el libro de actas cuando sea solicitado.
- D) Cuidar que las fosas se construyan apegados a este reglamento y al Reglamento General de Cementerios.
- E) Conservar el cementerio en perfecto estado de limpieza y orden.
- F) Cuidar la conservación de árboles plantas e instalaciones del cementerio.
- G) Velar por el orden y la compostura en el lugar, por parte del público que lo visita.
- H) Planificar los trabajos que se han de ejecutar.
- I) Velar porque se actualicen los planos del cementerio.
- J) Autorizar la venta de nuevos derechos.
- K) Realizar e inspeccionar los procesos de inhumación y exhumación de tal manera que los mismos respeten el decoro y la normativa incluida en este Reglamento.

- L) Velar por el mantenimiento y ornato del cementerio.
- M) Reportar averías y daños localizados en las instalaciones del cementerio al Alcalde Municipal.
- N) Una vez concluida la inhumación anotar en la tapa de cierre en forma clara y visible, la fecha en que se ha efectuado dicha inhumación.
- O) En ningún caso podrá realizar exhumaciones a título personal salvo cuando sea solicitud expresa por escrito y consentimiento de familiares o encargados.

Artículo 16º—

Son facultades de la Junta:

- A) Administrar el cementerio.
- B) Otorgar derechos de parcelas y permiso de construcción de bóvedas, de acuerdo con lo estipulado en el presente reglamento.
- C) Construir nichos colectivos para su arrendamiento.
- D) Autorizar en forma gratuita los sepelios de personas de escasos recursos económicos, debidamente comprobados.
- E) Requerir los documentos necesarios para hacer las inhumaciones, exhumaciones y otras acciones propias del cementerio.
- F) Archivar las órdenes de inhumaciones y demás actos.
- G) Velar porque se haga la correcta recaudación de los ingresos provenientes de la actividad del cementerio.
- H) Llevar registro escrito en libro exclusivo para tal fin, la ocupación de nichos para determinar cuál puede ser ocupado o no, previamente a la realización de la inhumación.
- I) Llevar el registro histórico de las inhumaciones y exhumaciones realizadas en orden cronológico por bóveda y nicho. Traspasos de derechos y traslados de restos.
- J) Evacuar las consultas que se le hagan, tanto del público como de la Administración.
- K) Firmar los derechos en conjunto con el Alcalde.

L) Llevar la correspondencia.

M) Supervisar el uso del equipo protector por parte del encargado de realizar las inhumaciones y exhumaciones.

Artículo 17º—

Los bienes inmuebles en donde se ubique el cementerio municipal, esta inscritos y/o serán propiedad de la Municipalidad de Hojancha.

Artículo 18º—

Todo vecino del Cantón de Hojancha, una vez fallecido, tendrá derecho a un funeral decoroso y a la deposición conveniente y adecuada de su cadáver. Restos o cenizas deben ser tratados en todo momento con consideración y respeto.

Artículo 19º—

Queda terminantemente prohibida la comercialización de cadáveres, de las vísceras a los cadáveres autopsiados o embalsamados, restos humanos o cenizas producto de la cremación de cadáveres o restos humanos.

Artículo 20º—

Es permitido en los cementerios la práctica de servicios religiosos o ceremonias laicas, pronunciar discursos u oraciones alusivas al fallecido y el acompañamiento musical de las exequias; siempre que no contravenga la normativa existente.

Capítulo III

Artículo 21. —

Se establece las siguientes disposiciones para la adquisición de los derechos otorgados:

- A) El adjudicatario de cualquier parcela en el cementerio de Hojancha, deberá suscribir el respectivo contrato de arrendamiento previo a entrar en posesión de la misma, y correrán por su cuenta los gastos de honorarios y especies fiscales respectivas.
- B) Para adquirir un derecho se debe ser vecino del cantón o bien, justificar ante la Junta el interés de adquirirlo.
- C) Ser mayor de edad.
- D) Todo derecho podrá ser traspasado o vendido a otra persona o núcleo familiar, previa autorización de la Junta. Para tal efecto deberá presentarse solicitud y firmado por las partes interesadas.
- E) Si los datos proporcionados por la persona que adquiere un derecho resultaren falsos (incisos A y B)del presente artículo), la Junta dará por anulado el contrato respectivo con la siguiente pérdida del monto pagado por parte de la persona a cuyo nombre solicito el derecho.
- F) Son trasmisibles los derechos entre miembros de una misma familia, pero el propietario de un derecho podrá designar como beneficiarios a sus herederos a

formalizar el contrato correspondiente. Con el respectivo certificado de defunción del propietario, los herederos podrán solicitar a la Junta el traspaso del derecho.

