CARLOS ANDRES TORRES SALAS (FIRMA)
Firmado digitalmente por CARLOS ANDRES TORRES SALAS (FIRMA)
Fecha: 2019.03.28 15:36:46 -06'00'

COSTA RICA
GOBIERNO DEL BICENTENARIO
2018 - 2022

LA GACETA
Diario Oficial

Imprenta Nacional
Costa Rica

Año CXLI | San José, Costa Rica, viernes 29 de marzo del 2019 | 391 páginas

# ALCANCE Nº 72

## REGLAMENTOS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

## INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**Imprenta Nacional**
**La Uruca, San José, C. R.**

# REGLAMENTOS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

**Mediante acuerdo 04-13-2019, del acta de la sesión extraordinaria 13-2019, celebrada el 08 de marzo de 2019, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos resolvió dictar el "Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado", cuyo texto se copia a continuación:**

### CONSIDERANDO:

**I)** Que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), es una institución autónoma con personalidad jurídica, patrimonio propio y presupuesto independiente, que goza de autonomía técnica y administrativa y se rige por la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley Nº 7593, sus reglamentos, así como por las demás normas jurídicas complementarias.

**II)** Que de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 7, 45 y 53 incisos e) y ñ) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus reformas, Ley Nº 7593, y en razón de lo dispuesto en el artículo 6 incisos 5), 15) y 28) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), le corresponde a éste órgano colegiado establecer su organización interna, dictar las normas y políticas que regulan las condiciones laborales, las obligaciones y los derechos de los funcionarios y trabajadores de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de la Sutel.

**III)** Que el Reglamento de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios Públicos de la Contraloría General de la República, "*establece las disposiciones generales a que deberán someterse las erogaciones que, por concepto de gastos de viaje y de transporte, deban realizar los funcionarios o empleados del Estado y de las instituciones y empresas públicas o estatales, en adelante entes públicos, cualquiera que sea la naturaleza jurídica de éstas, según lo disponen la Ley No. 3462 del 26 de noviembre de 1964 y el artículo 7 del Decreto Ejecutivo No. 7927-H del 12 de enero de 1978, cuando, en cumplimiento de sus funciones, deban desplazarse dentro o fuera del territorio nacional*".

**IV)** Que el 18 de mayo de 2011, la Junta Directiva de la Aresep, aprobó en el acta de la sesión ordinaria Nº 33-2011, el "*Procedimiento para el reconocimiento de viáticos por excepción para la atención de asuntos judiciales*". Modificado mediante el acuerdo 09-96-2012 de la sesión

ordinaria 96-2012 del 29 de noviembre de 2012, ratificado el 6 de diciembre de 2012.

**V)** Que el 1° de agosto de 2014, el entonces Regulador General, mediante el oficio Nº 555-RG-2014, emitió "Nueva instrucción sobre propuestas de normativa administrativa", con el *"fin de fortalecer y mejorar el procedimiento de iniciativa, discusión y aprobación de la normativa interna. Con dichos cambios se procura agilizar la labor, evitando reprocesos".*

**VI)** Que el 19 de febrero de 2017, la Dirección General de Operaciones (DGO), mediante el oficio 378-DGO-2017, remitió a la Secretaria de Junta Directiva (SJD), la propuesta de nuevo "*Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado*", en la cual, se dispuso entre otras cosas, lo siguiente:

"(…)

***II. Exposición de Motivos.***

*El artículo 1° del Reglamento de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios Públicos de la Contraloría General de la República -en adelante Reglamento de la Contraloría-, establece que:*

> *"Artículo 1°.- Ámbito de aplicación. El presente Reglamento establece las disposiciones generales a que deberán someterse las erogaciones que, por concepto de gastos de viaje y de transporte, deban realizar los funcionarios o empleados del Estado y de las instituciones y empresas públicas o estatales, en adelante entes públicos, cualquiera que sea la naturaleza jurídica de éstas, según lo disponen la Ley No. 3462 del 26 de noviembre de 1964 y el artículo 7 del Decreto Ejecutivo No. 7927-H del 12 de enero de 1978, cuando, en cumplimiento de sus funciones, deban desplazarse dentro o fuera del territorio nacional."*

*En igual sentido, dicho reglamento establece en varios artículos, la potestad que tiene la Administración de establecer y aplicar las excepciones que considere pertinentes en esta materia.*

*Dada la naturaleza y la particularidad de las funciones que la Ley 7593 le confiere a la Autoridad Reguladora, se hace necesario regular aquellos casos en los que vía excepción pueda la Administración reconocer el pago de gastos de viáticos y transporte a sus funcionarios, como complemento al Reglamento de la Contraloría.*

*A raíz de la consulta que la DGO le realizó a la DGAJR sobre los gastos de transporte durante giras, dicha Dirección a través los oficios 875-DGAJR-2016 y 1008-DGAJR-2016, indicó que es necesario que la Administración emita una regulación en forma previa, formal y general, para el reconocimiento del gasto que dispone el artículo 22 del Reglamento de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios Púbicos, de conformidad con los artículos 53 inciso ñ) de la Ley 7593 y el artículo 6 inciso 15) del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF).*

*En razón de lo anterior y con el propósito de tener una norma específica que brinde seguridad jurídica a los funcionarios de la Autoridad Reguladora, esta Dirección General utilizando un criterio razonado en el cual se justifica el reconocimiento y pago de viáticos, elaboró una propuesta de reglamento interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Por otro lado, la Junta Directiva en las sesiones ordinarias N° 33-2011 del 18 de mayo de 2011 y N° 96-2012 del 29 de noviembre aprobó -respectivamente- el procedimiento para el reconocimiento de viáticos por excepción para la atención de asuntos judiciales y posteriormente dispuso modificar el artículo 1° de dicho procedimiento.*

*En el citado procedimiento, se incluyó la posibilidad que la Administración cancele el monto de viáticos para cubrir el costo de transporte y alimentación, así como* ***parqueos y peaje (sea en vehículo institucional o particular)*** *a aquellos funcionarios que participen en procesos judiciales en representación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, y siempre que por la naturaleza de las audiencias, trámites o comparecencias propias de cada juicio, la hora de realización de las mismas, su duración y las condiciones para desplazarse al centro de trabajo, ameriten el reconocimiento.*

*No obstante, con ocasión de elaborar la presente propuesta, ésta Dirección General ahondó -entre otros asuntos-, en el tema del pago de parqueos y peaje sea en vehículo institucional o particular, y al respecto la Contraloría General de la República mediante el criterio DFOE-SAF-0165 del 8 de marzo de 2011 expuso lo siguiente:*

> *"De los argumentos expuestos por el ente consultante se extrae que existe una práctica administrativa de permitir a los funcionarios de esa entidad, trasladarse a las reuniones con sus propios vehículos; sin embargo,* ***aunque se haga de manera***

***voluntaria y con el afán de colaboración, no es posible el reconocimiento de gastos de parqueo de los vehículos que no son propiedad de la administración pública, pues el principio de legalidad que rige a la Administración Pública obliga a actuar bajo el sometimiento del ordenamiento jurídico.***

*Observe la consultante que la forma en que la administración pueda verse comprometida a reconocer alguna suma de dinero por el uso de vehículos propiedad de los funcionarios, sería a través de la figura del arrendamiento de vehículos contemplada en el artículo 131 inciso l) del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa, en cuyo caso se reconocería la tarifa de kilometraje que para tales efectos haya fijado este órgano contralor. Conviene aclarar que aunque existiera un contrato de arrendamiento del vehículo propiedad del funcionario, no procedería el pago del parqueo de esos vehículos." (El resaltado no es del original).*

*Deviene de lo anterior, que lo que dispuso en su momento la Junta Directiva en las sesiones ordinarias N° 33-2011 del 18 de mayo de 2011 y N° 96-2012 del 29 de noviembre sobre el reconocimiento de viáticos por excepción para la atención de asuntos judiciales, debe ser dejado sin efecto y aprovechar la oportunidad de regular a través de la presente propuesta de reglamento de forma previa, formal y general aquellos supuestos en los cuales, la Administración está facultada a reconocer viáticos por excepción. (…)". (consta en los archivos de la DGO)*

**VII)** Que el 13 de octubre de 2017, la Junta Directiva de la Aresep, mediante el acuerdo 18-55-2017, del acta de la sesión extraordinaria 28-2017, resolvió con carácter de firme, lo siguiente:

"(…) *Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y a la Dirección General de Operaciones, proceder de conformidad con el procedimiento denominado "JR-PO-01: Procedimiento para la Creación y Modificación de Normativa administrativa interna" en torno a la propuesta de "Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado", en el entendido de que la Dirección General de Operaciones incorpore en la propuesta las observaciones planteadas en esta oportunidad*. (…)" (folio 10).

**VIII)** Que el 25 de octubre de 2017, la SJD, mediante el oficio 772-SJD-2017, comunicó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR) y a la DGO, el acuerdo 18-55-2017, del acta de la sesión extraordinaria 55-2017, del 13 de octubre de 2017. (folios 2 al 10)

**IX)** Que el 15 de noviembre de 2017, la DGAJR, mediante el oficio 980-DGAJR-2017, remitió a la SJD, la propuesta de nuevo "*Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado*", con la recomendación de que la SJD, sometiera a consulta interna de los funcionarios de Aresep, incluida la Sutel, la propuesta normativa mencionada. (folios 11 al 19)

**X)** Que el 24 de noviembre de 2017, la SJD, sometió a consulta interna de los funcionarios de la Aresep y de la Sutel, la propuesta de nuevo "*Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado*" por el plazo de diez días hábiles, período que transcurrió entre el 27 de noviembre y el 8 de diciembre, ambas fechas de 2017. (folios 21 al 33)

**XI)** Que el 12 de diciembre de 2017, la SJD, mediante el oficio 881-SJD-2017, remitió a la DGAJR, las observaciones realizadas por los funcionarios de la Aresep y de la Sutel, respecto de la propuesta del reglamento aquí citado. (folios 20 al 96, 127 a 162 y 153 a 253)

**XII)** Que el 22 de diciembre de 2017, la DGAJR, mediante el oficio 1085-DGAJR-2017, le solicitó a la DGO, criterio técnico, con respecto a las observaciones realizadas a la propuesta de nuevo "*Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado*", como Dirección promovente de la propuesta normativa. (folios 163 al 164)

**XIII)** Que el 13 de marzo de 2018, la DGO, mediante el oficio 143-DGO-2018, recomendó someter nuevamente a consulta de los funcionarios tanto de la Aresep, como de la Sutel, la propuesta de reglamento citada, en los siguientes términos:

> "*En la matriz que se adjunta al presente oficio consta el criterio técnico para cada una de las observaciones realizadas, así como la indicación de si la misma se acoge o no, o de si se remite a alguna de las observaciones ya analizadas.*
>
> *Muchas de las observaciones realizadas a la propuesta fueron de fondo, las cuales en su mayoría fueron acogidas. Por lo que, salvo*

*mejor criterio de su Dirección Jurídica y de la Junta Directiva, se recomienda someter nuevamente a consulta de los funcionarios tanto de Aresep como de Sutel, una nueva versión de reglamento, la cual adjuntamos al presente oficio.*" (folios 165 al 192)

**XIV)** Que el 19 de abril de 2018, la DGAJR, mediante el oficio 422-DGAJR-2018, remitió a la SJD, el análisis de la propuesta de nuevo "*Reglamento Interno de gastos de viaje y de transporte para funcionarios de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos y su órgano desconcentrado*", con la recomendación de que la SJD, sometiera a consulta interna de los funcionarios de Aresep, incluida la Sutel, la propuesta normativa mencionada.

**XV)** Que el 9 de mayo de 2018, la Junta Directiva, mediante el acuerdo 07-31-2018, de la sesión ordinaria N° 31-2018, dispuso de forma expresa: "*Ordenar a la Secretaría de Junta Directiva, a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y a la Dirección General de Operaciones, conforme al procedimiento denominado "JR-PO-01: Procedimiento para la creación y modificación de normativa administrativa interna", someter nuevamente al procedimiento de consulta a los funcionarios de la Aresep y de la Sutel, la propuesta de nuevo "Reglamento Interno de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado", conforme al oficio 143-DGO-2018 del 13 de marzo de 2018"*.

**XVI)** Que el 28 de mayo de 2018, la SJD, sometió a consulta interna de los funcionarios de la Aresep y de la Sutel, la propuesta de nuevo *"Reglamento Interno de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado",* por el plazo de diez días hábiles, período que transcurrió entre el 29 de mayo y el 11 de junio, ambas fechas de 2018.

**XVII)** Que el 12 de junio de 2018, la SJD, mediante el oficio 420-SJD-2018, remitió a la DGAJR, las observaciones realizadas por los funcionarios de la Aresep y de la Sutel, respecto de la propuesta del reglamento aquí citado.

**XVIII)** Que el 29 de junio de 2018, la DGAJR, mediante el oficio 758-DGAJR-2018, le solicitó a la DGO, el informe técnico respectivo. (folios 254 a 317)

**XIX)** Que el 10 de agosto de 2018, la DGO, mediante el oficio OF-0403-DGO-2018, le remitió a la DGAJR, el criterio técnico solicitado mediante el oficio 758-DGAJR-2018. (Folio 318)

**XX)** Que el 20 de febrero de 2019, la DGAJR, mediante el oficio OF-240-DGAJR-2019, le remitió a la SJD, el análisis de la competencia de Junta Directiva, para conocer la propuesta de nuevo *"Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado"*.

**XXI)** Que en atención a los considerandos anteriores, lo procedente es dictar el: *"Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado"*, tal y como se dispone.

**POR TANTO**

Con fundamento en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley Nº 7593 y sus reformas, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos dispone:

**I.** Dictar el "Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado", cuyo texto se copia a continuación:

## REGLAMENTO PARA EL PAGO DE GASTOS DE VIAJE Y DE TRANSPORTE PARA FUNCIONARIOS DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS Y SU ÓRGANO DESCONCENTRADO

### Capítulo I
### Disposiciones Generales

**Artículo 1. - Objeto.** El presente Reglamento establece las disposiciones generales a que deberán someterse las erogaciones que, por concepto de gastos de viaje y de transporte (viáticos), deban realizar los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, cuando en cumplimiento de sus labores deban desplazarse dentro del territorio nacional.

El presente reglamento es complementario al Reglamento de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios Públicos de la Contraloría General de la República, por lo que, en lo no dispuesto aquí expresamente, se debe aplicar lo estipulado en el Reglamento de la Contraloría.

**Artículo 2. – Definiciones y Abreviaturas.** Para los efectos del presente reglamento, los términos y abreviaturas que a continuación se consignan, tienen el siguiente significado:

a) **Aresep:** Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
b) **Centro de trabajo:** Instalaciones físicas donde se ubique la Institución.
c) **CGR:** Contraloría General de la República.
d) **Dirección de Finanzas:** Dirección de Finanzas de la Aresep o al área encargada en la Sutel.
e) **Gira:** Desplazamiento del funcionario de forma transitoria de su centro de trabajo a uno o varios lugares específicos dentro del territorio nacional, con el fin de cumplir con las obligaciones propias de su cargo, con una duración de horas o de uno o más días.
f) **Giras continuas:** Aquella que inicia al día hábil siguiente después de finalizada la anterior, y que, por razones de itinerario de la segunda, no se puede realizar previo a su inicio, la liquidación correspondiente de la primera gira.
g) **Institución:** La Aresep y su órgano desconcentrado Sutel.
h) **Jefe inmediato o jefatura inmediata**: Jefe directo del funcionario.
i) **Jefe superior o jefatura superior:** El Regulador General, el Regulador General Adjunto, los miembros del Consejo de la Sutel, los Intendentes, el Auditor Interno, los Directores Generales, los Directores y los Jefes de Departamento.
j) **Reglamento de la Contraloría:** Reglamento de Gastos de Viaje y de Transporte para funcionarios públicos de la Contraloría General de la República.
k) **Sutel:** Superintendencia de Telecomunicaciones.
l) **Viáticos:** Suma destinada a la atención de gastos concretos de hospedaje, alimentación y otros gastos menores, reconocidos a los funcionarios cuando éstos deban desplazarse en forma transitoria de su centro de trabajo con el fin de cumplir con las obligaciones de su cargo.

Para efectos de este reglamento cuando se refiere al cargo, puesto o condición de una persona, se entenderá sin distinción o discriminación de género.

**Artículo 3. – Ámbito de aplicación.** Las disposiciones contenidas en el presente reglamento son aplicables a todos aquellos funcionarios de la Institución, independientemente del código de puesto o nomenclatura de la plaza, ya sea que ostenten un nombramiento interino, en propiedad o por servicios especiales y que por la naturaleza de sus funciones requieran desplazarse dentro del territorio nacional y consecuentemente, reciban el pago por concepto de viáticos.

## Capítulo II

## De los viajes dentro del territorio nacional

**Artículo 4. – Competencia para extender autorizaciones.** Corresponderá al jefe inmediato o a la jefatura superior respectiva, dar las autorizaciones a los funcionarios que deban realizar giras dentro del territorio nacional.

**Artículo 5. – De las tarifas.** El pago de viáticos se hará según las tarifas establecidas en el Reglamento de la Contraloría.

**Artículo 6. – Naturaleza del viático.** Todas las sumas que se paguen por concepto de viáticos, no constituyen salario, por lo que no se tomarán en cuenta para efectos de pago de prestaciones, vacaciones o aguinaldo.

**Artículo 7. – Excepción a la limitación territorial.** Como excepción a la limitación territorial establecida en el artículo 16 del Reglamento de la Contraloría, la Institución podrá reconocer a sus funcionarios el pago de viáticos por concepto de alimentación, dependiendo de la disponibilidad presupuestaria, cuando deban desplazarse para el cumplimiento de sus funciones de manera transitoria dentro del área metropolitana de San José y permanezcan fuera de la Institución por más de cinco horas hábiles. Para que proceda dicho reconocimiento necesariamente debe existir una autorización previa por parte de la jefatura correspondiente del funcionario en la cual se justifique entre otros aspectos la distancia entre la sede del evento y la Institución, las facilidades de traslado, el tiempo disponible para almorzar y la existencia de contenido presupuestario y sin excepciones, se deberán presentar las facturas correspondientes, las cuales podrán ser emitidas a nombre del funcionario o de la Institución y solo se reconocerá el monto establecido en dicho comprobante hasta el límite establecido en el Reglamento de la Contraloría.

**Artículo 8. – Gastos de transporte.** Cuando un funcionario necesite utilizar los servicios de transporte público colectivo modalidad autobús, ferrocarril o cabotaje, para el cumplimiento de sus funciones de manera transitoria, el pago se hará de acuerdo con la tarifa autorizada por la Aresep.

El funcionario tendrá derecho a que se le reconozca el gasto por la utilización de los servicios de transporte fluvial, marítimo y terrestre, por medio de semovientes o cualquier otro medio similar, cuando no exista servicio de transporte público remunerado.

El funcionario que producto del desempeño de sus funciones, incurra en el pago de alguna tarifa superior a la autorizada por la Autoridad Reguladora, tendrá

derecho al reconocimiento del monto pagado de más, siempre y cuando se justifique de ese modo en la respectiva boleta de liquidación y cuente con el visto bueno de la jefatura inmediata o jefatura superior según corresponda.

La utilización de los servicios de taxi se podrá hacer al inicio o a la finalización de la gira, sólo en el caso de que las giras inicien antes de las 6:00 a.m. o finalicen con posterioridad a las 7:00 p.m. El gasto será reconocido siempre y cuando se presente documento o comprobante de pago (voucher), con indicación de la fecha y hora en que se prestó el servicio y, en caso de ser posible, debe venir a nombre del funcionario que requirió el uso del servicio de taxi.

Se podrán utilizar los servicios de taxi podrán utilizarse entre las 6:00 a.m. y las 7:00 p.m., siempre y cuando las giras tengan una duración mayor a un día y pueda demostrarse que, en el momento en que se requirió el servicio, había cesado la operación del servicio de autobús en la dirección en la cual el funcionario requiere trasladarse.

Para obtener el reconocimiento de los servicios de transporte anteriormente indicados, se deberá presentar adjunto al formulario de liquidación una boleta en la que se consignen como mínimo los siguientes datos:

1. Nombre completo, cédula y firma de la persona que prestó el servicio.
2. Medio de transporte utilizado.
3. Fecha y hora del servicio.
4. Número de placa o registro en caso de que lo tuviere.
5. Lugar de inicio y finalización del recorrido.
6. Duración del servicio.
7. Valor expresado en letras y números de la suma gastada por concepto de la utilización del servicio de transporte.
8. Nombre completo, cédula y firma del servidor que realizó el gasto.
9. Aprobación de la jefatura inmediata o superior según corresponda.

**Artículo 9. – Del adelanto de viáticos.** El funcionario podrá solicitar a la Dirección de Finanzas el adelanto de viáticos; para tal efecto utilizará el formulario correspondiente.

En ningún caso se hará un adelanto de viáticos al mismo funcionario que injustificadamente tuviere pendiente la presentación de la liquidación de la gira anterior, aunque fuere absolutamente necesario realizar una nueva gira.

De manera excepcional y en casos debidamente justificados por las respectivas jefaturas, se podrá hacer adelanto de viáticos cuando se trate de giras continuas cuya duración máxima sea de dos semanas.

La solicitud de adelanto de viático deberá contener como mínimo, la información del funcionario que realizará el viaje, el motivo o fin, los lugares a visitar, el período estimado de viaje, el gasto estimado y las firmas del jefe inmediato y el jefe superior, según corresponda.

**Artículo 10. - Del pago por desayuno, almuerzo, cena y hospedaje**. El pago del viático por concepto de desayuno, almuerzo, cena y hospedaje se hará de conformidad a las tarifas establecidas en el Reglamento de la Contraloría y procederá de acuerdo con las reglas ahí dispuestas.

**Artículo 11.- Plazo para solicitar el adelanto de viáticos.** Las peticiones de anticipos o adelantos para gastos de viaje deben ser presentadas en la Dirección de Finanzas al menos cuatro días hábiles previos al inicio de la gira. Sólo en casos excepcionales debidamente justificados mediante oficio o correo electrónico por parte de la jefatura inmediata o superior (según corresponda) del funcionario, se podrá solicitar el adelanto de viáticos con al menos un día hábil previo al inicio de la gira.

**Artículo 12. - De la liquidación de viáticos.** La liquidación de los viáticos deberá hacerse detalladamente en el formulario correspondiente elaborado por la Dirección de Finanzas, el cual debe cumplir con los lineamientos establecidos por la CGR. En cuanto al hospedaje será necesaria la presentación de la factura para la justificación de dicho gasto, según lo establecido en el Reglamento de la Contraloría.

**Artículo 13. – Plazo para la presentación de la liquidación de viáticos.** Una vez concluida la gira de que se trate, dentro de los siete días hábiles posteriores al regreso al centro de trabajo o a su incorporación a éste, el funcionario deberá presentar la liquidación de viáticos en el formulario correspondiente, debiendo hacer el reintegro de las sumas de dinero en caso de que las haya.

La Autoridad Reguladora deberá recibir la liquidación y el eventual reintegro de dinero que presente el funcionario, cuando lo hubiere, aun cuando haya transcurrido el plazo antes indicado, ello sin perjuicio de la eventual responsabilidad administrativa que pueda derivarse por el incumplimiento injustificado de la obligación de reintegrar dinero dentro del plazo establecido.

**Artículo 14. – Forma de exigir el reintegro de viáticos fuera del plazo establecido.** Una vez transcurrido el plazo con que cuenta el funcionario para presentar la liquidación de viáticos, la Dirección de Finanzas requerirá por una única vez al funcionario la presentación de la respectiva liquidación, dentro del plazo improrrogable de tres días hábiles.

Una vez vencido el plazo indicado previa verificación de que el funcionario no presentó la liquidación de viáticos, la Dirección de Finanzas emitirá una

constancia sobre el monto de lo adeudado, que corresponderá a la totalidad de la suma entregada en calidad de adelanto e informará inmediatamente al Jerarca Superior Administrativo, quien deberá ordenar la apertura del procedimiento administrativo ordinario determinado en la Ley General de la Administración Pública.
Una vez establecido mediante resolución firme el monto de la deuda se procederá por parte del Jerarca Superior Administrativo a expedir una certificación o constancia de adeudo, en la cual se consignará el monto sin saldar. Dicho documento constituirá título ejecutivo, según lo establece el artículo 204 inciso 2) de la Ley General de la Administración Pública.
El pago del monto adeudado por parte del funcionario fuera del plazo establecido no eximirá al funcionario de la eventual responsabilidad administrativa que pueda derivarse por el incumplimiento injustificado de la obligación de reintegrar dinero dentro del plazo establecido.

**Artículo 15. - Improcedencia del pago de viáticos.** No se reconocerá suma alguna por concepto de viáticos cuando sea la Institución la que proporcione los servicios a los funcionarios, o cuando dichos servicios sean sufragados por un tercero.
**Artículo 16. – Derogatorias.** Se deroga el procedimiento para el reconocimiento de viáticos por excepción para la atención de asuntos judiciales y su modificación, dispuestas respectivamente por la Junta Directiva en las sesiones ordinarias N° 33-2011 del 18 de mayo de 2011 y N° 96-2012 del 29 de noviembre de 2012, y todo acto administrativo interno que se oponga a lo aquí dispuesto. Se exceptúa lo dispuesto en la norma transitoria de este reglamento.
**Artículo 17. – Vigencia.** Rige a partir de su publicación en La Gaceta.

**Transitorio. –** Los gastos de viaje y de transportes, al momento de entrar en vigencia este reglamento, se encuentren pendientes de pago, así como los que se puedan generar a favor de los funcionarios que se encuentren de gira en ese día, se regirán por las disposiciones previas a este reglamento.

**II.** Instruir a la Administración, publicar en el diario oficial La Gaceta el "Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado".

**III.** Divulgar el nuevo "Reglamento para el pago de Gastos de Viaje y de Transporte para Funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado", a los funcionarios de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y de la Superintendencia de Telecomunicaciones.

Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario De La Junta Directiva De La Aresep.
1 vez.—Solicitud ( IN2019329341 ).

# INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

## AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

### INTENDENCIA DE ENERGÍA
### RE-0021-IE-2019 del 19 de marzo de 2019

### SOLICITUD DE LIQUIDACIÓN TARIFARIA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN PARA LOS PERIODOS 2016 Y 2017 PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. *(COOPELESCA)*

### ET-005-2019

### RESULTANDO:

**I.** Que la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L. (Coopelesca), cédula jurídica 3-004-045117, cuenta con prórroga de concesión para el desarrollo de las fuerzas hidráulicas de la Planta Hidroeléctrica Chocosuela I, según resolución R-1012-2012-AGUAS-MINAET del Ministerio de Ambiente y Telecomunicaciones (MINAT), la cual establece un plazo de prórroga hasta el 01 julio de 2019. Mediante la resolución R-277-2015-MINAE se le otorga a la Central Hidroeléctrica La Esperanza, un permiso temporal para la continuación de la prestación del servicio público de generación eléctrica, por el tiempo máximo previsto en el ordenamiento jurídico, hasta resolver, en definitiva, la solicitud de ampliación del plazo a la concesión del servicio público de generación de energía eléctrica solicitado. Por medio de la resolución R-0116-2015-AGUAS-MINAE, se aprobó el traspaso de la concesión de aprovechamiento de aguas para desarrollo de las fuerzas hidráulicas y generación de electricidad, que tenía la empresa Hidroeléctricas Aguas Zarcas S.A. a favor de Coopelesca, a partir del 1 de abril de 2015 y hasta el 12 de enero de 2031.

**II.** Que el 15 de enero del 2019, mediante el oficio Coopelesca GG-022-2019, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L. (Coopelesca) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta, correspondiente a la liquidación de los periodos 2016 y 2017 (folios 01 al 20), relacionada con lo resuelto por medio de la resolución RIE-030-2016.

**III.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el informe IN-0006-IE-2019, la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica presentada por Coopelesca (folios 23 a 24).

**IV.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0074-IE-2019, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopelesca para el servicio de generación de electricidad (folios 25 al 26).

**V.** Que el 28 de enero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°19 (folio 41).

**VI.** Que el 28 de enero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 41).

**VII.** Que el 5 de febrero del 2019, mediante el informe IN-0029-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 55 al 57).

**VIII.** Que el 14 de febrero del 2019 se remite el oficio OF-0198-IE-2019 correspondiente a la solicitud de información adicional para el sistema de generación de Coopelesca (oficios 58 al 65).

**IX.** Que el 20 de febrero del 2019, mediante el oficio Coopelesca GG-108-2019 Coopelesca remite la información adicional correspondiente a lo solicitado en el oficio OF-0198-IE-2019 (oficios 66 al 68).

**X.** Que el 21 de febrero del 2019 a las 17:00 horas se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 28 de febrero del 2019 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0048-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la audiencia pública N° AP-007-2019. Se recibieron posiciones validas por parte de: Cámara de Comercio, Industria y Turismo de la Zona Norte, cédula de persona jurídica número 3-002-335918, representada por el señor Marcos Vinicio Solís Rojas, cédula número 2-0405-0495, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 1-0812-0378, Danilo Vega Rojas, cédula 3-0103-0866, Carlos Chacón Brenes, cédula 2-0610-0704, Sergio Valenciano Vargas, cédula 1-0980-0706, Carlos Quinto Hernández Abarca, cédula 3-0167-0941, Luis Fernando Solís Sauma, cédula 2-0433-0274, Marcos Ramírez Jiménez, cédula 1-0587-0461, Compañía Frutera La Paz S.A., cédula de persona jurídica número 3-101-568900 representada por la señora Luisa María Chacón Caamaño, cédula 1-0858-0838, Carlos Roberto Blanco Sánchez, cédula 1-0484-0108, Xinia María Salazar Ramírez, cédula 4-0148-0058, Miguel Morales Barrantes, cédula 2-0526-0441, José Joaquín Jiménez Alfaro, cédula 2-0392-0651, Hormidas Gerardo Jiménez González, cédula 2-0371-0960, Juan Carlos Bolaños Montero, cédula 2-0389-0510, Nidia

Jiménez Vásquez, cédula 9-0050-0822, Eduardo Zamora Marín, cédula 2-0325-0062, Víctor Mauricio Salas Arias, cédula 2-0352-0076, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Rafael Ángel Murillo Villalobos, cédula 2-0410-0609, José Joaquín Aguilar Retana, cédula 1-0433-0618, Asdrúbal Esquivel Gamboa, cédula 7-0060-0463, Tomasa Sobeida Brenes García, cédula 8-0114-0205, Luis Diego Miranda Otoya, cédula 2-0606-0224, Ayda Abigail Oporta Hernández, cédula de residencia permanente número 155804439804, Nidia María Rojas Rodríguez, cédula 2-0512-0557, Ademar Isidro Chaves Carvajal, cédula 1-0923-0327, Patricia Zamora Marín, cédula 2-0445-0520, Sleyter Quesada Corella, cédula 2-0727-0369, Paola Marcela Rojas Toledo, cédula 2-0669-0836, Olivier Hernández Gómez, cédula 2-0431-0959, Jairo José García Solís, cédula 2-0614-0399, Hellen María Zamora Zamora, cédula 20705-0390, Eladio Méndez Camacho, cédula 2-0344-0919, Ana Iris Zamora Marín, cédula 2-0365-0162, Roberto Andrés Barrantes Morales, cédula 2-0569-0707, Vanessa Vargas Salas, cédula 2-0515-0172, Hernán Francisco Jara Arce, cédula 2-0504-0970, Ana María Campos Alvarado, cédula 9-0073-0515, Rosa Ana Otoya Rojas, cédula 2-0412-0060, Leticia Hernández Rodríguez, cédula 2-0316-0175, Luis Fernando González Soto, cédula 2-0285-0810, José Edivino Araya Chaves, cédula 2-0370-0278, Dani Antonio Rivera Jiménez, cédula 2-0513-0252, Leonel Barrantes Morales, cédula 2-0392-0808, Chisthian Javier Pizarro Jaen, cédula 5-0309-0218, Fabricio Rodríguez Acuña, cédula 2-0457-0582, Giovanni Pitti Bermúdez, cédula 6-0175-0074, Kattia Yorlene Chacón Gamboa, cédula 2-0499-0679, Max Emilio Madrigal Quesada, cédula 2-0513-0008, Ronald Abarca Arroyo, cédula 1-0907-0929, Álvaro Alfaro Calvo, cédula 2-0205-0540, Luis Gerardo Madrigal Cascante, cédula 1-0412-1190, Miguel Ángel Murillo Morales, cédula 2-0417-0184, Jeammy Vanessa Salazar Rojas, cédula 2-0625-0836, Luis Fernando Mora Zeledón, cédula 2-0325-0690, Alejo Álvarez Cruz, cédula 2-0284-0435, Jorge Orlando Cortés González, cédula 2-0408-0360, Oscar Luis Benavides Sibaja, cédula 2-0439-0576, Guido Salas Araya, cédula 2-0265-0922, Orlando Pérez Espinoza, cédula 4-0115-0459, Henry Arturo Quirós Chaves, cédula 2-0351-0126, Gerardo Benavides, cédula 2-0248-0804, Luis Guillermo Murillo Morales, cédula 2-0447-0481, Carlos Manuel Murillo Morales, cédula 2-0374-0416, Nancy Yahaira Jiménez Granados, cédula 2-0565-0188, Carlos Enrique Solís Arias, cédula 2-0365-0158, Valeria Salazar Vargas, cédula 2-0738-0759, Gerardo Francisco Sánchez Fernández, cédula 2-0314-0294, Yorleny Martínez Montoya, cédula 2-0519-0480, Ronald Gerardo Solís Gamboa, cédula 2-0454-0915, Harold Augusto Angulo Lobo, cédula 1-0810-0872, Kevin Carranza Salazar, cédula 2-0791-0826, José Jarold Garro Rojas, cédula 2-0495-0013, Luis Ángel Olivar Soto, cédula 2-0205-0565, Reducindo Arce Benavides, cédula 2-0281-0403, Gilbert Oporta Paz, cédula de residencia permanente 15581108822, Luis Barrantes Morales,

cédula 2-0335-0781, Dennis Jairo Montenegro Rizo, cédula de residencia permanente 155816929413, Freddy Carvajal Vargas, cédula 2-0274-0891, Marli Evelin García Espinoza, cédula 2-0569-0437, Jorge Luis Ramírez Monge, cédula 2-0399-0346, Juan Antonio Rodríguez Rojas, cédula 2-0289-0224, Randall Paniagua Guzmán, cédula 2-0680-0361, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula de persona jurídica número 3-002-413768. Representada por el señor Jack Liberman Ginsberg, cédula número 8-0031-0074.

**XI.** Que el 19 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0029-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la estructura de costos y gastos las tarifas del sistema de generación que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0029-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

## *II. ANÁLISIS DEL ASUNTO*

### *1. Solicitud tarifaria*

*De acuerdo con la información aportada por Coopelesca, se solicitó ajustar la tarifa del sistema de generación de energía eléctrica, por concepto de liquidación 2016 y 2017, según el siguiente detalle:*

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

| COOPELESCA R.L<br>SISTEMA GENERACION<br>TARIFAS EN COLONES |
|---|

| | DEL 1-04-2019 AL 31-03-2020 | | | DIFERENCIA | |
|---|---|---|---|---|---|
| PERIODO | VIGENTE | PROPUESTA | | RELATIVA | PORCENTUAL |
| Punta | ₡ 60.98 /kWh | ₡ 65.74 /kWh | | ₡ 4.76 | 7.80% |
| Valle | ₡ 45.61 /kWh | ₡ 49.17 /kWh | | ₡ 3.56 | 7.80% |
| Noche | ₡ 29.99 /kWh | ₡ 32.33 /kWh | | ₡ 2.34 | 7.80% |

*Las razones que motivan la petición tarifaria por liquidación de los periodos 2016 y 2017 para el sistema de generación que presta Coopelesca se centra en: i) recuperar recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos, así como la obtención del equilibrio financiero de la empresa.*

## *2. Análisis de la solicitud*

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por Coopelesca para el servicio de generación de electricidad, correspondiente a la liquidación de los periodos 2016 y 2017, tomando como base lo aprobado mediante la resolución RIE-030-2016 del 10 de marzo de 2016, por medio de la cual se resolvió el estudio ordinario que se pretende liquidar.*

### *a. Análisis del mercado*

*Este apartado exhibe el análisis de mercado elaborado para fijar la tarifa del sistema de generación que presta Coopelesca, por concepto de liquidación de los periodos 2016-2017. Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones complementarias: en la primera, se presenta una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe propuesto por Coopelesca y en la segunda, se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por la IE.*

#### *i. Liquidación de mercado presentado por Coopelesca:*

*Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de liquidación de mercado del sistema de generación que presta Coopelesca para los periodos 2016 y 2017. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:*

1. *Coopelesca. Solicita un aumento del 7,80%, para el sistema de generación (folio 02, ET-005-2019), esto implica que las tarifas para el 2019 y 2020 sean las siguientes:*

***Cuadro N° 2***
***Sistema de generación, Coopelesca***
***Solicitud de ajuste tarifario presentado por bloque horario,2019***
***(datos presentados en colones por kWh)***

| | A partir del 1-04-2019 al 31-03-2020 | | Diferencia | |
|---|---|---|---|---|
| Periodo | Vigente | Propuesta | Absoluta | Relativa |
| Punta | ₡ 60,98 | ₡ 65,74 | ₡ 4,76 | 7,80 |
| Valle | ₡ 45,61 | ₡ 49,17 | ₡ 3,56 | 7,80 |
| Nocturno | ₡ 29,99 | ₡ 32,33 | ₡ 2,34 | 7,80 |

2. *El sistema de generación de Coopelesca incluye los siguientes proyectos hidroeléctricos: Chocosuela, Aguas Zarcas, La Esperanza y Cutres.*

3. *La empresa justificó su solicitud tarifaria en que los ingresos estimados por la ARESEP para el año 2016 y 2017 corresponden a las aprobadas mediante la resolución RIE-030-2016. En esta resolución se estimó que el servicio de generación obtendría ingresos por concepto de ventas de energía de ¢8 060,6 millones para el 2016, mientras que los ingresos reales del servicio de generación fueron ¢7 588,08 millones para ese mismo año. Por su parte, para el 2017 se estimó ingresos por concepto de ventas de energía de ¢7 727,8 millones, mientras que los ingresos reales del servicio de generación fueron ¢6 425,4 millones.*

   *Por lo tanto, los ingresos reales fueron inferiores a los previstos, siendo la diferencia para ambos periodos de ¢1 774,9. Al considerar la estructura de gastos de los años 2016 y 2017 el ajuste neto que requiere el sistema de generación es de ¢693 millones. Este monto debe ser liquidado constituyendo un incremento tarifario (ET-005-2019).*

4. *Al valorar las causas por las que los ingresos reales son inferiores a los previstos para el 2016 y 2017, Coopelesca manifestó lo siguiente:*

   *4.1. La generación estimada del periodo 2016 y 2017 fue de 336,8 GWh, mientras que la real fue de 289,5 GWh, para una diferencia de -47,3 GWh.*

   *4.2. Menor generación prevista para el 2016, producto de la salida de funcionamiento de dos plantas generadoras de la Central Hidroeléctrica Aguas Zarcas en noviembre y diciembre y prácticamente todo el 2017 debido a mantenimiento no programado. Esto provocó que la generación real fuese inferior a la estimada.*

*4.3. Aunado al punto anterior, La Esperanza sufrió una breve salida de funcionamiento en el 2016.*

*4.4. Para el 2017, el recurso hídrico fue abundante. Sin embargo, no se logró generar lo estimado.*

*4.5. La Central Hidroeléctrica Aguas Zaras tuvo una salida del 85% de su capacidad, producto a un mantenimiento mayor. Consecuencia de lo anterior, la Central Chocosuelas se utilizó a capacidad máxima de generación.*

5. *En lo fundamental, la salida de funcionamiento de la Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas y la salida de operación de la Planta Hidroeléctrica La Esperanza en el 2016 y 2017, afectaron la generación para el periodo a liquidar, a pesar de una mayor disponibilidad de recurso hídrico para el 2017.*

6. *En conclusión, los ingresos reales fueron inferiores a los previstos por la no generación de la Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas y la salida de operación de la Planta Hidroeléctrica La Esperanza.*

7. *Para generar las tarifas propuestas a partir del 1 de abril de 2019 Coopelesca utilizó las estimaciones de generación de energía del Centro de Control, tomando una serie de consideraciones.*

8. *De esta forma Coopelesca proyectó una generación total de 184,5 GWh para el periodo abril 2019 – marzo 2020.*

9. *Este mercado estimado genera ingresos propuestos de ¢9 424,8 millones para el 2019 y de ¢2 097,4 millones para el periodo enero – marzo 2020.*

10. *Con la estructura tarifaria propuesta por Coopelesca y de acuerdo con las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos por ¢9 576,5 millones para el periodo abril 2019 – marzo 2020, (ET-005-2019).*

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

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

1. *Dado que los ingresos aprobados en la resolución RIE-030-2016 por la Aresep fueron inferiores a los generados por el sistema de generación de Coopelesca, es necesario efectuar la liquidación de mercado para el periodo 2016 y 2017. En dicha resolución se estimaron para el periodo 336,8 GWh, mientras que la generación real fue de 289,5 GWh, lo cual genero una diferencia de -47,3 GWh. Los ingresos estimados para el periodo fueron de ¢15 788,4 millones y se obtuvieron ingresos reales por ¢14 013,5 millones, esto genera una diferencia de -1 774,9 millones de colones que deberán ser devueltos a la empresa distribuidora.*

***Cuadro N° 3***
***Sistema de generación, Coopelesca***
***Diferencias entre proyección e información real, 2016-2017***

| Concepto | Proyección 2016* | Real 2016 ** | Diferencia absoluta | Diferencia relativa |
|---|---|---|---|---|
| Ventas del sistema de Generación (GWh) | 168,40 | 154,25 | -14,15 | -8,40% |
| Ventas del sistema de Generación (Millones de colones) | ₡8 060,6 | ₡7 588,1 | -₡472,5 | -5,86% |
| **Liquidación (millones de colones)** | | | -₡472,5 | |
| **Concepto** | **Proyección 2017*** | **Real 2017 ** ** | **Diferencia absoluta** | **Diferencia relativa** |
| Ventas del sistema de Generación (GWh) | 168,40 | 135,21 | -33,19 | -19,71% |
| Ventas del sistema de Generación (Millones de colones) | ₡7 727,8 | ₡6 425,4 | -₡1 302,4 | -16,85% |
| **Liquidación (millones de colones)** | | | -₡1 302,4 | |

(*) Información RIE-030-2016

(**) Información real RIE-089-2016

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y Coopelesca

2. *Las diferencias entre los ingresos estimados y los ingresos reales se explican en lo fundamental, debido a que la Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas y La Esperanza salieron de operación por algunos meses durante el 2016 y para el caso específico de Aguas Zarcas casi todo el 2017.*

3. *No se encontró diferencias entre los cálculos de liquidación presentados por Coopelesca y los cálculos efectuados por la Intendencia de Energía.*

4. *Para generar los ingresos vigentes para el periodo 2019 – 2020, se tomó el último mercado aprobado según la RIE-030-2016. Donde tanto los ingresos como los costos y gastos se mantienen constantes.*

***Cuadro N° 4***
***Sistema de generación, Coopelesca***
***Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias a Precios Vigentes a marzo 2019.***

| Aspecto | *2019* | *2020* |
|---|---|---|
| *Generación total (GWh)* | 168,4 | 168,4 |
| *Ingresos (En millones de colones)* | 7 727,8 | 7 727,8 |
| ₡/kWh | 45,89 | 45,89 |

Fuente: Coopelesca y Aresep, Intendencia de Energía

5. *Con los términos anteriores la IE utilizó una producción total de energía de las plantas de Coopelesca de 168,4 GWh para 2019 y 2020. Este dato multiplicado por los precios vigentes, Coopelesca tendría ingresos vigentes de ¢7 727,8 millones para ambos periodos.*

6. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de generación de Coopelesca para el 2019 y 2020. Se estimó un monto neto de ¢360,01 millones, los cuales deberá de incorporarse en tarifa a partir del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020.*

7. *Debido a la aplicación del costo variable del combustible (CVC) para los sistemas que se ven afectados los ajustes tarifarios han coincidido con las fechas de fijación trimestrales del CVC.*

8. *Utilizando el ingreso vigente y el monto neto de liquidación, el ajuste en los precios vigentes del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020 seria de un 4,66%. Según lo anterior, se espera ingresos propuestos con el siguiente detalle:*

***Cuadro N° 5***
***Sistema de generación, Coopelesca***
***Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias a Ingresos Propuestos 2019 - 2020***

| Aspecto | *2019* | *2020* |
|---|---|---|
| *Generación total (GWh)* | 168,4 | 168,4 |
| *Ingresos (En millones de colones)* | 7 997,9 | 7 817,9 |
| ₡/kWh | 47,49 | 46,42 |

Fuente: Coopelesca y Aresep, Intendencia de Energía

9. *Con el ajuste porcentual anterior, se espera que Coopelesca obtenga ingresos por ¢7 997,9 millones para el 2019 y ¢7 817,9 millones para el 2020.*

10. *El precio medio de venta del sistema de generación de Coopelesca se estima en ¢47,49 para el 2019 y ¢46,42 para el 2020.*

### *b. Análisis de inversiones*

*El objeto de este estudio es presentar los resultados y conclusiones del análisis de la liquidación de adiciones y retiros de activos presentado por Coopelesca para el sistema de generación de energía eléctrica, correspondiente a su solicitud de liquidación de los periodos 2016-2017 que se tramita en el expediente ET-005-2019.*

#### *i. Liquidación de Adiciones del sistema de generación 2016-2017*

*Las justificaciones de las liquidaciones del sistema de generación de período de 2016-2017 fueron presentadas por la Coopelesca, y puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-005-2019 Liquidación Gx, 2016 y 2017, en las cuales encontrarán las estructuras de costos y las justificaciones presentadas.*

*El detalle de la tabla comparativa se puede observar en el archivo de Excel anexo, la cual no se transcribe al presente documento, por espacio y tamaño.*

*Para el caso de micro inversiones la Cooperativa indica una ejecución real de ¢209,32 millones en generación en 2016, correspondiendo a una sub-ejecución de -¢82,23 millones, y una sobre ejecución de ¢354,33 millones en generación en 2017, ambas con respecto al monto de adiciones reconocidas vía tarifaria en el expediente ET-130-2015.*