- G) El comprador o arrendatario de un derecho es la única persona que puede otorgar permiso para el uso de su bóveda, salvo que el poseedor haya designado a una o varias personas con esa finalidad.

Cuando el poseedor de un derecho hubiere fallecido sin haber autorizado expresamente a una o varias personas para otorgar los permisos, el conyugue o sus familiares quedan facultados para extender los permisos respectivos, a través de nota dirigida a la Junta

Adquisición y traspaso de derechos de uso de cementerio

Artículo 22.—

Se otorga a la Junta, la facultad para proceder a las adjudicaciones de los derechos de uso de nichos del cementerio, el cual definirá con claridad los requisitos, condiciones y otros aspectos que se deberán tomar en cuenta para realizar dichas adjudicaciones. Si las adjudicaciones se realizaran sólo mediante remate, el monto sería definido por el Concejo Municipal, el plazo de adjudicación sería de 25 años sin que ello implique derecho de propiedad, prorrogándose mediante el pago puntual del derecho en las oficinas de la Municipalidad. Todo lo anterior se realizará previa comprobación de existencia de espacio disponible y se hará efectivo una vez cancelada la totalidad del monto correspondiente.

Artículo 23.—

El área de cementerio estará dividida según el plano General del Cementerio en cuadros, los que se subdividen en líneas y estas a su vez se subdividen en fosas, las que contendrán los nichos respectivos.

Artículo 24.—

Si la adjudicación de derechos de uso se realizara mediante remate, el interesado debe ser residente de este Cantón, encontrarse al día con el pago de los impuestos y servicios municipales, que brinda la Municipalidad y comprometerse mediante contrato escrito, a respetar lo estipulado en este Reglamento.

Artículo 25.—

El adjudicatario es el autorizado para realizar las gestiones que le otorgan el presente reglamento en su derecho de uso del cementerio. Deberá nombrar por lo menos dos personas a quienes se autorizan para que realicen las gestiones en nombre del titular y en ausencia de este.

Artículo 26.—

Los derechos solo podrán ser traspasados a terceras personas físicas, ajenas a la familia, cuando habiendo sido usados, se hubiesen exhumado los restos que contengan.

Artículo 27.—

Los derechos podrán ser traspasados a miembros de la misma familia, ascendientes o descendientes directos del propietario.

Artículo 28.—

Para que el traspaso cobre validez, el mismo deberá ser solicitado por escrito ante el encargado y con la escritura debidamente firmado por el Alcalde Municipal, con la firma del propietario y en caso de fallecimiento del propietario; deberá realizarse con sujeción al siguiente procedimiento:

En caso de haberse incluido en el juicio sucesorio, con la firma del albacea y autorización del juez que lleve el caso.

El procedimiento viable del traspaso se realizará con la firma del albacea y autorización del juez que lleve el caso.

Artículo 29.—Los derechos no podrán ser vendidos, embargados, dados en garantía o gravados en forma alguna bajo pena de rescindir el derecho, sin perjuicio para la Municipalidad.

Capítulo IV

Arriendo de nichos municipales

Artículo 30.—

La Municipalidad dispondrá de la construcción de nichos municipales comunes en sitios estratégicos del cementerio, y está facultada para darlos gratuitamente a personas que se encuentren en situaciones económicas paupérrimas, que no tengan derechos en el cementerio a título personal o familiar, por un período de cinco años no renovables. Este beneficio será únicamente para personas vecinas del cantón, o que residan en el mismo al momento de su fallecimiento.

Artículo 31.—

Los nichos municipales no son afectos de traspaso, venta o cualquier otro acto contractual que origine algún derecho sobre este bien.

Artículo 32.—

El plazo de vencimiento de permanencia de un cuerpo en un nicho municipal, vencerá ocho días después de haberse vencido el período de cinco años de permanencia del cuerpo dicho lugar.