*En lo que respecta a las adiciones de 2017, como principal rubro Coopelesca presenta en la liquidación, la adquisición de un terreno con topología adecuada para la colocación de los sedimentos, terreno de aproximadamente 17 hectáreas, ubicado entre las centrales hidroeléctricas Chocosuela 1 y Chocosuela 2, lo cual permite llevar los sedimentos de Chocosuela 2 directamente por tubería sin tener que realizar movimientos con maquinaria para llevarlo a la escombrera. La capacidad de la escombrera ayudará aproximadamente 20 años sin necesidad de realizarle mejoras, ya que por año se extraen en promedio 15.000 metros cúbicos de los dos embalses, que colocados en este sitio se extiende en poco menos de 1 hectárea. De igual forma, Coopelesca justifica que, con los terrenos adquiridos para la disposición de sedimentos, es la mejora del proceso productivo, minimizando los tiempos de paradas para el manejo de los sedimentos optimizando los tiempos de*

*indisponibilidad de la planta de generación, lo cual tienen un impacto significativo en ahorros por evitar compras de energía a un costo mayor a la energía generada por Chocosuelas. Folios 322, 323 y 325.*

*Al respecto, se consideran técnicamente razonables las justificaciones cualitativas que motivaron la adquisición de los terrenos. No obstante, es necesario que Coopelesca, en futuras solicitudes de ajuste tarifario o procesos de liquidación, en el que se realicen inversiones complementarias asociadas a activos ya capitalizados, se presenten los análisis cuantitativos que dan sustento a la misma.*

*En este contexto, se previene a la Cooperativa, sobre la responsabilidad de realizar y cumplir con los trámites requeridos para el adecuado manejo ambiental de los sedimentos.*

*A manera resumen, por concepto de adiciones de generación a la Cooperativa fueron reconocidos ¢291,12 millones, siendo la ejecución real en 2016 un 71,9 % del monto reconocido, por lo que se procederá a considerar los recursos no ejecutados en la liquidación del período que nos ocupa.*

### *ii. Liquidación de retiros del sistema de generación 2016-2017*

*En el caso de la liquidación de retiros, se presenta la información en el archivo Excel adjunto al presente informe, no se transcribe al presente documento, por espacio y tamaño.*

### *iii. Resumen de adiciones y retiros 2016-2017:*

*A continuación, se presenta el resumen de la liquidación de adiciones y retiros 2016 - 2017, cuyos montos corresponden a millones de colones.*

***Cuadro N° 6***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Liquidaciones totales períodos 2016-2017 de adiciones y retiros***
***Cifras en millones de colones***

| *Año* | *Adiciones* | *Retiros* |
|---|---|---|
| *2016* | *-82,23* | *15,64* |
| *2017* | *354,33* | *37,16* |

*Fuente: elaboración propia*

### *c. Análisis financiero*

***Liquidación del periodo 2016 y 2017:***

*Tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente para el sistema de generación RJD-141-2015, una vez aplicado por primera vez el modelo descrito, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de generación, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente.*

*Lo anterior implica identificar las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideraron en el cálculo del ajuste tarifario solicitado en el 2015 y los valores reales presentados por Coopelesca, durante el periodo en que el ajuste tarifario estuvo vigente. Asimismo, valorar técnicamente la información y documentación de respaldo aportada por Coopelesca para justificar esas diferencias.*

*A continuación, se presenta primeramente el análisis de la liquidación del sistema de generación de Coopelesca del periodo 2016, y más adelante el período 2017, tramitados bajo el expediente ET-005-2019:*

#### *i. Criterios de análisis utilizado:*

*Los criterios utilizados por la Intendencia de Energía (IE) para analizar la liquidación de costos y gastos del servicio de generación son los siguientes:*

- ✓ *Para el análisis de los gastos del sistema de generación correspondientes a los periodos 2016 y 2017, se utilizó como referencia los estados financieros auditados con corte a diciembre del 2016 y 2017, respectivamente.*
- ✓ *Para el análisis de los gastos del periodo en estudio, se comparó lo real ejecutado por Coopelesca en los periodos 2016 y 2017, con respecto a lo estimado por la Aresep para los mismos periodos.*
- ✓ *Se analizaron las diferencias por cuentas mayores y sus respectivas subcuentas, de acuerdo con la segregación del estado financiero tarifario.*
- ✓ *El análisis de los gastos se basó en su razonabilidad, justificación y respaldo documental del mismo.*
- ✓ *Se utilizó un tipo de cambio de venta promedio anual para la conversión de gastos que se encontraban en dólares, los cuales corresponden a 538,46 y 562,91 para el año 2016 y 2017, respetivamente.*

### *ii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados 2016:*

*A continuación, se detalla lo solicitado por Coopelesca y lo aprobado por Aresep por cuenta del estado de resultados tarifario 2016:*

***Cuadro N° 7***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de los principales gastos de Generación 2016***
***cifras en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| GASTOS DE PERSONAL | ₡778,45 | ₡721,32 | ₡774,59 | ₡57,13 | ₡53,27 |
| MANTENIMIENTO Y REPUESTOS | ₡167,48 | ₡76,29 | ₡134,71 | ₡91,19 | ₡58,42 |
| INSUMOS Y SUMINISTROS | ₡93,64 | ₡105,58 | ₡90,30 | (₡11,93) | (₡15,28) |
| SERVICIOS CONTRATADOS | ₡238,76 | ₡128,58 | ₡184,02 | ₡110,18 | ₡55,44 |
| COSTOS INDIRECTOS | ₡273,73 | ₡209,85 | ₡235,50 | ₡63,88 | ₡25,64 |
| GASTOS ADMINISTRATIVOS | ₡427,79 | ₡552,52 | ₡405,48 | (₡124,73) | (₡147,04) |
| CANONES | ₡42,32 | ₡81,20 | ₡42,32 | (₡38,88) | (₡38,88) |
| DEPRECIACIÓN | ₡757,41 | ₡723,40 | ₡757,41 | ₡34,01 | ₡34,01 |
| ARRENDAMIENTOS | ₡3.414,32 | ₡ 3.383,75 | ₡ 3.414,32 | ₡30,57 | ₡30,57 |
| **Total** | **₡6.193,90** | **₡5.982,49** | **₡6.038,64** | **₡211,41** | **₡56,15** |

***Fuente:*** *ET-005-2019*

***Gráfico N° 1***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones de gastos de Generación 2016***
***Montos en millones de colones***

*Fuente: ET-005-2019*

*Durante el período 2016, Coopelesca ejecutó en total mayores gastos que los estimados en el ET-130-2015, por lo que para efectos de la presente liquidación solicitó un aumento de ¢211 millones. La partida de "Servicios Contratados" es la que refleja el mayor ajuste en favor de la cooperativa, mientras que los "Gastos administrativos" son los que muestran el mayor ajuste en favor del usuario.*

*Por su parte, luego del análisis realizado por la Autoridad Reguladora se determinaron unos gastos ajustados de ¢56 millones, lo que representa una diferencia respecto a lo solicitado por Coopelesca de ¢155 millones. Esta variación se explica principalmente debido a que las justificaciones y documentación de respaldo no permitieron dar trazabilidad al monto total ejecutado de las diferentes partidas, por lo que se considera solo el monto que se respalda de manera adecuada por la cooperativa.*

*Adicionalmente, como se detalla más adelante, se excluyen gastos debido a que no se justifican o no se relacionan con la prestación del servicio público.*

- ✓ ***Gastos de personal:***

***Cuadro N° 8***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Gastos de Personal***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| SALARIOS | ₡481,55 | ₡481,15 | ₡481,55 | ₡0,40 | ₡0,40 |
| CARGAS SOCIALES CCSS | ₡130,85 | ₡133,20 | ₡130,85 | (₡2,35) | (₡2,35) |
| LEYES SOC. - VACACIONES | ₡25,06 | ₡24,75 | ₡25,06 | ₡0,32 | ₡0,32 |
| LEYES SOC. - AGUINALDO | ₡39,63 | ₡42,14 | ₡39,63 | (₡2,51) | (₡2,51) |
| LEYES SOC. - RIESGOS LABORALES | ₡10,72 | ₡17,98 | ₡10,72 | (₡7,26) | (₡7,26) |
| LEYES SOC. - PRESTACIONES LEGALES | ₡61,82 | ₡0,00 | ₡61,82 | ₡61,82 | ₡61,82 |
| VIATICOS | ₡7,18 | ₡8,55 | ₡7,18 | (₡1,37) | (₡1,37) |
| UNIFORMES PARA EMPLEADOS | ₡7,30 | ₡3,40 | ₡7,30 | ₡3,90 | ₡3,90 |
| CAPAS, ZAPATOS Y OTROS APEROS | ₡0,37 | ₡1,40 | ₡0,37 | (₡1,04) | (₡1,04) |
| KILOMETRAJES | ₡1,38 | ₡3,13 | ₡1,38 | (₡1,75) | (₡1,75) |
| CAPACITACIONES | ₡9,34 | ₡2,54 | ₡5,48 | ₡6,80 | ₡2,94 |
| SEGURIDAD OCUPACIONAL | ₡2,08 | ₡2,29 | ₡2,08 | (₡0,22) | (₡0,22) |
| TRANSPORTE DE PERSONAL | ₡1,17 | ₡0,78 | ₡1,17 | ₡0,40 | ₡0,40 |
| **TOTAL GASTOS DE PERSONAL** | **₡778,45** | **₡721,32** | **₡774,59** | **₡57,13** | **₡53,27** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Los gastos de personal representan una erogación importante para la cooperativa, siendo el más relevante después del costo de los arrendamientos. En total Coopelesca gastó más en este rubro con respecto al monto estimado en el ET-130-2015, lo cual se debe principalmente a las prestaciones legales (₡62 millones), ya que los trabajadores de Coopelesca cuentan con una Asociación Solidarista de Empleados con base a la Ley 6970, en la que Coopelesca traslada por cada trabajador su auxilio de cesantía.*

*Coopelesca solicitó una liquidación total de ¢57 millones, luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de ¢53 millones. La diferencia se debe a la partida "capacitaciones", debido a que Coopelesca muestra una diferencia de ¢6,8 millones respecto al monto estimado, es decir, una ejecución de ¢9,4 millones, sin embargo, solo justifican ¢5,5 millones de lo que gastaron, correspondiente a una capacitación con el proveedor ABB Colombia, y una con la Cámara de Industrias, por lo que no es posible darle trazabilidad al monto total ejecutado de ahí que solo se considera como parte de la liquidación lo que se respalda adecuadamente por parte de la cooperativa.*

- ✓ ***Mantenimiento y Repuestos:***

***Cuadro N° 9***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Mantenimiento y Repuestos***
***Cifras en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| MANTENIMIENTO TERRENOS | ₡50,01 | ₡44,88 | ₡50,01 | ₡5,13 | ₡5,13 |
| MANTENIMIENTO TOMA AGUA | ₡10,91 | ₡0,83 | ₡10,91 | ₡10,08 | ₡10,08 |
| MANTENIMIENTO TUBERIA CONDUCCION | ₡1,93 | ₡0,06 | ₡1,93 | ₡1,88 | ₡1,88 |
| MANTENIMIENTO EMBALSE | ₡7,12 | ₡3,03 | ₡4,25 | ₡4,08 | ₡1,21 |
| MANTENIMIENTO TUBERIA PRESION | ₡21,73 | ₡2,84 | ₡12,86 | ₡18,88 | ₡10,02 |
| MANTENIMIENTO EQUIPO ELECTROMECANICO | ₡52,74 | ₡17,30 | ₡31,70 | ₡35,45 | ₡14,41 |
| MANTENIMIENTO DE SUBESTACION | ₡20,91 | ₡0,00 | ₡20,91 | ₡20,91 | ₡20,91 |
| MANTENIMIENTO OBRA CIVIL Y TERRENO | ₡0,36 | ₡0,00 | ₡0,36 | ₡0,36 | ₡0,36 |
| MANTENIMIENTO SCADA | ₡0,27 | ₡0,00 | ₡0,27 | ₡0,27 | ₡0,27 |
| MANTENIMIENTO CASA MAQUINAS | ₡1,50 | ₡7,35 | ₡1,50 | (₡5,85) | (₡5,85) |
| **TOTAL MANTENIMIENTO Y REPUESTOS** | **₡167,48** | **₡76,29** | **₡134,71** | **₡91,19** | **₡58,42** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Coopelesca solicitó ajustes por mantenimientos requeridos debido a imprevistos presentados durante el periodo, como lo fue la ampliación del puente de la toma San Cristóbal, la reparación de las cuentas de la toma de agua del Río la Vieja, reparación de la tubería by pass, entre otros.*

*En total la cooperativa solicitó una liquidación de ¢91 millones para mantenimiento y repuestos, siendo las cuentas "Mantenimiento equipo electromecánico" y "Mantenimiento de subestación" las que presentan la mayor variación respecto al monto estimado en el ET-130-2015. Luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de ¢58 millones. Las diferencias se presentan en las partidas "Mantenimiento embalse", "Mantenimiento tubería presión" y "Mantenimiento equipo electromecánico", debido a que las justificaciones y documentación de respaldo presentadas por Coopelesca no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado, sino solamente a alrededor del 60% de los gastos totales, de ahí que solo se consideran para efectos de la liquidación lo que se encuentra debidamente respaldado por la cooperativa.*

- ✓ ***Insumos y Suministros:***

***Cuadro N° 10***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Insumos y Suministros***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| ENERGIA ELECTRICA | ₡25,06 | ₡28,86 | ₡25,06 | (₡3,80) | (₡3,80) |
| SERVICIO TELEFONICO | ₡1,81 | ₡1,76 | ₡1,81 | ₡0,05 | ₡0,05 |
| SERVICIO DE AGUA | ₡0,40 | ₡0,24 | ₡0,40 | ₡0,16 | ₡0,16 |
| MANTENIMIENTO DE VEHICULOS | ₡31,86 | ₡39,41 | ₡31,86 | (₡7,55) | (₡7,55) |
| MANTENIMIENTO DE HERRAMIENTAS | ₡1,57 | ₡1,75 | ₡1,57 | (₡0,18) | (₡0,18) |
| MANTENIMIENTO DE VIVERO | ₡1,51 | ₡0,00 | ₡0,79 | ₡1,51 | ₡0,79 |
| COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES | ₡17,58 | ₡26,72 | ₡17,58 | (₡9,14) | (₡9,14) |
| DERECHOS DE CIRCULACION | ₡0,35 | ₡0,40 | ₡0,35 | (₡0,04) | (₡0,04) |
| SEGURO DE VEHICULOS | ₡2,38 | ₡2,65 | ₡2,38 | (₡0,27) | (₡0,27) |
| SEGURO RESPONSABILIDAD CIVIL | ₡3,50 | ₡0,00 | ₡3,50 | ₡3,50 | ₡3,50 |
| HERRAMIENTAS MENORES | ₡4,57 | ₡1,33 | ₡1,94 | ₡3,24 | ₡0,61 |
| PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA | ₡2,43 | ₡2,35 | ₡2,43 | ₡0,08 | ₡0,08 |
| GASTOS POR MOBILIARIO Y EQUIPO OFICINA | ₡0,58 | ₡0,12 | ₡0,58 | ₡0,46 | ₡0,46 |
| EXTINTORES | ₡0,04 | ₡0,00 | ₡0,04 | ₡0,04 | ₡0,04 |
| **TOTAL INSUMOS Y SUMINISTROS** | **₡93,64** | **₡105,58** | **₡90,30** | **(₡11,93)** | **(₡15,28)** |

*Fuente: ET-005-2019*

*En algunas de las cuentas que conforman los "Insumos y Suministros", Coopelesca ejecutó un monto menor al estimado en el estudio tarifario; las partidas "Mantenimiento vehículos" junto a "Combustibles y lubricantes" son las que presentan la mayor variación, lo que da como resultado una diferencia a favor del usuario en la partida total.*

*Coopelesca solicitó una liquidación total de -¢11,9 millones para esta cuenta, luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de -¢15,3 millones. Las diferencias se presentan en las partidas "Herramientas menores" y "Mantenimiento Vivero", debido a que las justificaciones y documentación de respaldo no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado, por lo que se considera solo el monto que se respalda de manera adecuada por la cooperativa.*

✓ ***Servicios Contratados:***

***Cuadro N° 11***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Servicios Contratados***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Real-Coopelesca con eliminación de gastos | Δ total solicitada | Δ total solicitada con eliminación de gastos | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| HONORARIOS LEGALES - ABOGADO Y NOTARIO | ₡6,51 | ₡0,27 | ₡3,74 | ₡6,51 | ₡6,24 | ₡6,24 | ₡3,47 |
| SERVICIOS DE SEGURIDAD | ₡105,50 | ₡116,83 | ₡105,50 | ₡105,50 | (₡11,33) | (₡11,33) | (₡11,33) |
| SERVICIOS DE REGENCIA AMBIENTAL | ₡0,00 | ₡1,97 | ₡0,00 | ₡0,00 | (₡1,97) | (₡1,97) | (₡1,97) |
| SERVICIOS TRAMITES DE EXONERACION Y BODEGAJES | ₡0,26 | ₡0,00 | ₡0,26 | ₡0,26 | ₡0,26 | ₡0,26 | ₡0,26 |
| MONITOREO DE ALARMAS | ₡1,40 | ₡0,92 | ₡1,40 | ₡1,40 | ₡0,48 | ₡0,48 | ₡0,48 |
| MONITOREO DE GPS VEHICULOS | ₡1,03 | ₡0,00 | ₡1,03 | ₡1,03 | ₡1,03 | ₡1,03 | ₡1,03 |
| SERVICIOS DE TOPOGRAFIA | ₡6,24 | ₡0,00 | ₡6,24 | ₡6,24 | ₡6,24 | ₡6,24 | ₡6,24 |
| SERVICIOS DE INGENIERIA | ₡5,96 | ₡1,06 | ₡5,96 | ₡5,96 | ₡4,89 | ₡4,89 | ₡4,89 |
| SERVICIOS DE REGENCIA FORESTAL | ₡0,62 | ₡0,00 | ₡0,62 | ₡0,62 | ₡0,62 | ₡0,62 | ₡0,62 |
| ALQUILER DE MAQUINARIA | ₡0,04 | ₡0,95 | ₡0,04 | ₡0,04 | (₡0,91) | (₡0,91) | (₡0,91) |
| SERVICIOS CONTRATADOS VARIOS | ₡0,00 | ₡2,02 | ₡0,00 | ₡0,00 | (₡2,02) | (₡2,02) | (₡2,02) |
| SERVICIOS DE CONSULTORIA EN ADMINISTRACION DE PROYECTOS | ₡72,98 | ₡0,00 | ₡29,08 | ₡72,98 | ₡72,98 | ₡72,98 | ₡29,08 |
| SERVICIOS PROFESIONALES DE PERITAJE Y AVALUOS | ₡0,81 | ₡0,00 | ₡0,81 | ₡0,81 | ₡0,81 | ₡0,81 | ₡0,81 |
| SERVICIOS PROFESIONALES DE PERITAJE Y AVALUOS | ₡18,51 | ₡1,08 | ₡0,00 | (₡0,21) | ₡17,43 | (₡1,29) | (₡1,08) |
| SERVICIOS PROF DE AUDITORIA Y ASESORIA CONTABLE | ₡2,17 | ₡0,00 | ₡2,17 | ₡2,17 | ₡2,17 | ₡2,17 | ₡2,17 |
| ESTUDIOS PREFACTIBILIDAD | ₡1,10 | ₡0,00 | ₡1,10 | ₡1,10 | ₡1,10 | ₡1,10 | ₡1,10 |
| ESTUDIOS FACTIBILIDAD | ₡11,10 | ₡0,00 | ₡2,75 | ₡5,02 | ₡11,10 | ₡5,02 | ₡2,75 |
| VIATICOS | ₡0,22 | ₡0,00 | ₡0,22 | ₡0,22 | ₡0,22 | ₡0,22 | ₡0,22 |
| SERVICIOS DE REGENCIA AMBIENTAL | ₡0,00 | ₡2,25 | ₡0,00 | ₡0,00 | (₡2,25) | (₡2,25) | (₡2,25) |
| HONORARIOS DE ABOGADO Y NOTARIO | ₡31,60 | ₡0,00 | ₡8,23 | ₡8,23 | ₡31,60 | ₡8,23 | ₡8,23 |
| ASESORIA EN DISEÑO, LICITACIONES, Y ESTUDIOS EN PROYECTOS ETC, | ₡28,76 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,81 | ₡28,76 | ₡0,81 | ₡0,00 |
| SERV PROF POR EVALUACIÓN DE RIESGOS GEOLÓGICOS Y GEOTÉCNICO | ₡5,43 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡5,43 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| ALQUILER DE TERRENOS | ₡4,83 | ₡0,00 | ₡2,02 | ₡4,83 | ₡4,83 | ₡4,83 | ₡2,02 |
| MANTENIMIENTO DE TERRENOS | ₡1,85 | ₡1,23 | ₡1,85 | ₡1,85 | ₡0,62 | ₡0,62 | ₡0,62 |
| INFORMACION Y ATENCION A LAS COMUNIDADES | ₡2,59 | ₡0,00 | ₡0,30 | ₡2,59 | ₡2,59 | ₡2,59 | ₡0,30 |
| INTERESES POR COMPRA DE ACCIONES | ₡0,00 | ₡0,01 | ₡0,00 | ₡0,00 | (₡0,01) | (₡0,01) | (₡0,01) |
| TIMBRES Y ESPECIES FISCALES | ₡1,34 | ₡0,00 | ₡1,34 | ₡1,34 | ₡1,34 | ₡1,34 | ₡1,34 |
| SERVICIOS PROF. EN ESTRUCTURACION COMPRA DE CENTRALES HIDRO | ₡82,32 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡82,32 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| SERVICIOS DE PRUEBAS EN EQUIPOS | ₡14,60 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡14,60 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| APORTE COMUNAL ZONA INFLUENCIA | ₡0,41 | ₡0,00 | ₡0,41 | ₡0,41 | ₡0,41 | ₡0,41 | ₡0,41 |
| PAPELERIA Y UTILES | ₡0,14 | ₡0,00 | ₡0,14 | ₡0,14 | ₡0,14 | ₡0,14 | ₡0,14 |
| GASTOS FORMALIZACION | ₡11,71 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡11,71 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| SERVICIOS PROFESIONALES AMBIENTALES GENERAL | ₡5,30 | ₡0,00 | ₡5,30 | ₡5,30 | ₡5,30 | ₡5,30 | ₡5,30 |
| SERVICIOS DE PRUEBAS EN EQUIPOS | ₡3,52 | ₡0,00 | ₡3,52 | ₡3,52 | ₡3,52 | ₡3,52 | ₡3,52 |
| **TOTAL SERVICIOS CONTRATADOS** | **₡428,86** | **₡128,58** | **₡184,02** | **₡238,68** | **₡300,28** | **₡110,10** | **₡55,44** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Los servicios contratados reales muestran un incremento importante al compararlos con el monto estimado en el ET-130-2015, sin embargo, es importante mencionar que Coopelesca eliminó una serie de gastos, es decir, a pesar de haberlos ejecutado no los consideran como parte de la liquidación tarifaria, debido a que se relacionan a la compra de plantas y esto no tiene relación directa con la prestación del servicio público. Entre los gastos eliminados se encuentran rubros relacionados con honorarios, asesorías, estudios, en el que la cuenta "Servicios Prof. en estructuración compra de centrales hidroeléctricas" es el que representa el monto mayor (¢82 millones).*

*En el cuadro anterior se puede observar que los gastos reales de esta partida fueron ¢429 millones, no obstante, al descontar las erogaciones que Coopelesca eliminó de la liquidación (¢191 millones) se traduce en un monto de ¢237 millones. Si se considera este efecto se puede ver que la cooperativa solicitó una liquidación de ¢110 millones, que luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de ¢55 millones. Las principales diferencias entre lo solicitado por Coopelesca y lo ajustado por la Autoridad Reguladora se explican de la siguiente manera:*

- *La principal diferencia se da en la cuenta "Servicios de consultoría en administración de proyectos", debido a que en el contrato de servicios profesionales se puedo visualizar que la remuneración consiste en un honorario mensual de $4,500 (20 horas semanales), sin embargo, el monto real ejecutado por la cooperativa asciende a casi ¢73 millones. Coopelesca indica que el monto incrementa debido a que la cantidad de horas laboradas por los profesionales aumenta, y en el contrato se estipula una tarifa por hora de servicio adicional, no obstante, no justifica a qué se debe el incremento de estas horas, ni se adjunta documentación que respalde este aspecto, lo cual es aún más relevante considerando que se dio un incremento de más de un 100% del monto fijo del contrato. Ante esto, solo se considera como gasto ajustado los $54,000.*
- *En la cuenta "Honorarios legales" se consideran los gastos que son respaldados por la cooperativa, a excepción del relacionado al traspaso del vehículo, debido a que no se aporta justificación, no es posible dar trazabilidad al tipo de vehículo y al uso de este, para así valorar su relación con el servicio público, específicamente en el sector de generación.*
- *En el caso de las cuentas "Estudios factibilidad" y "Asesoría en diseño, licitaciones y estudios en proyectos, etc" Coopelesca eliminó parte de los gastos, de acuerdo a lo indicado anteriormente, no obstante, no justifica el monto que no es excluido o solo respalda una parte de estos, por lo que solo se considera lo que se encuentra respaldado adecuadamente por la cooperativa.*
- *Para efectos de las cuentas "alquiler de terrenos" e "Información y atención a las comunidades" solo se contemplan los gastos a los cuales se les puede dar trazabilidad mediante la justificación y respaldo aportado por la cooperativa.*

✓ ***Costos Indirectos:***

***Cuadro N° 12***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Costos Indirectos***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| SERVICIOS MUNICIPALES | ₡8,72 | ₡3,65 | ₡5,79 | ₡5,07 | ₡2,14 |
| MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS | ₡13,21 | ₡6,62 | ₡13,21 | ₡6,59 | ₡6,59 |
| MANTENIMIENTO DE MOBILIARIO Y EQUIPO | ₡0,40 | ₡0,44 | ₡0,40 | (₡0,03) | (₡0,03) |
| MANTENIMIENTO DE EQUIPO MISCELANEO | ₡3,76 | ₡3,97 | ₡3,76 | (₡0,20) | (₡0,20) |
| MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE COMUNICACIÓN | ₡0,16 | ₡0,07 | ₡0,16 | ₡0,09 | ₡0,09 |
| VIAJES AL EXTERIOR | ₡2,35 | ₡0,06 | ₡2,35 | ₡2,28 | ₡2,28 |
| COMUNICACIONES EXTERNAS Y PUBLICIDAD | ₡2,25 | ₡0,00 | ₡2,25 | ₡2,25 | ₡2,25 |
| MANTENIMIENTO DE CAMINOS | ₡4,38 | ₡10,16 | ₡4,38 | (₡5,77) | (₡5,77) |
| SEGURO DE EQUIPO | ₡159,30 | ₡173,41 | ₡159,30 | (₡14,11) | (₡14,11) |
| SEGURO UMBRELLA | ₡3,31 | ₡1,47 | ₡3,31 | ₡1,84 | ₡1,84 |
| ASEO Y LIMPIEZA (MATERIALES Y SERVICIOS) | ₡1,85 | ₡2,10 | ₡1,85 | (₡0,25) | (₡0,25) |
| LICENCIAS Y SOFTWARE | ₡2,61 | ₡0,00 | ₡2,61 | ₡2,61 | ₡2,61 |
| OTROS GASTOS DIVERSOS | ₡0,00 | ₡0,24 | ₡0,00 | (₡0,24) | (₡0,24) |
| PERDIDA POR RETIRO DE ACTIVOS | ₡10,07 | ₡0,00 | ₡10,07 | ₡10,07 | ₡10,07 |
| COSTOS POR INCOBRABLES | ₡11,23 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡11,23 | ₡0,00 |
| TIMBRES Y ESPECIES FISCALES | ₡0,02 | ₡0,00 | ₡0,02 | ₡0,02 | ₡0,02 |
| ENCOMIENDAS Y CORREOS | ₡0,83 | ₡0,04 | ₡0,83 | ₡0,79 | ₡0,79 |
| PEAJES Y PARQUEOS | ₡0,04 | ₡0,05 | ₡0,04 | (₡0,00) | (₡0,00) |
| CONSERV. Y MANEJO CUENCA RIO LA VIEJA | ₡14,87 | ₡7,57 | ₡7,42 | ₡7,30 | (₡0,15) |
| PROGRAMA DE RESPONSABILIDAD EMPRESARIAL | ₡1,78 | ₡0,00 | ₡1,78 | ₡1,78 | ₡1,78 |
| PROGRAMA CARBONO NEUTRAL | ₡7,55 | ₡0,00 | ₡2,78 | ₡7,55 | ₡2,78 |
| AMORTIZACION INTANGIBLES | ₡3,49 | ₡0,00 | ₡3,49 | ₡3,49 | ₡3,49 |
| CONSERVACION CUENCA JUAN CASTRO BLANCO (APANAJUCA)) | ₡6,00 | ₡0,00 | ₡6,00 | ₡6,00 | ₡6,00 |
| CAMPAÑAS EDUCATIVAS AMBIENTAS - COMPROMISO CON ARESEP | ₡1,78 | ₡0,01 | ₡1,78 | ₡1,77 | ₡1,77 |
| COMISIONES BANCARIAS NO FINANCIERAS | ₡0,01 | ₡0,01 | ₡0,01 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| COMISIONES BANCARIAS | ₡9,96 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡9,96 | ₡0,00 |
| GASTOS POR DIFERENCIAS CAMBIARIAS | ₡0,90 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,90 | ₡0,00 |
| GASTOS POR OBSOLESCENCIA Y LENTO MOVIMIENTO | ₡1,01 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡1,01 | ₡0,00 |
| PROGRAMA RESPONSABILIDAD Y EQUIDAD SOCIAL | ₡1,89 | ₡0,00 | ₡1,89 | ₡1,89 | ₡1,89 |
| **TOTAL COSTOS INDIRECTOS** | **₡273,73** | **₡209,85** | **₡235,50** | **₡63,88** | **₡25,64** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Coopelesca solicitó una liquidación total de ¢64 millones al comparar lo real ejecutado con lo estimado, luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de ¢26 millones. Las principales diferencias se detallan de la siguiente manera:*

- *El monto registrado en la cuenta "Costos por incobrables" corresponde al ajuste que se aplica anualmente, con el fin de registrar el saldo de la cuenta por cobrar a valor presente. Para el año 2016 este registro se debe a la estimación por incobrable del Proyecto Hidroeléctrico Parismina, sin embargo, luego del análisis realizado por Aresep esta erogación se excluyó debido a que la naturaleza de la cuenta por cobrar no se asocia*

*directamente a la prestación del servicio público, sino a decisiones de inversión de la cooperativa por lo que no se justifica su necesidad para la prestación del servicio de generación.*

- *La partida "Comisiones bancarias" corresponden a pagos de garantías, como es el caso de la garantía ambiental de Chocosuelas. Esta cuenta se excluyó de la liquidación debido a que el gasto se materializa en el tanto se ejecute la garantía, de lo contrario la misma podría devolverse a la cooperativa.*
- *Para el caso de las cuentas "Servicios municipales", "Conserv. y manejo Cuenca Rio La Vieja" y "Programa Carbono Neutral" solo se considera para efectos de la liquidación, el monto que fue debidamente justificado y respaldado por la cooperativa.*

*Se excluyen las diferencias cambiarias debido a que corresponden a gastos financieros, y los "Gastos por obsolescencia y lento movimiento" debido a que no se justifican.*

- ✓ ***Gastos administrativos:***

*Los gastos administrativos son asignados a los sistemas de acuerdo con los criterios de asignación creados por la cooperativa. Antes del año 2015 la distribución se realizaba con base a los costos de cada una de las actividades, estos porcentajes fueron utilizados para la fijación tarifaria tramitada bajo el ET-130-2015. Posteriormente la Gerencia Financiera de Coopelesca realizó un cambio en la metodología, por lo que para la ejecución de los gastos se utilizó una aplicación con base a ingresos. Por lo que en el año 2016 para efectos del sistema de generación se utilizó un porcentaje de 23,19% en la petición tarifaria, mientras que para la distribución real de los gastos se utilizó un porcentaje de 13,55%.*

*Por lo que Coopelesca solicita un ajuste de -¢124 millones, debido, principalmente, al ajuste que se explica en el párrafo anterior. Luego del análisis realizado por Aresep se llegó a unos gastos ajustados de -¢147 millones. La diferencia se da debido a que Coopelesca no presentó las justificaciones de las variaciones del total de gastos administrativos, sino solamente las del negocio de distribución, de ahí que se limita la trazabilidad del detalle de las variaciones de generación. Si bien a nivel global hay una disminución importante en los gastos administrativos de generación, no es posible determinar el comportamiento de cada cuenta. Es por ello por lo que se ajusta el valor de acuerdo con el análisis realizado en distribución, el cual se amplía en el ET-006-2019.*

✓ ***Arrendamientos:***

***Cuadro N° 13***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Arrendamientos***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| PLANTA ARRENDADA - HIDROZARCAS S.A. | ₡1.916,13 | ₡1.886,66 | ₡1.916,13 | ₡29,47 | ₡29,47 |
| PLANTA ARRENDADA - INVERSIONES LA MANGUERA S.A. | ₡1.435,05 | ₡1.497,09 | ₡1.435,05 | (₡62,04) | (₡62,04) |
| TURBOGENERADOR ARRENDADO A CUTRES S.A. | ₡10,95 | ₡0,00 | ₡10,95 | ₡10,95 | ₡10,95 |
| COMPRA VAPOR (ENERGIA) INGENIO CUTRES S.A. | ₡52,19 | ₡0,00 | ₡52,19 | ₡52,19 | ₡52,19 |
| **TOTAL** | **₡3.414,32** | **₡3.383,75** | **₡3.414,32** | **₡30,57** | **₡30,57** |

*Fuente: ET-005-2019*

*El gasto por arrendamiento de planta representa más del 50% de los gastos de generación. Coopelesca solicitó una liquidación total de ¢31 millones relacionados con Hidrozarcas, La Manguera y Cutres S.A., lo cual se mantiene para efectos de Aresep luego de realizado el análisis respectivo, considerando las justificaciones y respaldo presentados por la petente.*

### *iii. Análisis de las principales cuentas del estado de resultados 2017:*

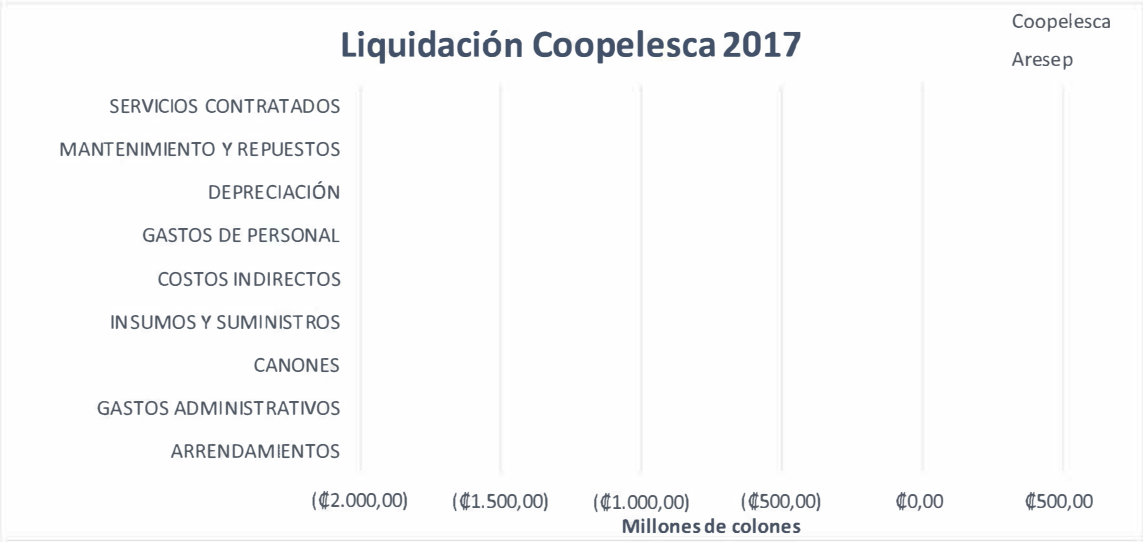
*A continuación, se detalla lo solicitado por Coopelesca y lo aprobado por Aresep por cuenta del estado de resultados tarifario 2017:*

***Cuadro N° 14***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de los principales gastos de Generación 2017***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| GASTOS DE PERSONAL | ₡782,16 | ₡742,96 | ₡782,16 | ₡39,20 | ₡39,20 |
| MANTENIMIENTO Y REPUESTOS | ₡152,82 | ₡77,23 | ₡134,15 | ₡75,59 | ₡56,92 |
| INSUMOS Y SUMINISTROS | ₡129,78 | ₡108,74 | ₡94,22 | ₡21,03 | (₡14,52) |
| SERVICIOS CONTRATADOS | ₡267,64 | ₡131,66 | ₡207,79 | ₡135,97 | ₡76,13 |
| COSTOS INDIRECTOS | ₡270,51 | ₡216,15 | ₡229,97 | ₡54,36 | ₡13,82 |
| GASTOS ADMINISTRATIVOS | ₡431,52 | ₡559,70 | ₡411,21 | (₡128,18) | (₡148,49) |
| CANONES | ₡38,32 | ₡85,10 | ₡38,32 | (₡46,78) | (₡46,78) |
| DEPRECIACIÓN | ₡794,51 | ₡744,80 | ₡794,51 | ₡49,71 | ₡49,71 |
| ARRENDAMIENTOS | ₡1.708,13 | ₡3.383,80 | ₡1.708,13 | (₡1.675,67) | (₡1.675,67) |
| **Total** | **₡4.575,38** | **₡6.050,14** | **₡4.400,47** | **(₡1.474,76)** | **(₡1.649,68)** |

*Fuente: ET-005-2019*

***Gráfico N° 2***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones de gastos de Generación 2017***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: ET-005-2019*

*Durante el período 2017, Coopelesca ejecutó en total menores gastos que los estimados en el ET-130-2015, por lo que para efectos de la presente liquidación solicitó una disminución de -¢1 475 millones. La partida de "Arrendamientos" es la que explica prácticamente en su totalidad el ajuste en favor de los usuarios, solicitado por la cooperativa y en una menor medida los gastos administrativos. Por su parte, la partida de "Servicios Contratados" es la que muestra el mayor ajuste en favor de Coopelesca, seguido de los "Costos Indirectos"*

*Luego del análisis realizado por la Autoridad Reguladora se determinaron unos gastos ajustados de -¢1 650 millones, lo que representa una diferencia respecto a lo solicitado por Coopelesca de ¢175 millones. Esta variación se explica principalmente debido a que las justificaciones y documentación de respaldo no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado de las diferentes partidas, por lo que se considera solo el monto que se respalda de manera adecuada por la cooperativa.*

*Adicionalmente, como se detalla más adelante, se excluyen gastos debido a que no se justifican o no se relacionan con la prestación del servicio público.*

✓ ***Gastos de personal:***

***Cuadro N° 15***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Gastos de Personal***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| SALARIOS | ₡515,89 | ₡495,58 | ₡515,89 | ₡20,31 | ₡20,31 |
| CARGAS SOCIALES CCSS | ₡139,53 | ₡137,20 | ₡139,53 | ₡2,33 | ₡2,33 |
| LEYES SOC. - VACACIONES | ₡20,11 | ₡25,49 | ₡20,11 | (₡5,38) | (₡5,38) |
| LEYES SOC. - AGUINALDO | ₡44,24 | ₡43,41 | ₡44,24 | ₡0,83 | ₡0,83 |
| LEYES SOC. - RIESGOS LABORALES | ₡11,31 | ₡18,52 | ₡11,31 | (₡7,21) | (₡7,21) |
| LEYES SOC. - PRESTACIONES LEGALES | ₡31,76 | ₡0,00 | ₡31,76 | ₡31,76 | ₡31,76 |
| VIATICOS | ₡6,77 | ₡8,81 | ₡6,77 | (₡2,04) | (₡2,04) |
| UNIFORMES PARA EMPLEADOS | ₡5,01 | ₡3,50 | ₡5,01 | ₡1,51 | ₡1,51 |
| CAPAS, ZAPATOS Y OTROS APEROS | ₡3,17 | ₡1,45 | ₡3,17 | ₡1,73 | ₡1,73 |
| KILOMETRAJES | ₡2,48 | ₡3,23 | ₡2,48 | (₡0,75) | (₡0,75) |
| CAPACITACIONES | ₡1,46 | ₡2,61 | ₡1,46 | (₡1,15) | (₡1,15) |
| SEGURIDAD OCUPACIONAL | ₡0,17 | ₡2,36 | ₡0,17 | (₡2,20) | (₡2,20) |
| TRANSPORTE DE PERSONAL | ₡0,00 | ₡0,80 | ₡0,00 | (₡0,80) | (₡0,80) |
| GASTOS DE REPRESENTACION | ₡0,26 | ₡0,00 | ₡0,26 | ₡0,26 | ₡0,26 |
| **TOTAL GASTOS DE PERSONAL** | **₡782,16** | **₡742,96** | **₡782,16** | **₡39,20** | **₡39,20** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Los gastos de personal representan una erogación importante para la cooperativa, tal como se indicó para el 2016, representan el gasto más relevante después del costo de los arrendamientos. En total Coopelesca gastó más en este rubro con respecto al monto estimado en el ET-130-2015, lo cual se debe principalmente a las prestaciones legales (₡32 millones), ya que los trabajadores de Coopelesca cuentan con una Asociación Solidarista de Empleados con base a la Ley 6970, en la que Coopelesca traslada por cada trabajador su auxilio de cesantía. Además, se dio un incremento en los salarios producto de los dos ajustes salariales en el año.*

*Coopelesca solicitó en total una liquidación de ¢39 millones relacionados con remuneraciones, debido a que gastaron más de lo estimado en el estudio tarifario, lo cual se mantiene para efectos de Aresep luego de realizado el análisis respectivo, considerando las justificaciones y respaldo presentados por la petente.*

✓ ***Mantenimiento y Repuestos:***

***Cuadro N° 16***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Mantenimiento y Repuestos***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| MANTENIMIENTO TERRENOS | ₡50,52 | ₡44,88 | ₡50,52 | ₡5,64 | ₡5,64 |
| MANTENIMIENTO TOMA AGUA | ₡1,61 | ₡0,86 | ₡1,61 | ₡0,76 | ₡0,76 |
| MANTENIMIENTO TUBERIA CONDUCCION | ₡0,26 | ₡0,06 | ₡0,26 | ₡0,21 | ₡0,21 |
| MANTENIMIENTO EMBALSE | ₡3,82 | ₡3,13 | ₡3,82 | ₡0,69 | ₡0,69 |
| MANTENIMIENTO TUBERIA PRESION | ₡11,98 | ₡2,93 | ₡11,98 | ₡9,06 | ₡9,06 |
| MANTENIMIENTO EQUIPO ELECTROMECANICO | ₡55,76 | ₡17,81 | ₡37,10 | ₡37,95 | ₡19,28 |
| MANTENIMIENTO DE SUBESTACION | ₡24,93 | ₡0,00 | ₡24,93 | ₡24,93 | ₡24,93 |
| MANTENIMIENTO LINEAS ELECTRICAS Y EQUIPOS NTERNOS | ₡0,81 | ₡0,00 | ₡0,81 | ₡0,81 | ₡0,81 |
| MANTENIMIENTO OBRA CIVIL Y TERRENO | ₡0,26 | ₡0,00 | ₡0,26 | ₡0,26 | ₡0,26 |
| MANTENIMIENTO CASA MAQUINAS | ₡2,87 | ₡7,57 | ₡2,87 | (₡4,70) | (₡4,70) |
| **TOTAL MANTENIMIENTO Y REPUESTOS** | **₡152,82** | **₡77,23** | **₡134,15** | **₡75,59** | **₡56,92** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Coopelesca solicitó ajustes por mantenimientos requeridos a la subestación y sus equipos, principalmente los transformadores de Chocosuelas. A su vez, solicitó un ajuste para la cuenta de "Mantenimiento equipo electromecánico" para distintos trabajos: alineamiento de unidades, fabricación de bridas para acople flexible, rectificación e instalación de eje en casa máquinas, reparación de la grúa viajera, entre otros. Sin embargo, luego del análisis realizado por la Autoridad Reguladora no se pudo dar trazabilidad al monto total ejecutado de esta partida, por lo que el monto que se considera para efectos de la liquidación es el que se encuentra debidamente justificado y respaldado.*

*En total la cooperativa solicitó una liquidación de ¢76 millones para mantenimiento y repuestos, que luego del análisis realizado se traduce en unos gastos ajustados de ¢57 millones. La diferencia corresponde a lo mencionado en el párrafo anterior relacionado con la cuenta "Mantenimiento equipo electromecánico".*

✓ ***Insumos y Suministros:***

***Cuadro N° 17***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Insumos y Suministros***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| ENERGIA ELECTRICA | ₡23,89 | ₡29,73 | ₡23,89 | (₡5,84) | (₡5,84) |
| SERVICIO TELEFONICO | ₡1,72 | ₡1,81 | ₡1,72 | (₡0,09) | (₡0,09) |
| SERVICIO DE AGUA | ₡0,41 | ₡0,25 | ₡0,41 | ₡0,16 | ₡0,16 |
| MANTENIMIENTO DE VEHICULOS | ₡60,33 | ₡40,59 | ₡24,78 | ₡19,74 | (₡15,81) |
| MANTENIMIENTO DE HERRAMIENTAS | ₡0,19 | ₡1,80 | ₡0,19 | (₡1,60) | (₡1,60) |
| MANTENIMIENTO DE VIVERO | ₡0,44 | ₡0,00 | ₡0,44 | ₡0,44 | ₡0,44 |
| COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES | ₡15,20 | ₡27,52 | ₡15,20 | (₡12,32) | (₡12,32) |
| DERECHOS DE CIRCULACION | ₡0,33 | ₡0,41 | ₡0,33 | (₡0,08) | (₡0,08) |
| SEGURO DE VEHICULOS | ₡2,06 | ₡2,73 | ₡2,06 | (₡0,67) | (₡0,67) |
| SEGURO INCENDIO EDIFICACIONES | ₡0,81 | ₡0,00 | ₡0,81 | ₡0,81 | ₡0,81 |
| SEGURO RESPONSABILIDAD CIVIL | ₡3,87 | ₡0,00 | ₡3,87 | ₡3,87 | ₡3,87 |
| HERRAMIENTAS MENORES | ₡5,53 | ₡1,37 | ₡5,53 | ₡4,16 | ₡4,16 |
| PAPELERIA Y UTILES DE OFICINA | ₡1,54 | ₡2,42 | ₡1,54 | (₡0,87) | (₡0,87) |
| GASTOS POR MOBILIARIO Y EQUIPO OFICINA | ₡0,45 | ₡0,13 | ₡0,45 | ₡0,33 | ₡0,33 |
| LIBROS Y SUSCRIPCION EN NORMATIVA TECNICA | ₡0,57 | ₡0,00 | ₡0,57 | ₡0,57 | ₡0,57 |
| KILOMETRAJE POR FLOTA VEHICULAR | ₡12,38 | ₡0,00 | ₡12,38 | ₡12,38 | ₡12,38 |
| SERVICIO DE FOTOCOPIADO | ₡0,06 | ₡0,00 | ₡0,06 | ₡0,06 | ₡0,06 |
| **TOTAL INSUMOS Y SUMINISTROS** | **₡129,78** | **₡108,74** | **₡94,22** | **₡21,03** | **(₡14,52)** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Coopelesca ejecutó un monto mayor al estimado en la partida de "Insumos y Suministros" lo que se ve influenciado principalmente por la cuenta "Mantenimiento de Vehículos", en la que gastaron ¢60 millones en el 2017, sin embargo, de acuerdo a la información aportada solo se puede dar trazabilidad a alrededor de un 40% de este monto, por lo que los gastos ajustados se traducen a -¢12 millones, ya que solo se consideran el monto respaldado y justificado por la cooperativa.*