Artículo 33.—

Una vez vencido el plazo de permanencia del cuerpo en dicho lugar, la junta procederá a trasladar los restos a una fosa propia, o bien la junta los trasladará en primera instancia a

un sector previamente establecido, donde permanecerán por un mes, previa comunicación al deudo responsable del trámite a realizar. En caso de no poder localizar al deudo responsable en el lugar indicado, se procederá de inmediato a trasladarlo previa autorización de la Junta. Una vez vencido el período de un mes, la Junta dispondrá de los restos en el *Osario General* o bien en tierra, según juzgue conveniente.

Artículo 34.—En caso de encontrarse momias o restos blandos, se ampliará el presente beneficio por un período de dos años más para verificar si se pueden exhumar los restos.

Capítulo V

Construcciones, reparaciones y mantenimiento

Artículo 35.—

En los derechos adjudicados, el adjudicatario podrá construir bóvedas de acuerdo al Reglamento General de Cementerio y con sujeción a los procedimientos del presente Reglamento.

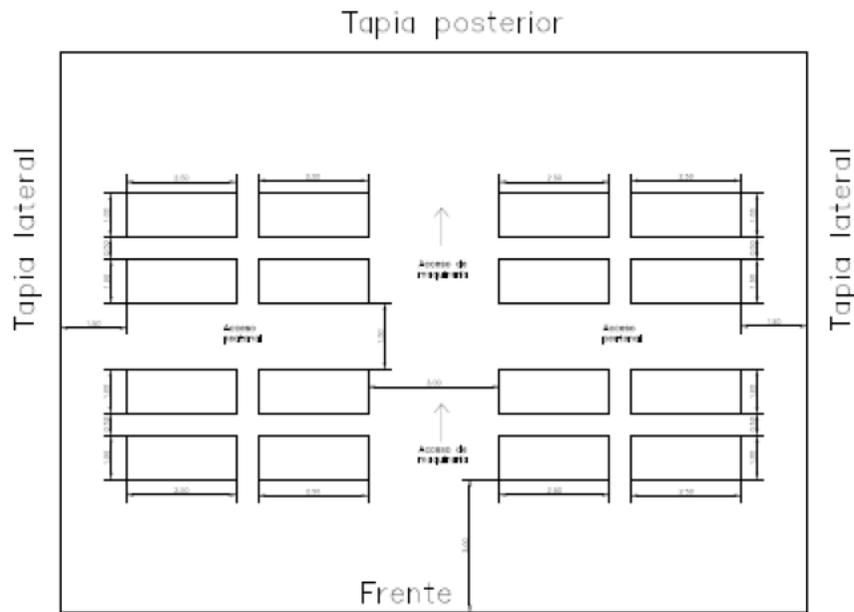
Artículo 36.—

Medidas de los derechos.

	Ancho	Largo	Altura sobre nivel de terreno
Sencillos	1 m	2.5 m	0.7 m
Dobles	1.8 m	2.5 m	0.7 m
Triples	2.7 m	2.5 m	0.7 m

Se recomienda la siguiente distribución de los nichos en el terreno:

- a) Espaciamiento entre nichos: 50 cm
- b) A cada dos filas dejar un espacio de 1.5 m
- c) Dejar retiro lateral y posterior de 1.5 m en caso de que exista tapia en el lindero, sino respetar el retiro de 3m.
- d) Dejar retiro frontal mínimo de 3 m
- e) Prever acceso mecanizado para un back hoe de una ancho entre 2.75 y 3 m



Propuesta de colocación de nichos Cementerio, Hojancha



Detalle de nicho

Artículo 37.—

La medida del espacio del terreno para construir la bóveda será de 10.08 m² (3.20 m x 3.15 m) la construcción de la bóveda será de acuerdo al diseño establecido por la Junta.