*La cooperativa solicitó un ajuste de ¢21 millones en la partida global, lo que luego del análisis realizado por Aresep arrojó un resultado de -¢14 millones, lo que se explica por lo mencionado en el párrafo anterior.*

✓ ***Servicios Contratados:***

***Cuadro N° 18***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Servicios Contratados***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| HONORARIOS LEGALES - ABOGADO Y NOTARIO | ₡1,98 | ₡0,28 | ₡1,98 | ₡1,70 | ₡1,70 |
| SERVICIOS DE SEGURIDAD | ₡132,81 | ₡119,56 | ₡132,81 | ₡13,25 | ₡13,25 |
| SERVICIOS DE REGENCIA AMBIENTAL | ₡0,78 | ₡2,02 | ₡0,78 | (₡1,25) | (₡1,25) |
| SERVICIOS TRAMITES DE EXONERACION Y BODEGAJES | ₡0,11 | ₡0,00 | ₡0,11 | ₡0,11 | ₡0,11 |
| MONITOREO DE ALARMAS | ₡1,14 | ₡0,95 | ₡1,14 | ₡0,19 | ₡0,19 |
| MONITOREO DE GPS VEHICULOS | ₡0,76 | ₡0,00 | ₡0,76 | ₡0,76 | ₡0,76 |
| SERVICIOS DE TOPOGRAFIA | ₡22,35 | ₡0,00 | ₡16,19 | ₡22,35 | ₡16,19 |
| SERVICIOS DE INGENIERIA | ₡0,50 | ₡1,09 | ₡0,50 | (₡0,59) | (₡0,59) |
| SERVICIOS DE REGENCIA FORESTAL | ₡0,07 | ₡0,00 | ₡0,07 | ₡0,07 | ₡0,07 |
| ALQUILER DE MAQUINARIA | ₡0,18 | ₡0,98 | ₡0,18 | (₡0,80) | (₡0,80) |
| SERVICIOS CONTRATADOS VARIOS | ₡0,00 | ₡2,08 | ₡0,00 | (₡2,08) | (₡2,08) |
| SERVICIOS DE CONSULTORIA EN ADMINISTRACION DE PROYE | ₡72,92 | ₡0,00 | ₡30,40 | ₡72,92 | ₡30,40 |
| SERVICIOS PROFESIONALES DE PERITAJE Y AVALUOS | ₡1,28 | ₡1,12 | ₡1,28 | ₡0,16 | ₡0,16 |
| ESTUDIOS PREFACTIBILIDAD | ₡1,01 | ₡0,00 | ₡1,01 | ₡1,01 | ₡1,01 |
| ESTUDIOS FACTIBILIDAD | ₡15,71 | ₡0,00 | ₡7,37 | ₡15,71 | ₡7,37 |
| SERVICIOS DE REGENCIA AMBIENTAL | ₡0,00 | ₡2,31 | ₡0,00 | (₡2,31) | (₡2,31) |
| HONORARIOS DE ABOGADO Y NOTARIO | ₡0,01 | ₡0,00 | ₡0,01 | ₡0,01 | ₡0,01 |
| ASESORIA EN DISEÑO, LICITACIONES, ETC, | ₡0,77 | ₡0,00 | ₡0,77 | ₡0,77 | ₡0,77 |
| VIABILIDAD AMBIENTAL (GARANTIA SETENA ) | ₡1,91 | ₡0,00 | ₡1,91 | ₡1,91 | ₡1,91 |
| SERVICIOS PROFESIONALES AMBIENTALES GENERAL | ₡9,58 | ₡0,00 | ₡6,75 | ₡9,58 | ₡6,75 |
| ALQUILER DE TERRENOS | ₡0,85 | ₡0,00 | ₡0,85 | ₡0,85 | ₡0,85 |
| MANTENIMIENTO DE TERRENOS | ₡0,60 | ₡1,27 | ₡0,60 | (₡0,66) | (₡0,66) |
| APORTE COMUNAL ZONA INFLUENCIA | ₡1,76 | ₡0,00 | ₡1,76 | ₡1,76 | ₡1,76 |
| INFORMACION Y ATENCION A LAS COMUNIDADES | ₡0,23 | ₡0,00 | ₡0,23 | ₡0,23 | ₡0,23 |
| INTERESES POR COMPRA DE ACCIONES | ₡0,00 | ₡0,01 | ₡0,00 | (₡0,01) | (₡0,01) |
| ADMINISTRACION TARJETAS FLOTA VEHICULAR | ₡0,32 | ₡0,00 | ₡0,32 | ₡0,32 | ₡0,32 |
| **TOTAL SERVICIOS CONTRATADOS** | **₡267,64** | **₡131,66** | **₡207,79** | **₡135,97** | **₡76,13** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Los servicios contratados representan el rubro que muestra el mayor incremento del 2017 al compararlos con el monto estimado en el ET-130-2015. La cooperativa solicitó una liquidación de ¢138 millones, que luego del análisis realizado por la Autoridad Reguladora se tradujo en gastos ajustados por ¢76 millones. A continuación, se mencionan las principales variaciones entre lo solicitado por Coopelesca y lo ajustado por la Autoridad Reguladora:*

- *Al igual que en el 2016, para el 2017 la principal diferencia se da en la cuenta "Servicios de consultoría en administración de proyectos", debido a que en el contrato de servicios profesionales se puede visualizar que la remuneración consiste en un honorario mensual de $4,500 (20 horas semanales), sin embargo, el monto real ejecutado por la cooperativa asciende a casi ¢73 millones. Coopelesca indicó que el monto incrementa debido a que la cantidad de horas laboradas por los profesionales aumentó, y en el contrato se estipula una tarifa por hora de servicio adicional, no obstante, no justifica a qué se debe el incremento de estas*

*horas, ni se adjunta documentación que respalde este aspecto, lo cual es aún más relevante considerando que se dio un incremento de más de un 100% del monto fijo del contrato. Ante esto, solo se considera como gasto ajustado los $54,000.*

- *Para efectos de las cuentas "servicios de topografía", "estudios de factibilidad" e "Servicios Profesionales ambientales general" solo se contemplan los gastos a los cuales se les puede dar trazabilidad mediante la justificación y respaldo aportado por la cooperativa.*

✓ ***Costos Indirectos***

***Cuadro N° 19***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Costos Indirectos***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| SERVICIOS MUNICIPALES | ₡8,48 | ₡3,76 | ₡5,52 | ₡4,73 | ₡1,77 |
| MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS | ₡15,24 | ₡6,82 | ₡15,24 | ₡8,42 | ₡8,42 |
| MANTENIMIENTO DE MOBILIARIO Y EQUIPO | ₡0,22 | ₡0,45 | ₡0,22 | (₡0,23) | (₡0,23) |
| MANTENIMIENTO DE EQUIPO MISCELANEO | ₡6,42 | ₡4,09 | ₡6,42 | ₡2,34 | ₡2,34 |
| MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE COMUNICACIÓN | ₡0,26 | ₡0,07 | ₡0,26 | ₡0,19 | ₡0,19 |
| VIAJES AL EXTERIOR | ₡1,63 | ₡0,06 | ₡1,63 | ₡1,57 | ₡1,57 |
| COMUNICACIONES EXTERNAS Y PUBLICIDAD | ₡0,18 | ₡0,00 | ₡0,18 | ₡0,18 | ₡0,18 |
| MANTENIMIENTO DE CAMINOS | ₡1,77 | ₡10,46 | ₡1,77 | (₡8,69) | (₡8,69) |
| SEGURO DE EQUIPO | ₡155,00 | ₡178,61 | ₡155,00 | (₡23,61) | (₡23,61) |
| SEGURO UMBRELLA | ₡3,65 | ₡1,51 | ₡3,65 | ₡2,14 | ₡2,14 |
| ASEO Y LIMPIEZA (MATERIALES Y SERVICIOS) | ₡1,47 | ₡2,16 | ₡1,47 | (₡0,69) | (₡0,69) |
| LICENCIAS Y SOFTWARE | ₡1,96 | ₡0,00 | ₡1,96 | ₡1,96 | ₡1,96 |
| OTROS GASTOS DIVERSOS | ₡0,01 | ₡0,25 | ₡0,01 | (₡0,24) | (₡0,24) |
| PERDIDA POR RETIRO DE ACTIVOS | ₡6,40 | ₡0,00 | ₡6,40 | ₡6,40 | ₡6,40 |
| COSTOS POR INCOBRABLES | ₡10,84 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡10,84 | ₡0,00 |
| ENCOMIENDAS Y CORREOS | ₡0,57 | ₡0,04 | ₡0,57 | ₡0,53 | ₡0,53 |
| PEAJES Y PARQUEOS | ₡0,02 | ₡0,05 | ₡0,02 | (₡0,03) | (₡0,03) |
| TRANSPORTE DE MATERIALES | ₡0,28 | ₡0,00 | ₡0,28 | ₡0,28 | ₡0,28 |
| CONSERV. Y MANEJO CUENCA RIO LA VIEJA | ₡10,50 | ₡7,80 | ₡5,46 | ₡2,70 | (₡2,34) |
| PROGRAMA DE RESPONSABILIDAD EMPRESARIAL | ₡0,89 | ₡0,00 | ₡0,89 | ₡0,89 | ₡0,89 |
| PROGRAMA CARBONO NEUTRAL | ₡9,54 | ₡0,00 | ₡4,74 | ₡9,54 | ₡4,74 |
| AMORTIZACION INTANGIBLES | ₡5,67 | ₡0,00 | ₡5,67 | ₡5,67 | ₡5,67 |
| CONSERVACION CUENCA JUAN CASTRO BLANCO (APANAJUC/ | ₡6,00 | ₡0,00 | ₡6,00 | ₡6,00 | ₡6,00 |
| CAMPAÑAS EDUCATIVAS AMBIENTAS - COMPROMISO CON A | ₡3,22 | ₡0,01 | ₡3,22 | ₡3,21 | ₡3,21 |
| COMISIONES BANCARIAS NO FINANCIERAS | ₡0,02 | ₡0,01 | ₡0,02 | ₡0,00 | ₡0,00 |
| COMISIONES POR OTROS MOV BANCARIOS | ₡10,39 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡10,39 | ₡0,00 |
| GASTOS POR DIFERENCIAS CAMBIARIAS | ₡1,19 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡1,19 | ₡0,00 |
| GASTOS POR BIENES Y SERVICIOS DE GENERACIÓN NO EXONE | ₡2,52 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡2,52 | ₡0,00 |
| GASTOS POR OBSOLESCENCIA Y LENTO MOVIMIENTO | ₡0,23 | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,23 | ₡0,00 |
| PROGRAMA RESPONSABILIDAD Y EQUIDAD SOCIAL | ₡5,93 | ₡0,00 | ₡3,38 | ₡5,93 | ₡3,38 |
| **TOTAL COSTOS INDIRECTOS** | **₡270,51** | **₡216,15** | **₡229,97** | **₡54,36** | **₡13,82** |

*Fuente: ET-005-2019*

*Coopelesca solicitó una liquidación total de ¢54 millones al comparar lo real ejecutado con lo estimado, luego del análisis realizado por Aresep se determinaron unos gastos ajustados de ¢13 millones. Las principales diferencias se detallan de la siguiente manera:*

- *Al igual que en el 2016, para el 2017 el monto registrado en la cuenta "Costos por incobrables" corresponde al ajuste que se aplica anualmente, con el fin de registrar el saldo de la cuenta por cobrar a valor presente. Para el año 2016 este registro se debe a la estimación por incobrable del Proyecto Hidroeléctrico Parismina, sin embargo, luego del análisis realizado por Aresep esta erogación se excluye debido a que la naturaleza de la cuenta por cobrar no se asocia directamente a la prestación del servicio público, sino a decisiones de inversión de la cooperativa por lo que no se justifica su necesidad para la prestación del servicio de generación.*
- *La partida "Comisiones por otros movimientos bancarios" corresponden a pagos de garantías, como es el caso de la garantía ambiental de Chocosuelas. Esta cuenta se excluye de la liquidación debido a que el gasto se materializa en el tanto se ejecute la garantía, de lo contrario la misma podría devolverse a la cooperativa.*
- *Para el caso de las cuentas "Servicios municipales", "Conserv. y manejo Cuenca Rio La Vieja", "Programa Carbono Neutral" y "Programa responsabilidad y equidad social" solo se consideró, para efectos de la liquidación, el monto que fue debidamente justificado y respaldado por la cooperativa.*
- *Se excluyen las diferencias cambiarias debido a que corresponden a gastos financieros, y los "Gastos por obsolescencia y lento movimiento" debido a que no se justifican.*
- *Los "gastos por bienes y servicios de generación no exonerados" tampoco se consideran dentro de la liquidación debido a que no se justifican. Este apartado se analiza de manera más detallada en el ET-006-2019.*

✓ ***Gastos administrativos***

*Los gastos administrativos son asignados a los sistemas de acuerdo con los criterios de asignación creados por la cooperativa. Antes del año 2015 la distribución se realizaba con base a los costos de cada una de las actividades, estos porcentajes fueron utilizados para la fijación tarifaria tramitada bajo el ET-130-2015. Posteriormente la Gerencia Financiera de Coopelesca realizó un cambio en la metodología, por lo que para la ejecución de los gastos se utilizó una aplicación con base a ingresos. Por lo que para el 2017 para efectos del sistema de generación se utilizó un porcentaje de 23,19% en la petición tarifaria, mientras que para la distribución real de los gastos se utilizó un porcentaje de 13,40%.*

*Por lo que Coopelesca solicita un ajuste de -¢128 millones, debido principalmente al ajuste que se explica en el párrafo anterior. Luego del análisis realizado por Aresep se llega a unos gastos ajustados de -¢148 millones. La diferencia se da debido a que Coopelesca no presentó las justificaciones de las variaciones del total de gastos administrativos, sino solamente las del negocio*

*de distribución, de ahí que se limita la trazabilidad del detalle de las variaciones de generación. Si bien a nivel global hay una disminución importante en los gastos administrativos de generación, no es posible determinar el comportamiento de cada cuenta. Es por ello por lo que se ajusta el valor de acuerdo con el análisis realizado en distribución, el cual se amplía en el ET-006-2019.*

✓ ***Arrendamientos***

***Cuadro N° 20***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Detalle de Arrendamientos***
***Montos en millones de colones***

| Detalle de gastos | Real-Coopelesca | Estimado-Aresep | Real Ajustada Aresep | Δ total solicitada | Δ total aprobada / GTAz |
|---|---|---|---|---|---|
| PLANTA ARRENDADA - HIDROZARCAS S.A. | 295,89 | 1.886,66 | 295,89 | (1.590,76) | (1.590,76) |
| PLANTA ARRENDADA - INVERSIONES LA MANGUERA S.A. | 1.327,15 | 1.497,09 | 1.327,15 | (169,95) | (169,95) |
| TURBOGENERADOR ARRENDADO A CUTRES S.A. | 14,74 | - | 14,74 | 14,74 | 14,74 |
| COMPRA VAPOR (ENERGIA) INGENIO CUTRES S.A. | 70,35 | - | 70,35 | 70,35 | 70,35 |
| **TOTAL** | **1.708,13** | **3.383,75** | **1.708,13** | **(1.675,62)** | **(1.675,62)** |

*Fuente: ET-005-2019*

*El gasto por arrendamiento de plantas representa casi el 40% de los gastos de generación. Coopelesca ejecutó ¢1,676 millones menos al monto estimado en el ET-130-2015, debido principalmente a Hidrozarcas, pues se estimó un gasto de ¢1,887 millones y solo se ejecutaron ¢296 millones. El monto a liquidar solicitado se mantiene para efectos de Aresep luego de realizado el análisis respectivo, considerando las justificaciones y respaldo presentados por la petente.*

*Es importante mencionar que este es el rubro más importante para efectos de la liquidación, pues representa más de un 100% al monto liquidado total, que en este caso se da en favor del usuario.*

### *iv. Análisis de la Base Tarifaria*

*Luego del análisis realizado por la Autoridad Reguladora, se determinó que para efectos de la liquidación se actualiza el valor del Activo Fijo Neto Promedio de acuerdo con el monto real presentado por Coopelesca (¢23 146,85). Las diferencias con respecto al monto estimado en el ET-130-2015 se deben a las variaciones por adiciones y retiros, así como las diferencias en los índices de revaluación.*

*Es relevante indicar que debido a que se está actualizando el valor del Activo Fijo Neto Promedio de acuerdo con el monto real de Coopelesca, no es necesario incorporar una línea de ajuste por adiciones y retiros, debido a que este ya los incorpora.*

*Por su parte, en relación con el Capital de Trabajo para guardar consistencia con el criterio utilizado en el ET-130-2015 y solo para efectos de la liquidación, se utiliza el mismo período de cobro y se actualizan los datos del COMA de acuerdo a los gastos totales ajustados por Aresep.*

## *III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS COSTOS Y GASTOS DE LA LIQUIDACIÓN:*

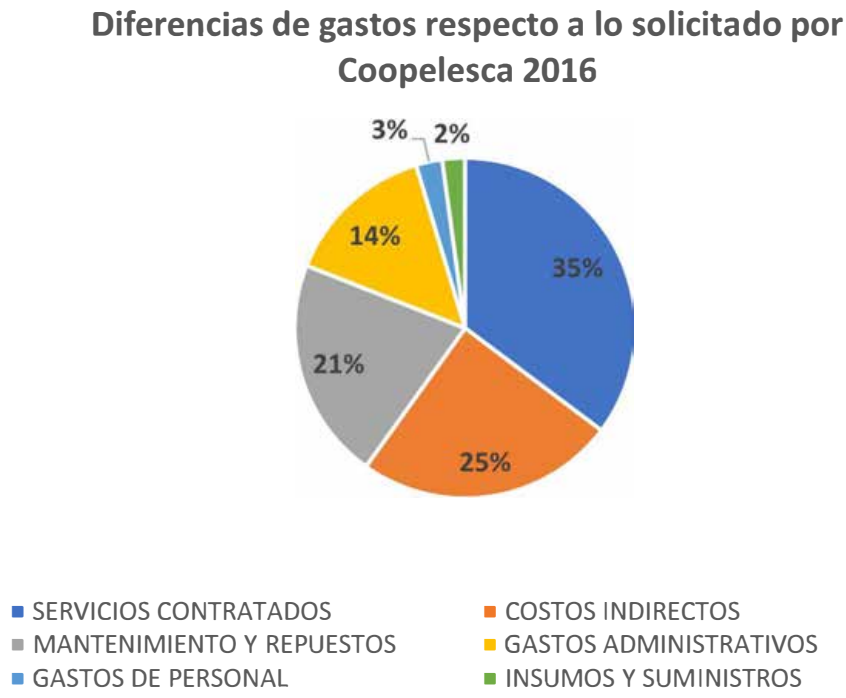
*Las variaciones de los gastos ajustados por Aresep, con respecto a lo solicitado por Coopelesca en su liquidación de los períodos 2016-2017, se explican principalmente por el resultado de las siguientes partidas:*

### *Período 2016*

- ✓ *Durante el período 2016, Coopelesca ejecutó en total mayores gastos que los estimados en el ET-130-2015, por lo que para efectos de la presente liquidación solicitó un aumento de ¢211 millones. Al realizar la segregación por partidas, las cuentas que representan el mayor incremento corresponden a "Servicios contratados", "Mantenimiento y repuestos" y "Costos Indirectos", mientras que las cuentas que por el contrario representan una variación a favor del usuario son principalmente "Gastos administrativos" y "Cánones"*

- ✓ *Se determinó que los costos y gastos del sistema de generación deben ajustarse en ¢56 millones. La diferencia de ¢155 millones se refleja principalmente por ¢55 millones en "Servicios contratados" y ¢38 millones en "Costos Indirectos", lo que obedece en gran medida a que las justificaciones y documentación de respaldo no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado de las diferentes partidas, por lo que se considera solo el monto que se respalda de manera adecuada por la cooperativa. Adicionalmente, como se detalla en el apartado correspondiente, se excluyen gastos debido a que no se justifican o no se relacionan con la prestación del servicio público.*

- ✓ *Las subcuentas que representan las mayores diferencias con respecto al monto solicitado por Coopelesca son "Mantenimiento Equipo Electromecánico" (¢21 millones), "Servicios de Consultoría en Administración de Proyectos" (¢44 millones) y "Costos por incobrables" (¢11 millones).*



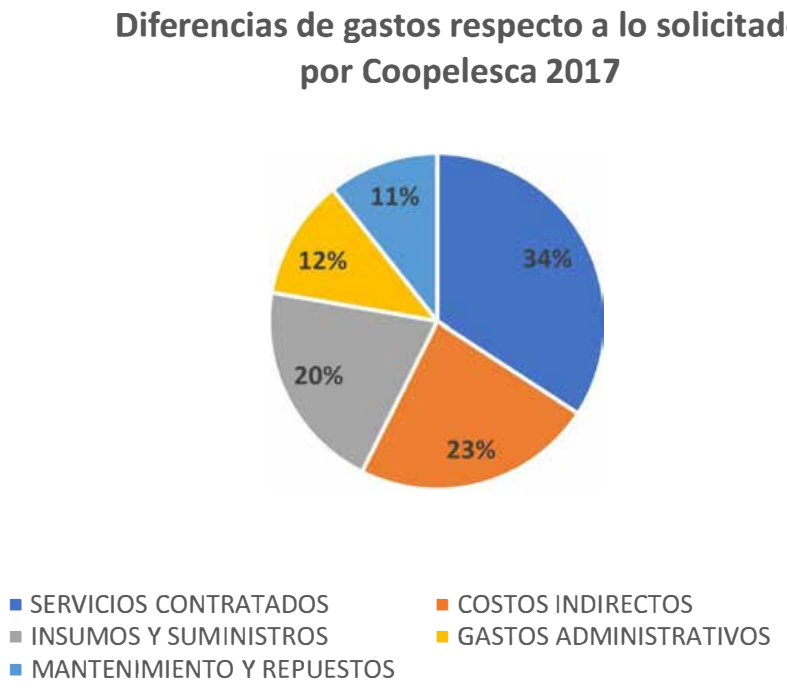

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

### *Período 2017*

- ✓ *Durante el período 2017, a diferencia del 2016, Coopelesca ejecutó en total menores gastos que los estimados en el ET-130-2015, por lo que para efectos de la presente liquidación solicitó una disminución de -¢1 475 millones. La partida de "Arrendamientos" es la que explica prácticamente en su totalidad el ajuste en favor de los usuarios, solicitado por la cooperativa y en una menor medida los gastos administrativos. Por su parte, la partida de "Servicios Contratados" es la que muestra el mayor ajuste en favor de Coopelesca, seguido de los "Costos Indirectos"*

- ✓ *Se determinó que los costos y gastos del sistema de generación deben ajustarse en -¢1 650 millones. La diferencia de ¢175 millones se refleja principalmente por ¢60 millones en "Servicios contratados" y ¢41 millones en "Costos Indirectos" , lo que obedece en gran medida a que las justificaciones y documentación de respaldo no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado de las diferentes partidas, por lo que se considera solo el monto que se respalda de manera adecuada por la cooperativa. Adicionalmente, como se detalla en el apartado correspondiente, se excluyen gastos debido a que no se justifican o no se relacionan con la prestación del servicio público.*

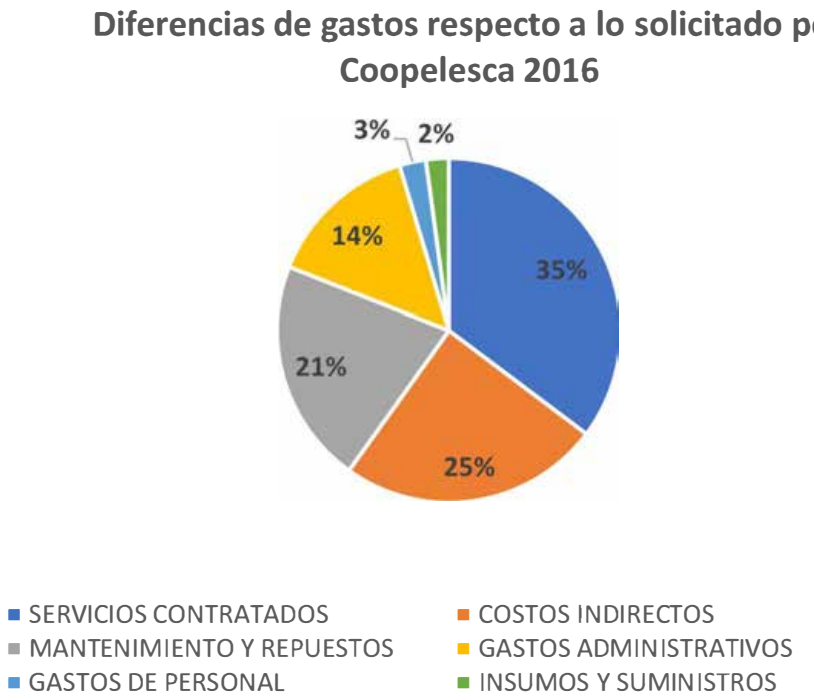
- ✓ *Las subcuentas que representan las mayores diferencias con respecto al monto solicitado por Coopelesca son "Mantenimiento Equipo Electromecánico" (¢19 millones), "Mantenimiento de Vehículos" (¢36 millones), "Servicios de Consultoría en Administración de Proyectos" (¢43 millones) y "Costos por incobrables" (¢11 millones).*

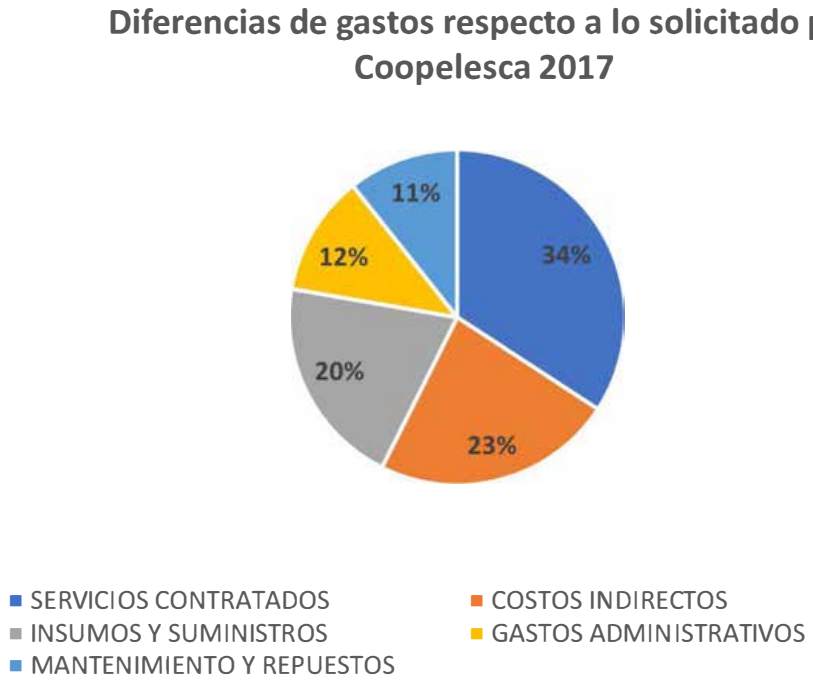



*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

## *IV. RESULTADO PROCESO DE LIQUIDACIÓN:*

*Luego del análisis de ingresos y gastos ejecutados por Coopelesca con respecto a lo estimado por Aresep para los periodos 2016-2017, se determinó que de los ingresos solicitados por Coopelesca de ¢693,85 millones, la Aresep reconoce un monto de ¢360,07, lo cual implica un reconocimiento menor de ¢333,78 millones.*




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*A continuación, se muestran los gráficos correspondientes a las principales diferencias de los periodos 2016 2017*

***Gráfico N° 3***
***Sistema de generación, Coopelesca***
***Distribución de las diferencias de la liquidación de los periodos 2016-2017***

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

## *V. ESTRUCTURA TARIFARIA*

*Según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, corresponde aplicar un aumento de 4,66% en la estructura costos y gastos sin combustibles del sistema de generación de Coopelesca-Generación, a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo del 2020, por concepto de liquidación del período o 2016-2017.*

*Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-030-2016 publicada en el Alcance Digital N°45 en Gaceta N° 55 del 18 de marzo del 2016 (columna 1).*

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

*A partir del 1 de abril del 2020 la tarifa debe regresar al pliego vigente (columna 3).*

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

***Cuadro N° 21***
***Sistema de generación Coopelesca***
***Estructura de costos del sistema de generación.***

| | | ***Columna 1*** | ***Columna 2*** | ***Columna 3*** |
|---|---|---|---|---|
| ***Coopelesca Sistema de generación*** | | ***Estructura vigente a partir del 1-01-2017 (RIE-030-2016)*** | ***Estructura propuesta a partir del 1-04-2019 al 31-03-2020*** | ***Estructura propuesta a partir del 1-04-2020*** |
| ***► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución*** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| *Periodo Punta* | *cada kWh* | *60,98* | *63,82* | *60,98* |
| *Periodo Valle* | *cada kWh* | *45,61* | *47,74* | *45,61* |
| *Periodo Noche* | *cada kWh* | *29,99* | *31,39* | *29,99* |

*[…]*

## *VII. CONCLUSIONES:*

1. *La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca) solicitó un ajuste de aumento del 7,80% a la estructura de costos y gastos sin combustible del servicio de generación de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020, por concepto de liquidación de los periodos 2016-2017.*

2. *Para el año 2016La diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep da como resultado una disminución de ¢155 millones que se refleja principalmente por ¢55 millones en "Servicios contratados" y ¢38 millones en "Costos Indirectos", debido a que las justificaciones y documentación de respaldo no permiten dar trazabilidad al monto total ejecutado de las diferentes partidas; razón por la cual se reconoce solamente el monto que está debidamente respaldado.*
3. *Durante el período 2017, a diferencia del 2016, Coopelesca ejecutó en total de gastos menor que los estimados en el ET-130-2015, por lo que para efectos de la presente liquidación la empresa solicitó una disminución de -¢1 475 millones. La partida de "Arrendamientos" es la que explica prácticamente en la totalidad de este ajuste en favor de los usuarios, debido a la salida de operación de la Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas.*
4. *El resultado del análisis de la liquidación correspondiente al sistema de generación de Coopelesca corresponde a un aumento de ¢ 360,07 millones. La diferencia neta entre lo solicitado por Coopelesca y lo aprobado por Aresep da como resultado una disminución de ¢ 333,78 millones.*

5. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone un aumento de 4,66% en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta Coopelesca, el cual rige para el periodo comprendido 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020*.

**II.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0029-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

1. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 1-0812-0378:***

*El oponente solicita a la Autoridad Reguladora, que el estudio, análisis y ajuste, se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de la región a la que sirve Coopelesca, considerando la situación económica que afrontó la sociedad costarricense durante el año 2018 y las perspectivas para el 2019 y con el fin de cumplir con el mandato de la Ley 7593 de velar por el equilibrio de los usuarios y prestadores.*

***i. Expediente ET-005-2019: solicitud por liquidación del bienio 2016-17 para el ajuste de tarifas eléctricas del sistema de generación de energía eléctrica de Coopelesca R.L.***

*Indica la oponente que la solicitud está basada en la liquidación de los periodos 2016-2017, según lo establecido en la resolución RJD-141-2015 "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación eléctrica". La oponente hace mención de lo indicado en dicha resolución e indica la implicación que tiene el proceso de liquidación.*

*La oponente hace referencia a los efectos de la liquidación según la solicitud tarifaria que provoca un aumento del 7,8% por el periodo del 1 de abril 2019 al 31 de marzo de 2020.*

*Indica la oponente que el propósito de la solicitud, por parte de la Cooperativa es la de mantener el equilibrio financiero, pero sin embargo, del análisis realizado por el oponente, la situación financiera no se vio comprometida, sino lo que se obtuvo fue un rédito menor al esperado en el 2016 y mayor en el 2017, además los Estados Financieros Auditados (EFA) indican excedentes para esos años, por lo que considera que la Cooperativa no ha presentado desequilibrio financiero y por lo tanto considera que de aprobarse encarecería innecesariamente el coto del servicio de distribución y por consiguiente a los usuarios finales, además sería un aumento mayor a la inflación prevista por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).*

*Reitera el oponente que la regulación económica sigue una tendencia hacia el uso de la matemática, así como la determinación de los precios y tarifas que están sujetas a resultados de fórmulas matemáticas y no incorporan variables coyunturales, socioeconómicas y culturales. Este tipo de prácticas atentan contra los objetivos de la Aresep establecidos en la Ley 7593 y sus reformas.*

*La oponente hace un análisis de las diferencias entre lo real y lo estimados de las cuentas que conforman el estado de resultados tarifario, y de ahí considera necesario que la Autoridad Reguladora revise en detalle dichos rubros, en especial el aumento en la base tarifaria ya que se podría deber a deficiencias en la planificación y ejecución de inversiones que no debe ser asumida por los usuarios finales.*

*Por lo anterior, la oponente recomienda a la Autoridad Reguladora que antes de aprobar cualquier ajuste a estas tarifas, revise los costos considerados como reales o efectivos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, según el principio de servicio al costo.*

*En atención a los argumentos presentados, se la indica a la oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios tarifarios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-141-2015.*

*En este contexto, la Intendencia de Energía, como responsable de aplicar los instrumentos regulatorios, realiza un análisis técnico riguroso de la solitud presentada por Coopelesca para su sistema de generación, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, se analiza toda la documentación que respalda la solicitud de liquidación tarifaria, para verificar que sus costos y gastos estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados. Además, ejerciendo la potestad que otorga la Ley N° 7593 para excluir del cálculo de las tarifas costos y gastos considerados, previa valoración técnica, como excesivos o desproporcionados.*

*Lo anterior implica que la Intendencia Energía, tal y como lo señala la oponente, verifica los costos y gastos reales, precisamente para evitar que se incorpore en el cálculo de las tarifas, erogaciones que no estén apegadas al principio del servio al costo.*

***ii. Expediente ET-006-2019: solicitud por liquidación del bienio 2016-17 para el ajuste de tarifas eléctricas del sistema de distribución de energía eléctrica de Coopelesca R.L.***

*Indica la oponente que la solicitud está basada en la liquidación de los periodos 2016-2017 y que pretende un aumento del 5,67% del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020, además indica las razones de la solicitud y de los montos requeridos para alcanzar los réditos para el desarrollo previstos.*

*La oponente hace mención sobre el tratamiento de la liquidación, según la metodología vigente e indica que la misma no tiene como finalidad garantizar un resultado para el rédito para el desarrollo, sino resarcir el efecto de las discrepancias entre lo real y lo estimado, tanto para el prestador como para el usuario.*

*Indica la oponente que el propósito de la solicitud, por parte de la Cooperativa es la de mantener el equilibrio financiero, pero sin embargo, del análisis realizado*

*por el oponente, la situación financiera no se vio comprometida, sino lo que se obtuvo fue un rédito menor al esperado, además los EFA indican excedentes para esos años, por lo que considera que la Cooperativa no ha presentado desequilibrio financiero y por lo tanto considera que de aprobarse encarecería innecesariamente el coto del servicio de distribución y por consiguiente a los usuarios finales, además sería un aumento mayor a la inflación prevista por el BCCR.*

*Reitera el oponente que la regulación económica sigue una tendencia hacia el uso de la matemática, así como la determinación de los precios y tarifas que están sujetas a resultados de fórmulas matemáticas y no incorporan variables coyunturales, socioeconómicas y culturales. Este tipo de prácticas atentan contra los objetivos de la Aresep establecidos en la Ley 7593 y sus reformas.*

*La oponente hace un análisis de las diferencias entre lo real y lo estimados de las cuentas que conforman el estado de resultados tarifario, y de ahí considera necesario que la Autoridad Reguladora revise en detalle dichos rubros, en especial el aumento en la base tarifaria ya que incide directamente en cálculo del rédito para el desarrollo.*

*Por lo anterior, la oponente recomienda a la Autoridad Reguladora que antes de aprobar cualquier ajuste a estas tarifas, revise los costos considerados como reales o efectivos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, según el principio de servicio al costo.*

*Con base a lo expuesto, la oponente se opone a las solicitudes presentadas por Coopelesca para los sistemas de generación y distribución, ET-005-2019 y ET-006-2019.*

*En atención a los argumentos presentados, se la indica a la oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios tarifarios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-139-2015.*

*En este contexto, corresponde la Intendencia de Energía, como responsable de aplicar los instrumentos regulatorios, realizar un análisis técnico riguroso de la solitud presentada por Coopelesca, por concepto de liquidación, comparando las estimaciones de ingresos, costos y gastos estimados que sirvieron de base al momento de fijar las tarifas, con lo ingresos, costos y gastos reales en que incurrió la empresa.*

*No obstante, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores, la Intendencia de Energía analiza en detalle la información presentada, precisamente para velar por el*

*cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, se verifica que sus costos y gastos estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados, excluyendo aquellos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Al respecto, se reitera a la oponente que la Intendencia Energía realiza la verificación de los costos y gastos reales, que deben estar debidamente justificados, precisamente para evitar que se incorpore en el cálculo de las tarifas, erogaciones que no estén apegadas al principio del servio al costo.*

***2. Danilo Vega Rojas, cédula número 3-0103-0866:***

*El oponente detalla parte de la comparecencia del señor Omar Miranda Murillo ante la Comisión Especial de la Asamblea Legislativa que investigó las operaciones crediticias gestionadas y otorgadas por el Banco de Costa Rica y otras entidades bancarias del Estado, además hace mención sobre el problema hidrológica que afecta la Hidroeléctrica Agua Zarcas (HAZ).*

*Indica el oponente que se opone a la solicitud de liquidación tarifaria propuesta, ya que la realidad de la Cooperativa es otra y que el escenario de producción estimado, en realidad bajo. Por otro lado, indica los problemas que se dieron con la compra del proyecto HAZ.*

*El oponente hace mención de la resolución RIE-124-2017 donde se indicó el efecto de la salida en operación del proyecto HAZ, lo cual el oponente lo considera como una grave situación, además de la carga financiera que soporta Coopelesca por la compra de varias hidroeléctricas, por lo que para cubrir esta carga realiza esta solicitud a la Aresep.*

*Indica el oponente que el mal no radica en la tarifa, sino en los pésimos cálculos hechos sobre el caudal, desproporcionados costos administrativos, de operación y financieros, y que estos no podrán cubrirse con el ridículo rendimiento de la generación propia.*

*Por otro lado, hace un análisis de los EFA y determina que se dieron excedentes, por lo que se pregunta ¿Cómo entonces según el análisis realizado se concluye que no se dispuso de los recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos?*

*El oponente hace referencia a "Por tantos" de la resolución RIE-030-2016 donde se le insta a la Cooperativa a aclarar varios puntos, por lo que el oponente considera importante conocer si el proceso indicado se llevó a cabo y cuáles son los resultados obtenidos e indica que la Aresep está en deuda con una respuesta oportuna. Por otro lado indica que la comisión de la Asamblea Legislativa recomendó a la Aresep realizar una auditoría financiera y operativa para determinar sí los costos asociados a los incrementos de la tarifa eléctrica, obedece a la inversión necesaria para la producción de energía.*

*También el oponente hace mención al oficio 427-IE-2018 donde se comunica APROBACIÓN PROPUESTA DE "ESTUDIO DE FISCALIZACIÓN RELACIONADO CON LA CREACIÓN Y ADQUISICIÓN DE EMPRESAS POR PARTE DE LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. (COOPELESCA R.L.)", y que establece fecha de finalización en agosto 2018, por lo que el oponente asume que realizada la investigación, la Intendencia de Energía tiene en sus manos los insumos para resolver sobre la actual solicitud de liquidación tarifaria.*

*Solicita el oponente que la solicitud planteada se rechace de plano.*

*En respuesta a lo solicitado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-141-2015. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, indicarle al oponente que la Intendencia mantiene la decisión de realizar la fiscalización prevista en la RIE-030-2016. Sin embargo, fue necesario su reprogramación para 2019.*

***3. Carlos Chacón Brenes, cédula número 2-0610-0704:***

*El oponente continúa con la exposición del señor Vega Rojas.*

*El oponente hace referencia a "Por tantos" de la resolución RIE-030-2016 donde se le insta a la Cooperativa a aclarar varios puntos, por lo que el oponente considera importante conocer si el proceso indicado se llevó a cabo y cuáles son los resultados obtenidos e indica que la Aresep está en deuda con una respuesta*

*oportuna. Por otro lado indica que la comisıon de la Asamblea Legislativa recomendó a la Aresep realizar una auditoría financiera y operativa para determinar si los costos asociados a los incrementos de la tarifa eléctrica, obedece a la inversión necesaria para la producción de energía.*

*También el oponente hace mención al oficio 427-IE-2018 donde se comunica APROBACIÓN PROPUESTA DE "ESTUDIO DE FISCALIZACIÓN RELACIONADO CON LA CREACIÓN Y ADQUISICIÓN DE EMPRESAS POR PARTE DE LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. (COOPELESCA R.L.)", y que establece fecha de finalización en agosto 2018, por lo que el oponente asume que realizada la investigación, la Intendencia de Energía tiene en sus manos los insumos para resolver sobre la actual solicitud de liquidación tarifaria.*

*Solicita el oponente que la solicitud planteada se rechace de plano.*

*Además, expresa el oponente que el sector industrial y comercial se va a ver muy afectado con este aumento, y se pregunta de cuantos negocios podrían cerrar, cuantas personas se quedarían sin empleo, cuantas familias sin comida e indica a Coopelesca que es momento que se soquen la faja y ahorren y cierren lo que tengan que cerrar, porque no es posible que el pueblo tenga que pagar estos aumentos.*

*En respuesta a lo solicitado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, indicarle al oponente que la Intendencia mantiene la decisión de realizar la fiscalización prevista en la RIE-030-2016. Sin embargo, fue necesario su reprogramación para 2019.*

4. ***Sergio Valenciano Vargas, cédula número 1-0980-0706:***

*Indica el oponente que está en contra de lo solicitado y que los detalles fueron dados por don Danilo y don Carlos, además menciona sobre los problemas climáticos y que si suben la luz y con estos costos se hace muy difícil.*

*Se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*En relación a lo manifestado por el oponente sobre el impacto de los ajustes solicitados, se le informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, precisamente para armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

5. ***Carlos Quinto Hernández Abarca, cédula número 3-0167-0941:***

*El oponente indica que está en contra de ambas solicitudes y hace referencia a que el porcentaje solicitado del 7,8% no es ese, que es del 14% y que, en el caso de una familia que consume 300 kWh representa entre ¢3 000 y ¢4 000.*

*Indica el oponente que porque tienen pagar las consecuencias de los malos negocios de otros y que tienen que decir adonde está la fuga de dinero que se está proporcionando para que esto esté pasando.*

*En respuesta a lo expresado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***6. Luis Fernando Solís Sauma, cédula número 2-0433-0274:***

*Indica el oponente que está en contra de las dos propuestas que Coopelesca pretende.*

*El oponente habla sobre su experiencia y sobre las obligaciones con los diferentes entes que tienen los empresarios y las consecuencias de cumplirlas. Por otro lado, indica que las empresas se basan en costos, y cada día les meten más. Considera que el servicio de Coopelesca es bueno, pero solicitar una tarifa de ese porcentaje pone a todos en una situación complicada, porque en el 2019 cuando empiecen a correr todos los impuestos y todas las cargas, más la electricidad se hace una competencia con empresas extranjeras que los vienen a quebrar.*

*Indica que un porcentaje del 15% es sumamente alto y que Coopelesca debe tomar las medidas que correspondan para hacerla fuerte y que eso es un problema de ellos.*

*El oponente se pregunta si los discursos que ellos tienen, Aresep los toma en cuenta o no, y lo que cree es que se toma en cuenta mucho la parte técnica, y por lo que ve el 15% técnicamente está desfasado. Además, indica que Coopelesca es un monopolio regional y no le da chance de ir a comprar la luz a otro.*

*En respuesta a lo expresado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores;*

*velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. Para ello, según consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***7. Marcos Ramírez Jiménez, cédula número 1-0587-0461:***

*Indica el oponente que está a favor en ambas solicitudes.*

*Indica el oponente que en una audiencia pública se tiene el derecho a opinar y a escuchar cualquier cosa, y lo que ha escuchado es un conflicto de carácter personal, político, pero la audiencia es de carácter técnico y confía en que la Aresep sepa tomar la decisión correcta de acuerdo a los números que se le hayan expuesto.*

*El oponente hace una analogía entre las empresas privadas y la Cooperativa en el sentido de que ambas deben hacer utilidades para no cerrar, e indica que hace más de 6 años la Aresep no da un incremento al servicio de generación de Coopelesca, a pesar de que se ha insistido, y menciona sobre el aumento otorgado al ICE.*

*Indica el oponente que está seguro de que la Aresep va a valorar los números que se han planteado, porque han sido sustentados técnicamente, y aclara que lo que está analizando nada más la tarifa de generación eléctrica y de distribución eléctrica y que sobre eso tienen más de 6 años de no recibir tarifa, y por eso se está pidiendo.*