Artículo 38.—

Para construir en los derechos adquiridos, después de la publicación del presente reglamento, el propietario deberá llenar los siguientes requisitos:

- Solicitarlo por escrito adjuntando el croquis o plano respectivo de la modificación o construcción.
- El encargado junto con el Ingeniero de Obras, efectuará una inspección de la modificación o construcción a realizar, y emitirá su criterio al respecto al interesado.
- Realizar la construcción bajo el nivel del suelo, de conformidad con plano de especificaciones técnicas suministrado por la Junta de Cementerio.
- Cancelar el canon respectivo, que se encuentre vigente.
- Después de construir deberá quedar el área limpia y ordenada.

f) Estar al día en los pagos que prestas el cementerio, impuestos y servicios Municipales.

Artículo 39.—

Para realizar construcciones o modificar una bóveda se procederá de la siguiente manera:

a) Solicitarlo por escrito.

b) La junta, efectuará una inspección de la modificación a realizarse y emitirá su criterio al respecto.

c) En caso de desastre natural, calamidad pública o por motivos de afectar la salud pública, debido al alto grado de deterioro producido, se autoriza realizar las reparaciones correspondientes, sin los trámites normales y sin cobros adicionales.

Artículo 40.—

Prohibiciones:

a) No podrán realizarse construcciones que atenten contra lo indicado en el Reglamento General del Cementerio.

b) No se permitirán futuras construcciones que sobresalgan el nivel del suelo.

c) No se permitirán construcciones mayores de 3 nichos de profundidad por debajo del nivel del suelo.

d) Los derechos deberán ser recubiertos de 50 cm a 60 cm de tierra, con zacate en el nivel del suelo.

e) No se permitirán construcciones que alteren la parte construida, si en la bóveda existieren restos con menos de cinco años después de la inhumación.

f) No se permite realizar inhumaciones en bóvedas con evidente deterioro, que vaya a resultar un peligro para la salud pública.

g) No se permite pintar o colocar azulejos u otros materiales que sean de diferente color que el blanco puro.

h) No se permite la colocación de recipientes jarrones o similares, que mantenga el agua estancada.

i) No podrá realizar trabajos particulares, bóvedas nichos u otros, en las instalaciones del Cementerio dentro ni fuera de la jornada laboral.

j) No se permitirán construcciones mayores de 3 nichos.

Artículo 41.—

Todo adjudicatario de un derecho deberá mantener en buen estado de conservación y presentación su bóveda, si no lo estuviese, no se permitirá inhumaciones o exhumaciones en esa bóveda, y la Junta comunicara a los interesados para su limpieza, reparación o manteniendo. Si esos trabajos no se hicieren dentro de un plazo de dos meses a partir de

la comunicación respectiva, se procederá a realizarse con personal calificado y se cobrará al arrendatario el valor respectivo más un 50% de recargo.

Artículo 42.—

Ningún propietario podrá hacer uso de su bóveda o construcción si tuviere alguna deuda pendiente con plazo vencido ante la Municipalidad, sin embargo mantendrá sus derechos si garantiza su deuda a conveniencia de los intereses de la institución quedando facultada la Junta de efectuar cualquier acuerdo con los interesados.

Artículo 43.—

La Municipalidad no se hace responsable de los daños en el cementerio, por robos, pérdidas, daños causados por terceras personas o por casos fortuitos.

Capítulo VI

Inhumaciones

Artículo 44.—

La inhumación solo podrán realizarla los personeros asignados para tal fin, y designados por la Junta, Deberán contar y utilizar obligatoriamente el equipo de protección adecuado según los lineamientos del Ministerio de Salud y levantarán una acta de lo actuado.

Artículo 45.—

En una misma caja no podrán inhumarse más de un cadáver, con excepción hecha de la madre e hijos muertos en el momento del parto.

Artículo 46.—

Para realizar una inhumación en bóveda propia o prestada, es necesario cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Presentar documento emitido por la Junta Administrativa del Cementerio de Hojanca, que lo acredite como adjudicatario.
- b) Presentar la cédula de identidad del informante y adjudicatario.
- c) Autorización por escrito del adjudicatario, para el uso del nicho.
- d) El Adjudicatario deberá estar al día en el pago de servicios de cementerio, impuestos y demás servicios municipales de lunes a viernes.

Artículo 47.—

Cuando se desee efectuar una inhumación en un nicho o fosa , que esté ocupado podrá depositarse los restos en un mismo nicho, previa autorización del adjudicatario.