*El oponente comenta sobre la próxima inauguración del proyecto fotovoltaico y que se piensa en uno eólico, pero para poder desarrollarlo se necesitan excedentes.*

*El oponente plante a la Aresep que busque un punto de equilibrio a través de números técnicos, por lo que manifiesta su anuencia y respaldo a la solicitud planteada a la Aresep del incremento de las tarifas, partiendo de que más de 6 años no se ha recibido incremento tarifario y partiendo de que quieren el sostenimiento de la cooperativa.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, en el ejercicio de las competencias que le otorga la Ley N° 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar las solicitudes tarifarias presentadas por las empresas reguladas del sector energía.*

*En este caso, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y*

*distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*En efecto, como señala el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

8. ***Compañía Frutera la Paz, representada por don Oscar Salas Porras, portador de la cédula de identidad n.°2-0423-0107:***

*Indica el oponente que está en contra de los dos aumentos.*

*El oponente solicita a la Aresep para que como manda la ley cumpla con el deber de aprobar sobre la legalidad o no, y considera que los aumentos solicitados son improcedentes y desproporcionados, el cual impactaría en su factura eléctrica en casi un 15%.*

*El oponente hace ver que Coopelesca tiene réditos y no es que se estén quitando utilidades y no está en números rojos, tiene réditos que puede reinvertir y esperan que sea de la mejor manera, por lo que se trata de que haya justicia con los usuarios también, y que los aumentos que se planean sean justificados, no solo en términos.*

*Indica el oponente que, si la Aresep no le ha dado aumentos a la Cooperativa, es porque no han cumplido con los requisitos para que la Aresep le autorice los acuerdos y que eso es un problema de manejo de administración, y hace mención del retiro de una petición hecha en el 2017 por aumento del 9,75% y que ahora vienen con una del 14 y resto por ciento.*

*El oponente hace un recuento de las inflaciones del 2016 y 2017 e indica que acumulado es del 3,34% y la cooperativa está pidiendo casi un 15%.*

*El oponente hace una comparación de precios con una empresa eléctrica de Guatemala e indica que saldría 17% más barato, y que con el aumento su compañía les costaría un 31% más caro, y por consiguiente la eficiencia de su compañía no solo se mide por mercado local, si no, también por el mercado internacional, lo que provoca bajar la productividad o irse del país.*

*El oponente indica que de acuerdo al artículo 32, la Aresep tiene la obligación legal de analizar con lupa la petición que se está haciendo.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, en el ejercicio de las competencias que le otorga la Ley N° 7593, en efecto tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar las solicitudes tarifarias presentadas por las empresas reguladas del sector energía. Por ello, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, que sirve como marco de referencia para tomar las decisiones que corresponda.*

*En este caso, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*Como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***9. Eduardo Zamora Marín, cédula número 2-0325-0062:***

*Indica el ponente que no va a hacer alusión a sus fundamentos ya que entregó un documento por escrito a la Aresep, donde presenta sus fundamentos, su posición y su petitoria, y el documento con bastantes firmas.*

*Al respecto, más adelante se da respuesta a la posición presentada por escrito por el señor Eduardo Zamora Marín, junto con otros firmantes que respaldan el documento entregado.*

***10. Carlos Roberto Blanco Sánchez, cédula número 1-0484-0108:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*El coadyuvante indica que el señor Solis mencionó un ajuste del 15% y que en realidad el ajuste que se está planteando es del 5,6%, y no se pueden sumar los porcentajes de los dos sistemas.*

*El coadyuvante indica que la Cooperativa tiene una excelente administración, pero la productividad está en riesgo de sostenerse debido a que los costos suben y no han tenido aumento durante 6 años.*

*Indica el coadyuvante que tiene claridad que se pueden ver perjudicados si no se reconoce el ajuste, ya que la inversión que se hará con el mismo es para darle mantenimiento a todo el equipo, a toda la infraestructura, para mejorar la calidad, y que si no se da este ajuste no se puede dar mantenimiento preventivo o tendrían que endeudarse cada vez más, lo que pone en riesgo el bienestar de mil de familias de asociados con los proyectos de generación solar y energía eólica*

*El coadyuvante hace mención de la compra de la hidroeléctrica Agua Zarcas y el beneficio de adquirirla.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***11. Xinia María Salazar Ramírez, cédula número 4-0148-0058:***

*Indica la coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*La coadyuvante menciona sobre lo que establece la Ley, que debe existir un equilibrio entre generación y distribución, y es algo que no puede suceder cuando por embates de la naturaleza o por tratar de mantener una tarifa adecuada y accesible para todo mundo por el principio de solidaridad que rige la cooperativa.*

*Invita la coadyuvante a que estudien y analicen los estados contables con el propósito de que tengan una posición realmente fundamentada.*

*También, menciona la coadyuvante que es fiel defensora de los principios cooperativos, de la igualdad entre los asociados, la equidad que permite un servicio uniforme para todos y por supuesto el principio de solidaridad, además de un nuevo principio que es el de compromiso con la comunidad.*

*La coadyuvante hace mención de la necesidad del mantenimiento de las plantas hidroeléctricas y del problema por venir debido a las sequías fuertes, además hace mención del proyecto de generación fotovoltaico.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***12. Miguel Morales Barrantes, cédula número 2-0526-0441:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes, y que tienen argumentos sólidos y técnicos para decir que están a favor.*

*Habla sobre el riesgo de las tarifas por el efecto del costo variable de los combustibles, que en épocas secas, como las de ahora, el ICE tiene que quemar combustible para producir energía, y hace mención de la metodología existente para estas tarifas extraordinarias.*

*Menciona el coadyuvante que para que Coopelesca mantenga la excelencia necesita recursos, y que desde el 2016 la única alza que ha recibido Coopelesca, es por el costo variable de los combustibles lo cual considera injusto, porque esto detiene el sano crecimiento, el sano desarrollo o la excelente inversión que Coopelesca debe hacer.*

*Solicita a la Aresep que esta propuesta sea aprobada, sea tomada en cuenta, sea analizada con los elementos técnicos que se expusieron.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***13. José Joaquín Jiménez Alfaro, cédula número 2-0392-0651:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*Indica el coadyuvante que hablar del desarrollo de la zona norte es hablar de Coopelesca y que la estabilidad de ésta peligra, no porque no sea rentable, sino porque ocupan darle estabilidad por muchos años más.*

*El coadyuvante solicita a la Aresep que analicen el bienestar de esta cooperativa, no como negocio, sino como una cooperativa que necesita seguir subsistiendo para poder seguir adelante.*

*El coadyuvante hace mención de las tarifas del ICE e indica que es mentira que sean más baratas.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***14. Hormidas Gerardo Jiménez González, cédula número 2-0371-0960:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*El coadyuvante habla sobre la necesidad de la electricidad y de su dependencia, por lo que le preocupa el deterioro que está sufriendo toda la red, y hace una comparación sobre la forma de generar en Guatemala y de cómo generamos nosotros.*

*El coadyuvante hace mención sobre la compra del proyecto Hidrozarcas, así como de las tarifas donde indica que la propuesta no es un 15% sino que es de 5,6%.*

*El coadyuvante indica estar totalmente de acuerdo con las dos propuestas, y que no puede ser que la Aresep que es un órgano técnico, se convierta en un órgano político, además indica del derecho de la cooperativa a tener una rentabilidad apropiada para darle mantenimiento y poder generar.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***15. Juan Carlos Bolaños Montero, cédula número 2-0389-0510:***

*Indica la oponente que está en contra en ambas solicitudes.*

*El oponente hace mención sobre la problemática de los costos de los alquileres e indica que, si Coopelesca no hace un gran esfuerzo y empieza a bajar costos un poco, hay que ver que va a pasar porque la cosa no está bien, además hace mención de que hay empresas comprando paneles solares y la afectación que esto conlleva.*

*Indica el oponente que les cobren en el recibo la luz, no las pérdidas de los almacenes de electrodomésticos, no las pérdidas de infocomunicaciones, no las pérdidas de Canal 14, no les cobren otras cosas, solo la luz y que entre todos pueden sacar adelante la cooperativa.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*Por otro lado, se le indica que la Autoridad Reguladora implementó en el sector eléctrico el proyecto de Contabilidad Regulatoria, por medio del cual se establece la separación de las actividades reguladas de las actividades no reguladas. Lo anterior implica que al momento de tramitar la petición tarifaria de Coopelesca, sólo se contemplan los ingresos, gastos y costos relacionados con el suministro de energía eléctrica; excluyendo lo relacionado con las actividades no reguladas en materia de energía.*

*Como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***16. Nidia Jiménez Vásquez, cédula número 9-0050-0822:***

*Indica la oponente que está en contra en ambas solicitudes.*

*La oponente indica que si no se está bien económicamente, lo que se debe hacer es reducir gastos, reducir costos.*

*La oponente cuestiona las declaraciones del gerente de la Cooperativa relacionadas con la compra de Hidrozarcas, donde se dijo que las tarifas iban a bajar y no es así.*

*Indica la oponente que la electricidad que están recibiendo, el 70% se le está comprando al ICE, y necesita respuestas al respecto.*

*Indica la oponente que ojalá la Aresep analice muy bien, debido al momento histórico que vive el país, la alta tasa que están pidiendo y los daños irreversibles que va a ocasionar.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante lo anterior, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En este sentido, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, se aclara a la oponente que actualmente, el sistema de generación de Coopelesca aporta alrededor del 24,7% de la energía que requiere para la atención de la demanda, un 35,7% la compra a Coneléctricas y Cubujuquí y 39,6% al ICE (incluye peaje).*

17. ***Cámara de Comercio, Industria y Turismo de la Zona Norte, cédula de persona jurídica número 3-002-335918. Representada por el señor Marcos Vinicio Solís Rojas, portador de la cédula de identidad número 2-0405-0495:***

*El oponente solicita a Coopelesca reconsiderar, al menos en algún extremo, la gestión de incremento tarifario solicitado, esto debido al escenario económico nacional que estamos sufriendo los costarricenses, en especial el sector privado, y que un incremento más en los costos deteriora la competitividad de los negocios.*

*El oponente insta a Coopelesca a buscar alternativas a lo interno en reducción de costos o cualquier otra estrategia en la que la cooperativa se pueda solidarizar con la durísima realidad económica que todos estamos enfrentando.*

*En atención a las preocupaciones externadas, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación.*

*En este contexto, se le informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En este sentido, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

18. ***A 85 Eduardo Zamora Marín, cédula número 2-0325-0062, Víctor Mauricio Salas Arias, cédula 2-0352-0076, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Rafael Ángel Murillo Villalobos, cédula 2-0410-0609, José Joaquín Aguilar Retana, cédula 1-0433-0618, Asdrúbal Esquivel Gamboa, cédula 7-0060-0463, Tomasa Sobeida Brenes García, cédula 8-0114-0205, Luis Diego Miranda Otoya, cédula 2-0606-0224, Ayda Abigail Oporta Hernández, cédula de residencia permanente número 155804439804, Nidia María Rojas Rodríguez, cédula 2-0512-0557, Ademar Isidro Chaves Carvajal, cédula 1-0923-0327, Patricia Zamora Marín, cédula 2-0445-0520, Sleyter Quesada Corella, cédula 2-0727-0369, Paola Marcela Rojas Toledo, cédula 2-0669-0836, Olivier Hernández Gómez, cédula 2-0431-0959, Jairo José García Solís, cédula 2-0614-0399, Hellen María Zamora Zamora, cédula 20705-0390, Eladio Méndez Camacho, cédula 2-0344-0919, Ana Iris Zamora Marín, cédula 2-0365-0162, Roberto Andrés Barrantes Morales, cédula 2-0569-0707, Vanessa Vargas Salas, cédula 2-0515-0172, Hernán Francisco Jara Arce, cédula 2-0504-0970, Ana María Campos Alvarado, cédula 9-0073-0515, Rosa Ana Otoya Rojas, cédula 2-0412-0060, Leticia Hernández Rodríguez, cédula 2-0316-0175, Luis Fernando González Soto, cédula 2-0285-0810, José Edivino Araya Chaves, cédula 2-0370-0278, Dani Antonio Rivera Jiménez, cédula 2-0513-0252, Leonel Barrantes Morales, cédula 2-0392-0808, Chisthian Javier Pizarro Jaen, cédula 5-0309-0218, Fabricio Rodríguez Acuña, cédula 2-0457-0582, Giovanni Pitti Bermúdez, cédula 6-0175-0074, Kattia Yorlene Chacón Gamboa, cédula 2-0499-0679, Max Emilio Madrigal Quesada, cédula 2-0513-0008, Ronald Abarca Arroyo, cédula 1-0907-0929, Álvaro Alfaro Calvo, cédula 2-0205-0540, Luis Gerardo Madrigal Cascante, cédula 1-0412-1190, Miguel Ángel Murillo Morales, cédula 2-0417-0184, Jeammy Vanessa Salazar Rojas, cédula 2-0625-0836, Luis Fernando Mora Zeledón, cédula 2-0325-0690, Alejo Álvarez Cruz, cédula 2-0284-0435, Jorge Orlando Cortés González, cédula 2-0408-0360, Oscar Luis Benavides Sibaja, cédula 2-0439-0576, Guido Salas Araya, cédula 2-0265-0922, Orlando Pérez Espinoza, cédula 4-0115-0459, Henry Arturo Quirós Chaves, cédula 2-0351-0126, Gerardo Benavides Benavides, cédula 2-0248-0804, Luis Guillermo Murillo Morales, cédula 2-0447-0481, Carlos Manuel Murillo Morales, cédula 2-0374-0416, Nancy Yahaira Jiménez Granados, cédula 2-0565-0188, Carlos Enrique Solís Arias, cédula 2-0365-0158, Valeria Salazar Vargas, cédula 2-0738-0759, Gerardo Francisco Sánchez Fernández, cédula 2-0314-0294, Yorleny Martínez Montoya, cédula 2-0519-0480, Ronald Gerardo Solís Gamboa, cédula 2-0454-0915, Harold Augusto Angulo Lobo, cédula 1-0810-0872, Kevin Carranza Salazar, cédula 2-0791-0826, José Jarold Garro Rojas, cédula 2-0495-0013, Luis Ángel Olivar Soto, cédula 2-0205-0565, Reducindo Arce Benavides, cédula 2-0281-0403, Gilbert Oporta Paz, cédula de residencia***

***permanente 15581108822, Luis Barrantes Morales, cédula 2-0335-0781, Dennis Jairo Montenegro Rizo, cédula de residencia permanente 155816929413, Freddy Carvajal Vargas, cédula 2-0274-0891, Marli Evelin García Espinoza, cédula 2-0569-0437, Jorge Luis Ramírez Monge, cédula 2-0399-0346, Juan Antonio Rodríguez Rojas, cédula 2-0289-0224, Randall Paniagua Guzmán, cédula 2-0680-0361:***

*Indican los oponentes que están en contra de ambas solicitudes.*

*Los oponentes fundamentan su oposición:*

1. *La cooperativa no abarata su electricidad, se supone que de comprar una o dos hidroeléctricas, dejaría de comprar así electricidad al ICE, ahorrándose un buen porcentaje o monto de dinero al dejar de pagar por compra de electricidad, lo que se vería reflejado en una disminución el precio de tarifa eléctrica y en los montos de los recibos de sus abonados o usuarios. Se limita solo a recuperar las pérdidas, a pesar de que la gerencia manifestó que con la compra de la planta hidroeléctrica produciría un bajonazo en el costo de la producción de la energía, y que la planta estaba interconectada no produciendo costos adicionales en este sentido.*

2. *La solicitud de aumento de Coopelesca se basa en recuperar recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos y la obtención del equilibrio financiero de la empresa. No es culpa del abonado o usuario que por un negociazo de unos en una compra-venta de una hidroeléctrica y toma de decisión de otros, sean ahora circunstancias para trasladar costos de las consecuencias a los usuarios del servicio eléctrico.*
   *Los oponentes exponen situaciones en torno a la compara de la hidroeléctrica Aguas Zarcas.*

3. *Coopelesca debe de buscar a toda costa, el bienestar social de sus abonados en todos los campos de su accionar: infocomunicaciones, almacene eléctricos, subestaciones y planta hidroeléctricas, genera así excelentes fuentes de trabajo con buenos salarios, pero el alza en la tarifa de la electricidad propone lo contrario, el poder adquisitivo se verá afectado.*

4. *El precio actual del kWh está más que bien vendido por la empresa y bien pagado por sus usuarios, por lo que se amerita un rechazo de la propuesta de aumento tarifario de luz.*

*Los oponentes solicitan:*

1. *Archivo de los expedientes y denegar la solicitud de aumento tarifario de luz.*

2. *Con carácter permanente denegar a futuro cualquier otra solicitud de aumento de tarifa eléctrica para recuperar recursos económicos y lograr balance en sus finanzas, bajo el tema planta hidroeléctrica Aguas Zarcas.*

3. *Que Aresep indique a Coopelesca otras medidas de recuperación de recursos económicos y exigir su aplicación en tanto las posibilidades lo permitan, para que no sean trasladados a los usuarios de la Cooperativa. Podría sugerir reducción del personal, cierre del canal 14, negociar para beneficio de la cooperativa pagos más bajos en asesorías y en futuras compras de planta hidroeléctricas, son algunas sugerencias que podrían ahorrar mucho dinero y más si estuvieran generando pérdidas.*

*En atención a lo solicitado por los oponentes, se les indica que la solicitud de ajuste por concepto de liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, la Intendencia la aplicación tiene la responsabilidad de realizar la tramitación de la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, de conformidad con lo establecido en la Ley N° 7593, la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por Coopelesca. Por ello, se le indica a los oponentes que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

*Aunque la Autoridad Reguladora no puede coadministrar, así establecido por el artículo 3 del Reglamento a la Ley 7593, se les informa que la Intendencia de Energía analiza toda la documentación que da sustento a la petición de liquidación, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos costos y gastos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Asimismo, se les indica que el proyecto de Contabilidad Regulatoria permite separar las actividades reguladas de las no reguladas, para evitar que se trasladen los costos y gastos no asociados a la prestación del suministro eléctrico.*

*Finalmente, en atención a los expuesto, se aclara a los oponentes que en la actualidad Coopelesca produce, desde su sistema de generación, alrededor del 24,7% de la energía que requiere para atender su demanda, por lo que el resto de la energía necesaria la adquiere de Coneléctricas y Cubujuquí (35,7%) y del ICE (39,6%), incluyendo el peaje.*

***19. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula de persona jurídica número 3-002-413768. Representada por el señor Jack Liberman Ginsberg, cédula número 8-0031-0074:***

*El oponente indica que según la solicitud tramitada en el expediente ET-006-2019 manifiesta:*

1. *Coopelesca solicita el ajuste argumentando que durante el año 2016 y 2017, no logró alcanzar los resultados financieros que la Aresep le había aprobado, sin embargo, de la revisión de los estados de resultados de los periodos 2016 y 2017 se puede demostrar que:*

    a. *En ambos años, según Coopelesca, el excedente de operación alcanzado fue menor a lo aprobado por la Aresep.*
    b. *Lo ingresos reales fueron mayores a lo proyectado por la Aresep, y la razón por la que no alcanzó el excedente establecido se debe a que sus gastos fueron mayores a lo proyectado por Aresep.*
    c. *El único costo que posee Coopelesca se ve afectado por el incremento en las ventas corresponde a las compras de electricidad, que fueron adicionales a lo proyectado en ambos años.*
    d. *Únicamente ¢370 millones de las compras adicionales de electricidad no fueron cubiertos por los ingresos incrementales percibidos por Coopelesca, por lo que cerca de ¢1 487 millones de lo que Coopelesca pretende obtener con esta solicitud, corresponde a otros gastos que no se ven afectados por el incremento de las ventas.*
    e. *Los gastos administrativos, de distribución y comercialización reales fueron mayores a los aprobados por Aresep y esta es la razón por la que Coopelesca solicita aumento en las tarifas.*
    f. *En los gastos administrativos, de distribución y comercialización Coopelesca pretende que se le reconozca más de lo aprobado por Aresep.*
2. *Los gastos adicionales pretendidos se explican porque esta empresa distribuidora considera que la proporción de sus gastos totales, atribuibles al servicio de distribución son mayores a los considerados por Aresep cuando fijo tarifas.*
3. *En el expediente no se encuentra la metodología ni los fundamentos que utiliza Coopelesca para determinar que los factores para distribuir los gastos administrativos, de distribución y de comercialización son mayores, es por esta razón que Acograce considera que la Aresep debe mantener los mismos factores aprobados, por lo que no existe razón para considerar que los gastos sean diferentes a los que previamente se proyectó.*

4. *Consideramos que la metodología de Liquidación de Gastos que se pretende aplicar, fue elaborada para realizar un ajuste ex post a las fijaciones tarifarias, que garantice el equilibrio financiero de las empresas distribuidoras y proteja a los consumidores cuando los gastos reales se alejan de los proyectados.*
5. *Pretender ajustar las tarifas argumentando que los factores de distribución de gastos que fueron aprobados durante las resoluciones que fijaron las tarifas de ambos años, eran incorrectos, deja en clara posición de indefensión a los consumidores.*
6. *Considerando lo anterior, Acograce ha estimado que el excedente real de operación de Coopelesca fue ¢292 millones adicionales en el 2016 y ¢679,3 millones en el 2017 para un total de ¢971,7 millones, de tal forma que más bien procede aplicar una rebaja del 2,97%*

*Petitoria:*

*Rebajar las tarifas de Coopelesca en un 2,97% durante el periodo del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo del 2020.*

*En respuesta a lo expuesto y la petitoria realiza por el oponente, que el ajuste tarifario por concepto de liquidación está previsto en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. Por tanto, la Intendencia como responsable de la aplicación de estas metodologías, debe realizar la tramitación de la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante lo anterior, se informa al oponente que la Autoridad Reguladora, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por Coopelesca. Por ello, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad de Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

*Por otro lado, toda fijación tarifaria se sustenta en la estimación de los ingresos, costos y gastos que la Autoridad Reguladora reconoce e incorpora en el cálculo de la tarifa, de manera que la liquidación prevista lo que pretende, de acuerdo con la metodología, es contrastar esas estimaciones con los ingresos, costos y gastos reales, previendo la posibilidad de reconocer las diferencias, siempre y cuando estés debidamente justificada y apegadas al principio del servicio al costo.*

*Por último, se le informa que el proyecto de Contabilidad Regulatoria, de conformidad con lo establecido en la RIE-068-2016, separa los ingresos, gastos y costos de las actividades reguladas y no reguladas; previendo la asignación de gastos y costos comunes, utilizando factores de asignación que deben estar debidamente justificados.*

*En este estudio tarifario, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía analiza toda la documentación que da sustento a la petición de liquidación, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos costos y gastos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*[…]*

**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 estructura de costos y gastos las tarifas del sistema de generación que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020 tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar la estructura de costos y gastos las tarifas del sistema de generación que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020, de la siguiente manera:

| **Coopelesca Sistema de generación** | | **Rige a partir del 1 abril 2019 al 31 marzo 2020** | **Rige a partir del 1 abril 2020** |
|---|---|---|---|
| **► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 63,82 | 60,98 |
| Periodo Valle | cada kWh | 47,74 | 45,61 |
| Periodo Noche | cada kWh | 31,39 | 29,99 |

**II.** Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de esta resolución.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—O. C. N° 9123-2019.—Solicitud N° 051-2019.—( IN2019330631 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0022-IE-2019 del 19 de marzo de 2019**

# SOLICITUD DE LIQUIDACIÓN TARIFARIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA LOS PERIODOS 2016 Y 2017, PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. *(COOPELESCA)*

**ET-006-2019**

## RESULTANDO:

**I.** Que la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L. (Coopelesca), cédula jurídica 3-004-045117, cuenta con "Concesión de servicio público de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución y comercialización", según resolución R-005-2013-MINAE del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), la cual establece un plazo de concesión de 20 años, hasta el 31 de octubre del 2033.