Artículo 48.—

Para realizar una inhumación en nichos municipales, es necesario ajustarse al siguiente procedimiento:

- a) Solicitud de adjudicación de un nicho municipal, para determinar si hay espacios libres que puedan ser utilizados.
- b) No poseer otra bóveda con nichos disponibles en el cementerio de este cantón.
- c) La persona a inhumar debe ser vecino(a) o haber estado residiendo en el Cantón, lo cual será corroborado por el Encargado del cementerio, adjuntando el documento respectivo.
- d) Certificación de defunción emitida por el Registro Civil.

Capítulo VII

Exhumaciones y traslados

Artículo 49.—

Las exhumaciones y traslados deberán ajustarse a lo estipulado en el artículo 43 de este Reglamento.

Artículo 50.—

Las exhumaciones se distinguen en:

- a) Ordinarias: las que se realizan después de cumplir los 5 años de realizada la inhumación.
- b) Extraordinarias: Las que se realicen por mandato judicial, aunque no hubiesen transcurrido los 5 años de realizada la inhumación.

Artículo 51.—

Los restos con partes blandas o momificados, encontrados al ser exhumados, no podrán ser trasladados al osario, y deben permanecer en el sitio donde se encontraron y tapar nuevamente el nicho. Toda movilización de restos deberá ser manejado en bolsas plásticas, debidamente etiquetadas con los datos del difunto, fecha de inhumación y de exhumación.

Artículo 52.—

Ordinariamente podrán realizarse exhumaciones al haber transcurrido 5 años después de ocurrida la inhumación correspondiente, esto cuando se trate de nichos municipales. Las exhumaciones ordinarias realizadas dentro del mismo cementerio no requieren autorización alguna, para ser trasladados a otra localización requieren:

- a) Solicitud por escrito del pariente directo(a) de la persona fallecida, indicando el nombre del difunto, fecha de la inhumación, lugar donde se encuentran los restos y lugar donde se trasladarán los restos.

- b) Autorización del propietario o adjudicatario del derecho de origen y del propietario o adjudicatario de la bóveda de destino, excepción hecha cuando se envían al *Osario General*.
- c) Autorización escrita del Ministerio de Salud.
- d) Si el traslado es de un cementerio a otro, deberá contarse con la anuencia del otro cementerio sobre la disponibilidad de campo en el mismo.
- e) La exhumación y el traslado del cuerpo será autorizada por la Junta, el cual levantará el acta respectiva de dicho acto.

Artículo 53.—

Extraordinariamente podrán realizarse exhumaciones, sin haber transcurrido los 5 años, cuando por orden judicial sea de interés, en torno a una investigación, bajo los siguientes trámites:

- a) Notificación por escrito, con indicación expresa del nombre de la autoridad judicial que lo requiere a la Junta
- b) Indicación clara donde se tendrán los restos exhumados y el tiempo aproximado que se tendrán fuera del nicho.
- c) Deberá levantarse un acta de lo actuado por la Junta, adjuntando las autorizaciones correspondientes, ante la presencia de dos testigos quienes deberán firmar el acta correspondiente.
- d) Una vez terminada la investigación realizada deberán ser trasladados los restos al nicho de origen, por cuenta de la autoridad correspondiente.

Artículo 54.—

La Junta tendrá 30 días naturales, como plazo máximo a partir de la fecha de recepción de la solicitud, para resolver la petición sobre exhumaciones ordinarias o extraordinarias salve que una orden judicial o del Ministerio de Salud autoricen la exhumación en un plazo menor.

Artículo 55.—

Una vez retirados los restos del cementerio, la responsabilidad sobre el cuidado, transporte y uso que se le de a los mismos correrá por cuenta del solicitante, liberando a la Junta y Municipalidad de tal responsabilidad.

Artículo 56.—

Queda prohibida la exhumación ordinaria de los fallecidos de coccidioidomycosis o fiebre del Valle de San Joaquín. Las exhumaciones extraordinarias de los fallecidos por coccidioidomycosis o Fiebre del Valle de San Joaquín, Peste, Cólera o Fiebre Amarilla;

requieren necesariamente del permiso escrito del Departamento de Vigilancia Epidemiológica del Ministerio de Salud y se efectuaran siguiendo las directrices que dicho departamento fije para estos casos.

Capítulo VIII

Registros

Artículo 57.—

La Oficina de Servicios Municipales deberá llevar los registros adecuados por medio de un sistema de cómputo, que contendrá lo siguiente:

- a) Registro de fosas otorgadas, clasificadas por orden alfabético y según la localización de las mismas.
- b) Registro diario de las inhumaciones y exhumaciones realizadas.
- c) Libro de control de entrega de certificados emitidos.
- d) Registro de traspasos autorizados.
- e) La información debe ser respaldada en otro medio escrito o informático.

Artículo 58.—

Los derechos deberán inscribirse a nombre de personas físicas o jurídicas, debidamente acreditadas.

Artículo 59.—

Por cada derecho se emitirá un certificado que acredite al adjudicatario del mismo, El cual deberá ser presentado obligatoriamente en todo acto que se haya de realizar en el cementerio.

Artículo 60—

En caso de extravío o deterioro del certificado correspondiente, deberá informarlo por escrito y se emitirá otro debiendo cancelar el costo de la reposición.

Capítulo IX

Rescisión de derechos

Artículo 61.—Se tendrán por rescindidos los derechos de adjudicación del uso del cementerio, en favor de la Municipalidad de Hojancha quien podrá disponer del mismo, cuando ocurra alguna de las siguientes causales:

- a) Si un derecho o bóveda fuese dejada en abandono mostrando un gran deterioro después cinco años y un día de la última inhumación.
- b) Si el adjudicatario no hubiese cancelado los servicios que se prestan en el cementerio después de cinco años y un día de la última inhumación.

c) Si el adjudicatario hubiese causado graves daños en las bóvedas de terceros, en otra instalación del cementerio. Resolución que se tomara con base en una resolución administrativa emitida por el Municipio.

d) Cuando el adjudicatario se negare en forma expresa a dar cumplimiento a lo indicado en el presente reglamento.

Artículo 62.—

Para tomar la resolución de rescindir la adjudicación efectuada al adjudicatario, de previo se debe cumplir con el siguiente procedimiento:

a) Notificar al adjudicatario en el lugar señalado, para recibir notificaciones.

b) Si no se pudiere notificar por cualquier motivo, publicar en el Diario Oficial la resolución de rescindir la adjudicación efectuada y dar 30 días naturales de tiempo para recibir la prueba de descargo del adjudicatario ante el Encargado del Cementerio, después de la segunda notificación.

c) Recibir las pruebas de descargo que tuviese el adjudicatario, ante la Junta, en un plazo no mayor de treinta días naturales; contados a partir de haber recibido la notificación de los actos que se le impugnan o de haber sido publicado en el Diario Oficial por segunda vez.

d) Notificación de la resolución final, emitida por la Junta, en un término que no podrá exceder de treinta días naturales o publicación en el Diario Oficial de dicha resolución ante la imposibilidad de notificación directa al adjudicatario.

Capítulo X

Ingresos

Artículo 63.—

Para sufragar los gastos que demandan los cementerios, la Municipalidad podrá brindar los siguientes servicios:

a) Servicio de mantenimiento y seguridad.

b) Adjudicación y cobro de nichos y bóvedas Municipales.

c) Permisos de construcción.

d) Renovación de Título de Adjudicatario.

e) El traspaso de derecho.

f) Otros ingresos.

Artículo 64.—

Para proceder al cobro de los ingresos propios por servicios del cementerio, deberá cumplirse con los siguientes procedimientos:

a) El departamento de presupuesto de esta Municipalidad fijará y ajustará, anualmente, los montos para el cobro de los servicios.

Artículo 65.—

La Municipalidad establecerá un canon mensual por el arrendamiento de la parcela, y por los servicios del Cementerio; ambas cuotas deberán ser pagados trimestralmente.

Artículo 66.—

El retraso en el pago de más de dos trimestres consecutivos causará la resolución del contrato, sin perjuicio del cobro de las sumas no canceladas y los daños y perjuicios que se cobren posteriormente.

Artículo 67.—

El arrendatario debe pagar los respectivos precios para efectos de inhumación o exhumación, y de los permisos para realizar reparaciones, construcciones, enchapes y demás obras dentro del cementerio. Las sumas indicadas en este artículo son diferentes al canon y precio a pagar por concepto de arrendamiento y servicios.

Artículo 68.—

El departamento de Presupuesto de esta Municipalidad fijará y ajustará, anualmente, los montos del canon a cobrar por el arrendamiento de las parcelas, por los servicios del Cementerio, así como las sumas a pagar, para lo que indica el artículo 74 de este Reglamento.

Artículo 69.—

El dinero recaudado por los ingresos del artículo anterior, se destinará en su totalidad al desarrollo y mantenimiento de áreas comunes de los cementerios del Cantón de Hojancha.

Artículo 70.—

Corresponde a la Auditoría Interna Municipal, hacer las provisiones necesarias para el control y evaluación de las cuentas que se producen por este concepto, y de todas las disposiciones estipulados en el presente Reglamento.

Disposiciones Generales

Artículo 71.—

Se brindará un informe económico detallado al Concejo Municipal en el mes de enero de cada año sobre los ingresos y egresos producto del funcionamiento y operación del cementerio.

Artículo 72.—

La Municipalidad y el la Junta se reservaran el derecho de admisión de personas que puedan poner en peligro el orden y seguridad interna del cementerio.

Artículo 73.—

Los funcionarios municipales prestarán toda la colaboración, cuando las autoridades sanitarias y judiciales así lo soliciten y sigan el debido proceso.

Artículo 74.—

Para notificar o presentar avisos de índole general, bastará con colocar un aviso visible en el edificio municipal y en el cementerio.

Artículo 75.—

Se faculta a la Municipalidad para que se notifique por medio de avisos colocados en el edificio Municipalidad, sobre las deudas y otros que tengan que notificarse a aquellos adjudicatarios que no hayan registrado el lugar para oír notificaciones.

Artículo 76.—

Este Reglamento deroga cualquier otro reglamento que se le oponga, como también cualquier otra disposición.

Artículo 77.—

El presente Reglamento rige a partir de su publicación en *La Gaceta*, y deja sin efecto el anterior Reglamento.

Artículo 78.—

Se somete a publicación consultiva no vinculante de este Reglamento por el término de diez días hábiles conforme al artículo 43 del Código Municipal.

Artículo 79.—

La Junta no se responsabiliza por ninguna clase de accidentes que ocurriera en las construcciones u otros trabajos que se hagan dentro del cementerio, salvo aquellos en que resultaren afectados sus empleados. Las construcciones, reparaciones u otros trabajos, serán por cuenta y riesgo de los arrendatarios.

Artículo 80.—

La Junta está facultada para resolver aquellos casos que presentaren y que no estuvieren contemplados en el presente reglamento de conformidad con las disposiciones, legales en la materia. Toda resolución en este sentido, necesariamente deberá adoptarse mediante acuerdo y constar en el acta de la sesión respectiva.

Cualquier pronunciamiento que afectare a algún interesado podrá ser apelado por este ante el Consejo, dentro de los ocho días hábiles siguientes al recibo de la comunicación que se hará por carta certificada. Se entiende lo anterior, una vez agotados los tramites o gestiones planteadas ante la Junta.

Artículo 81.—

Todos los dineros provenientes de arrendamientos de parcelas o derechos en el cementerio se invertirán en mejoras del mismo y dar un servicio acorde con las necesidades vigentes y planes futuros.

Artículo 82.—

Queda prohibido colocar alrededor de mausoleos, tumbas o sepulturas; verjas ya sean estas de metal, madera o cualquier otro material.

Artículo 83.—

Los derechos de arrendamiento sobre parcelas o tumbas privadas, no pueden ser vendida con pacto de retro-compra, no son susceptibles de embargo ni puede ser dados en garantía o gravados en forma alguna.

Artículo 84.—Una vez que la Municipalidad o la Junta disponga de contenido económico en el renglón de ingresos que corresponden al cementerio, se procederá a la construcción de un osario para un mejor funcionamiento y ornato del mismo.

Artículo 85.—El presente reglamento rige diez días a partir de su publicación en “La Gaceta”, conforme con las disposiciones del artículo 47 del Código Municipal.

Hojancha, 19 de octubre del 2017.—Jasmín Rodríguez Salazar, Secretaria a.i.—1 vez.
—O. C. N° 101291.—(IN2017202130).