**II.** Que el 15 de enero del 2019, mediante el oficio Coopelesca GG-021-2019, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L. (Coopelesca) presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, correspondiente a la liquidación tarifaria de los periodos 2016 y 2017 (folios 01 al 20), relacionada con lo resuelto por medio de la resolución RIE-031-2016.

**III.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el informe IN-0009-IE-2019, la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por Coopelesca (folios 23 a 25).

**IV.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0076-IE-2019, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por Coopelesca para el servicio de distribución de electricidad (folios 26 al 28).

**V.** Que el 28 de enero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°19 (folio 366).

**VI.** Que el 28 de enero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 366).

**VII.** Que el 5 de febrero del 2019, mediante el informe IN-0029-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 380 al 382).

**VIII.** Que el 14 de febrero del 2019 se remite el oficio OF-0198-IE-2019 correspondiente a la solicitud de información adicional para el sistema de generación de Coopelesca (oficios 383 al 390).

**IX.** Que el 20 de febrero del 2019, mediante el oficio Coopelesca GG-108-2019 Coopelesca remite la información adicional correspondiente a lo solicitado en el oficio OF-0198-IE-2019 (oficios 391 al 392).

**X.** Que el 21 de febrero del 2019 a las 17:00 horas se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 28 de febrero del 2019 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0049-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la audiencia pública N° AP-007-2019. Se recibieron posiciones validas por parte de: Cámara de Comercio, Industria y Turismo de la Zona Norte, cédula de persona jurídica número 3-002-335918, representada por el señor Marcos Vinicio Solís Rojas, cédula número 2-0405-0495, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 1-0812-0378, Danilo Vega Rojas, cédula 3-0103-0866, Carlos Chacón Brenes, cédula 2-0610-0704, Sergio Valenciano Vargas, cédula 1-0980-0706, Carlos Quinto Hernández Abarca, cédula 3-0167-0941, Luis Fernando Solís Sauma, cédula 2-0433-0274, Marcos Ramírez Jiménez, cédula 1-0587-0461, Compañía Frutera La Paz S.A., cédula de persona jurídica número 3-101-568900 representada por la señora Luisa María Chacón Caamaño, cédula 1-0858-0838, Carlos Roberto Blanco Sánchez, cédula 1-0484-0108, Xinia María Salazar Ramírez, cédula 4-0148-0058, Miguel Morales Barrantes, cédula 2-0526-0441, José Joaquín Jiménez Alfaro, cédula 2-0392-0651, Hormidas Gerardo Jiménez González, cédula 2-0371-0960, Juan Carlos Bolaños Montero, cédula 2-0389-0510, Nidia Jiménez Vásquez, cédula 9-0050-0822, Eduardo Zamora Marín, cédula 2-0325-0062, Víctor Mauricio Salas Arias, cédula 2-0352-0076, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Rafael Ángel Murillo Villalobos, cédula 2-0410-0609, José Joaquín Aguilar Retana, cédula 1-0433-0618, Asdrúbal Esquivel Gamboa, cédula 7-0060-0463, Tomasa Sobeida Brenes García, cédula 8-0114-0205, Luis Diego Miranda Otoya, cédula 2-0606-0224, Ayda Abigail Oporta Hernández, cédula de residencia permanente número 155804439804, Nidia María Rojas Rodríguez, cédula 2-0512-0557, Ademar Isidro Chaves Carvajal, cédula 1-0923-0327, Patricia Zamora Marín, cédula 2-0445-0520, Sleyter Quesada Corella, cédula 2-0727-0369, Paola Marcela Rojas Toledo, cédula 2-0669-0836, Olivier

Hernández Gómez, cédula 2-0431-0959, Jairo José García Solís, cédula 2-0614-0399, Hellen María Zamora Zamora, cédula 20705-0390, Eladio Méndez Camacho, cédula 2-0344-0919, Ana Iris Zamora Marín, cédula 2-0365-0162, Roberto Andrés Barrantes Morales, cédula 2-0569-0707, Vanessa Vargas Salas, cédula 2-0515-0172, Hernán Francisco Jara Arce, cédula 2-0504-0970, Ana María Campos Alvarado, cédula 9-0073-0515, Rosa Ana Otoya Rojas, cédula 2-0412-0060, Leticia Hernández Rodríguez, cédula 2-0316-0175, Luis Fernando González Soto, cédula 2-0285-0810, José Edivino Araya Chaves, cédula 2-0370-0278, Dani Antonio Rivera Jiménez, cédula 2-0513-0252, Leonel Barrantes Morales, cédula 2-0392-0808, Chisthian Javier Pizarro Jaen, cédula 5-0309-0218, Fabricio Rodríguez Acuña, cédula 2-0457-0582, Giovanni Pitti Bermúdez, cédula 6-0175-0074, Kattia Yorlene Chacón Gamboa, cédula 2-0499-0679, Max Emilio Madrigal Quesada, cédula 2-0513-0008, Ronald Abarca Arroyo, cédula 1-0907-0929, Álvaro Alfaro Calvo, cédula 2-0205-0540, Luis Gerardo Madrigal Cascante, cédula 1-0412-1190, Miguel Ángel Murillo Morales, cédula 2-0417-0184, Jeammy Vanessa Salazar Rojas, cédula 2-0625-0836, Luis Fernando Mora Zeledón, cédula 2-0325-0690, Alejo Álvarez Cruz, cédula 2-0284-0435, Jorge Orlando Cortés González, cédula 2-0408-0360, Oscar Luis Benavides Sibaja, cédula 2-0439-0576, Guido Salas Araya, cédula 2-0265-0922, Orlando Pérez Espinoza, cédula 4-0115-0459, Henry Arturo Quirós Chaves, cédula 2-0351-0126, Gerardo Benavides Benavides, cédula 2-0248-0804, Luis Guillermo Murillo Morales, cédula 2-0447-0481, Carlos Manuel Murillo Morales, cédula 2-0374-0416, Nancy Yahaira Jiménez Granados, cédula 2-0565-0188, Carlos Enrique Solís Arias, cédula 2-0365-0158, Valeria Salazar Vargas, cédula 2-0738-0759, Gerardo Francisco Sánchez Fernández, cédula 2-0314-0294, Yorleny Martínez Montoya, cédula 2-0519-0480, Ronald Gerardo Solís Gamboa, cédula 2-0454-0915, Harold Augusto Angulo Lobo, cédula 1-0810-0872, Kevin Carranza Salazar, cédula 2-0791-0826, José Jarold Garro Rojas, cédula 2-0495-0013, Luis Ángel Olivar Soto, cédula 2-0205-0565, Reducindo Arce Benavides, cédula 2-0281-0403, Gilbert Oporta Paz, cédula de residencia permanente 15581108822, Luis Barrantes Morales, cédula 2-0335-0781, Dennis Jairo Montenegro Rizo, cédula de residencia permanente 155816929413, Freddy Carvajal Vargas, cédula 2-0274-0891, Marli Evelin García Espinoza, cédula 2-0569-0437, Jorge Luis Ramírez Monge, cédula 2-0399-0346, Juan Antonio Rodríguez Rojas, cédula 2-0289-0224, Randall Paniagua Guzmán, cédula 2-0680-0361, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula de persona jurídica número 3-002-413768. Representada por el señor Jack Liberman Ginsberg, portador de la cédula de identidad número 8-0031-0074.

**XI.** Que el 19 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0030-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó fijar la estructura de costos y gastos sin combustible tarifas del sistema de distribución que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0030-IE-2019, 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 Coopelesca, la que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa del sistema de distribución de energía eléctrica, por concepto de liquidación tarifaria 2016 y 2017, según el siguiente detalle:*

## *Cuadro N° 1*
## *Sistema de distribución, Coopelesca*
## *Tarifa vigente y propuesta*

| Categoría Tarifaria | Detalle del Cargo | DEL 1-04-2019 AL 31-03-2020 | | DIFERENCIA | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | TARIFA VIGENTE | TARIFA PROPUESTA | RELATIVA | PORECENTUAL |
| **Tarifa T-RE Tarifa Residencial** | | | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | ₡ 2 124,00 | ₡ 2 244,52 | ₡ 120,52 | 5,67% |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | ₡ 70,80 | ₡ 74,82 | ₡ 4,02 | 5,67% |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | ₡ 89,01 | ₡ 94,06 | ₡ 5,05 | 5,67% |
| **Tarifa T-CO Tarifa Comercios y Servcios** | | | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | | |
| a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh | Cada kWh | ₡ 92,04 | ₡ 97,26 | ₡ 5,22 | 5,67% |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | ₡ 224 520,00 | ₡ 237 260,16 | ₡ 12 740,16 | 5,67% |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | Cada kWh | ₡ 74,84 | ₡ 79,09 | ₡ 4,25 | 5,67% |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | ₡ 45 332,00 | ₡ 47 904,32 | ₡ 2 572,32 | 5,67% |
| e. Bloque mayor a 10 kW | Cada kW | ₡ 4 533,20 | ₡ 4 790,43 | ₡ 257,23 | 5,67% |
| **Tarifa T-IN Tarifa Industrial** | | | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | | |
| a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh | Cada kWh | ₡ 92,04 | ₡ 97,26 | ₡ 5,22 | 5,67% |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | ₡ 224 520,00 | ₡ 237 260,16 | ₡ 12 740,16 | 5,67% |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | Cada kWh | ₡ 74,84 | ₡ 79,09 | ₡ 4,25 | 5,67% |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | ₡ 45 332,00 | ₡ 47 904,32 | ₡ 2 572,32 | 5,67% |
| e. Bloque mayor a 10 kW | Cada kW | ₡ 4 533,20 | ₡ 4 790,43 | ₡ 257,23 | 5,67% |
| **Tarifa T-MT Tarifa Media Tensión** | | | | | |
| Por consumo de energía (kWh) | | | | | |
| a. Energía Punta | Cada kWh | ₡ 73,84 | ₡ 78,03 | ₡ 4,19 | 5,67% |
| b. Energía Valle | Cada kWh | ₡ 62,71 | ₡ 66,27 | ₡ 3,56 | 5,67% |
| c. Energía Noche | Cada kWh | ₡ 56,64 | ₡ 59,85 | ₡ 3,21 | 5,67% |
| Por consumo de potencia (kW) | | | | | |
| d. Potencia Punta | Cada kW | ₡ 4 247,98 | ₡ 4 489,03 | ₡ 241,05 | 5,67% |
| e. Potencia Valle | Cada kW | ₡ 4 247,98 | ₡ 4 489,03 | ₡ 241,05 | 5,67% |

*Las razones que motivan la petición tarifaria por liquidación de los periodos 2016 y 2017 para el sistema de distribución que presta Coopelesca se centra en: i) recuperar recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos, así como la obtención del equilibrio financiero de la empresa.*

## *2. Análisis de la solicitud*

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por Coopelesca para el servicio de distribución de electricidad, correspondiente a la liquidación tarifaria de los periodos 2016 y 2017, tomando como base lo aprobado mediante la resolución RIE-031-2016 del 10 de marzo de 2016.*

### *a. 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 de Coopelesca. Este análisis de mercado se encuentra conformado por una comparación de los montos de liquidación calculados por Coopelesca y los resultados de la liquidación obtenidos por la Intendencia de Energía (IE) para los mismos conceptos, así como las justificaciones de las diferencias.*

*Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:*

1. *Coopelesca solicita un aumento del 5,67% en las tarifas vigentes Residencial (T-RE), tarifa industrial (T-IN), tarifa comercios y servicios (T-CO) y tarifa Media Tensión (T-MT) para el periodo del 1 de abril 2019 a 31 de marzo de 2020. Con el ajuste tarifario propuesto se conseguirían compensar la liquidación del periodo 2016-2017.*

2. *Con este ajuste Coopelesca estima tener ingresos adicionales cercanos a los ¢2 246 millones.*

3. *A continuación, se presenta el análisis correspondiente a la liquidación de mercado del año 2016:*

    - ✓ *Respecto al mercado aprobado para el año 2016, se realiza un ajuste que Coopelesca no considera. Se adicionan ¢146,4 millones que fueron reconocidos mediante un ajuste a las tarifas según RIE-035-2016, que incrementó las tarifas en un 0,60%, durante el periodo abril a diciembre del año 2016.*
    - ✓ *Respecto al ingreso real alcanzado, Coopelesca registra ¢36 067 millones, mientras que la IE registra ¢36 666 millones. La diferencia es que la IE utiliza el compendio de los reportes mensuales enviados por la Cooperativa a lo largo del periodo, reporte que envía la distribuidora en atención a la resolución RIE-089-2016.*
    - ✓ *Esta diferencia en registro también se presenta en el gasto para adquirir energía y potencia, así como su transmisión. En el concepto de pago al ICE-Generación, ICE-transmisión, Coopelesca-*

*Generación, Coneléctricas, y Cubujuquí. De esta manera Coopelesca indica que el gasto es de ¢25 896 millones, mientras que Aresep registra ¢25 665 millones.*

4. *A continuación, se presenta el análisis correspondiente a la liquidación de mercado del año 2017:*

   - ✓ *Respecto al mercado aprobado para el año 2017, se realiza un ajuste que Coopelesca no considera. Se adicionan ¢77,9 millones que es la proporción del ajuste reconocido para el periodo 2017 (octubre a diciembre) mediante resolución RIE-103-2017, que implicó un incrementó en las tarifas de distribución del 0,87%.*
   - ✓ *Respecto al ingreso real alcanzado, no se presenta una diferencia relevante entre los dos valores de Coopelesca y Aresep.*
   - ✓ *Respecto al gasto para adquirir energía y potencia, así como su transmisión Coopelesca reporta un monto de ¢26 070,4 millones, mientras que Aresep registró ¢25 990,6 millones por concepto de pago al ICE-Generación, ICE-transmisión, Coopelesca-Generación, Coneléctricas, y Cubujuquí. La diferencia es que la IE utiliza el compendio de los reportes mensuales enviados por la Cooperativa a lo largo del periodo, reporte que envía la distribuidora en atención a la resolución RIE-089-2016.*

5. *Considerando la liquidación de mercado, inversiones y financiero se calcula un monto neto diferencial de ¢1 190,5 millones acumulando los años 2016 y 2017. Este monto debe ser recuperado por la empresa distribuidora a través de un ajuste en las tarifas del sistema de distribución eléctrica.*

6. *Respecto al mercado base para calcular el ajuste porcentual, la IE no realiza proyecciones adicionales y utiliza el último análisis de mercado aprobado según la resolución RIE-010-2018 como mercado para los años 2019 y 2020. De esta forma se tiene como proyección de ingreso vigente anual ¢37 065,1 millones (sin considerar alumbrado público).*

7. *Además, en el estado de resultados se reconoce en el sistema de distribución la suma de ¢360,1 millones de colones por concepto de ajuste en los precios del propio sistema de generación de Coopelesca, lo cual implicará un aumento en el gasto de la distribuidora. Específicamente se reconocen ¢270,1 millones para el año 2019 y ¢90,0 millones para el año 2020.*

   *Al respecto, si bien corresponde el reconocimiento de esta diferencia a favor de Coopelesca, es necesario aclarar que Coopelesca no incluye este rubro en su solicitud tarifaria. De haberlo incorporado la pretensión de ingresos adicionales se incrementa en ¢693 millones, lo que llevaría el ajuste a 7,43%, manteniendo igual el resto de las condiciones del estudio de Coopelesca. Este porcentaje es el comparable con el ajuste propuesto por Aresep.*

8. *De esta forma, para mantener el equilibrio financiero del sistema de distribución de Coopelesca se estima un requerimiento de ingreso adicional de ¢1 597,2 millones.*

9. *Se acepta la propuesta de Coopelesca de realizar el ajuste en un periodo de 12 meses que abarcan meses de dos años, a partir del primero de abril del año 2019, hasta el 31 de marzo del año 2020. Específicamente se esperarían ingresos adicionales de ¢1 186, 2 millones para el año 2019 (abril a diciembre) y de ¢410,9 millones para el año 2020 (enero a marzo).*

10. *De esta forma se propone un incremento del 4,31% en todas las tarifas del sistema de distribución de Coopelesca a partir del primero de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020.*

11. *A partir de abril del 2020, la tarifa regresa a la tarifa establecida en RIE-010-2018, publicada el 19 de febrero de 2018, en el Alcance 11 de La Gaceta 31.*

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

***Cuadro N° 2***
***Sistema de distribución, Coopelesca***
***Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos***
***Ingresos vigentes y propuestos por la IE (*).***
***2019 – 2020***

| AÑO | VENTAS GWh | ING.VIG (millones ¢) | ING.PROP (millones ¢) |
|---|---|---|---|
| **2019** | **439,9** | **37 065,1** | **38 228,0** |
| **2020** | **439,9** | **37 065,1** | **37 452,7** |

*_/Incluye Residencial, residencial horaria, industrial, comercios y servicios y media tensión. No incluye alumbrado público

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

*Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía del sistema de distribución de Coopelesca (incluyendo Alumbrado público) de ¢84.3 a ¢86,9 para el año 2019 y a ¢85,1 para el 2020.*

### *b. Análisis de inversiones*

*El objeto de este estudio es presentar los resultados y conclusiones del análisis de la liquidación de adiciones y retiros de activos presentado por Coopelesca para el sistema de distribución de energía eléctrica, correspondiente a su solicitud de liquidación tarifaria de los periodos 2016-2017 que se tramita en el expediente ET-006-2019.*

### *i. Liquidación de Adiciones del sistema de distribución 2016-2017*

*Las justificaciones de las liquidaciones del sistema de distribución de los períodos 2016 y 2017 fueron presentadas por Coopelesca, y puede ser verificado por cualquier interesado en el expediente público ET-006-2019, folio 21, en el cual se encuentra los archivos digitales que presenta la empresa sobre estructuras de costos y justificaciones presentadas para la liquidación correspondiente.*

*La tarifa para el período 2016 y 2017 fue establecida con base en la información y cálculos disponibles en el ET-129-2015. El cuadro 1 presenta el comparativo de los montos de adiciones otorgados para los años 2016 y 2017; así como la ejecución que reporta Coopelesca para dicho periodo, superando el monto otorgado por Aresep en ¢4,66 millones para el 2016, y ¢341,43 millones para 2017. El desglose de estos montos se encuentra en el archivo digital Liq. Dx Coopelesca ET-006-2019.*

***Cuadro N° 3***
***Comparación adiciones reconocidas por Aresep***
***y ejecutadas por Coopelesca.***
***Periodos 2016 y 2017***

| Periodo | Reconocido por ARESEP ET-129-2015 | Ejecutado por Coopelesca ET-006-2019 | Diferencia |
|---|---|---|---|
| 2016 | 3700,25 | 3704,91 | 4,66 |
| 2017 | 3048,48 | 3389,91 | 341,43 |

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Cabe mencionar que Coopelesca en la presentación de la información tomó como referencia los datos de inversiones y no de adiciones, por tanto al realizar el ajuste del monto reconocido por Aresep para ambos años se presenta una sobre-ejecución y no la sub-ejecución que dio el cálculo realizado por Coopelesca.*

### *ii. Liquidación de retiros del sistema de distribución periodos 2016-2017*

*En el caso de la liquidación de retiros, el desglose de la información se encuentra en el archivo Excel Liq. Dx Coopelesca ET-006-2019. El cuadro 2 muestra el comparativo de los montos de retiro reconocidos para los años 2016 y 2017; así como el retiro real que reporta Coopelesca para dicho periodo. Para ambos periodos el monto retirado por la empresa supera ampliamente el reconocido por Aresep; sin embargo, hay que tomar en cuenta que Aresep reconoció el monto total solicitado por la empresa por lo cual la gran diferencia que se presenta implica así mismo una subestimación en la proyección de los retiros por parte de Coopelesca.*

***Cuadro N° 4***
***Comparación retiros reconocidos por Aresep***
***y ejecutados por Coopelesca***
***Periodos 2016 y 2017***

| Periodo | Reconocido por ARESEP ET-129-2015 | Ejecutado por Coopelesca ET-006-2019 | Diferencia |
|---|---|---|---|
| 2016 | 129,29 | 789,32 | 660,03 |
| 2017 | 51,62 | 760,41 | 708,79 |

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

### *c. Análisis financiero*

### *Liquidación del periodo 2016-2017:*

*Tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente para el sistema de distribución RJD-139-2015, una vez aplicado por primera vez el modelo descrito, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de distribución, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente.*

*Lo anterior implica identificar las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se consideraron en el cálculo del ajuste tarifario del 2016 y 2017, y los valores reales presentados por Coopelesca, durante el periodo en que el ajuste tarifario estuvo vigente. Asimismo, valorar técnicamente la información y documentación de respaldo aportada por Coopelesca para justificar esas diferencias.*

#### *i. Criterios de análisis utilizado:*

*Los criterios utilizados por la IE para analizar la liquidación de costos y gastos del servicio de distribución son los siguientes:*

- ✓ *Para el análisis de los gastos del sistema de distribución correspondientes al periodo 2016 y 2017, se utilizó como referencia los estados financieros auditados con corte a diciembre del 2016 y 2017.*
- ✓ *Para el análisis de los gastos del periodo en estudio, se comparó entre lo real ejecutado por Coopelesca en los periodos 2016 y 2017 con respecto a lo estimado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para los mismos periodos.*
- ✓ *Se analizaron las diferencias por objeto de gasto y por fuente de generación, y estas se segregaron en gastos recurrentes y gastos no recurrentes. Sin embargo, se pudo observar que no existían gastos no recurrentes.*

- ✓ *El análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes se basó en la razonabilidad del gasto, justificación y respaldo documental del mismo.*
- ✓ *Para la partida correspondiente a "remuneraciones" además de la información expuesta en los estados financieros auditados con corte a diciembre 2016 y 2017, se analizó el reporte y conciliación con la CCSS.*
- ✓ *Se utilizó un tipo de cambio de venta promedio anual para la conversión de gastos que se encontraban en dólares, los cuales corresponden a 538,46 y 562,91 para el año 2016 y 2017, respetivamente.*

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

*A continuación, se detalla los datos reales de Coopelesca en del Sistema de Distribución del 2016 y 2017, así como lo aprobado en aquel momento por Aresep:*

***Cuadro N° 5***
***Sistema de distribución, Coopelesca***
***Datos reales Coopelesca vs Aprobados Aresep***
***Montos en millones de colones***

**2016**

| **INGRESOS DE OPERACIÓN** | | **REAL** | | **ARESEP PROPUESTO** |
|---|---|---|---|---|
| VENTAS DE ELECTRICIDAD | ₡ | 36.067,25 | ₡ | 34.142,90 |
| VENTAS DE ALUMBRADO PUBLICO | ₡ | 549,92 | ₡ | 629,70 |
| OTROS INGRESOS | ₡ | 1.868,01 | ₡ | 1.237,60 |
| INGRESOS POR RX & DX | ₡ | (215,63) | ₡ | - |
| Ajuste RIE-035-2016 | | | ₡ | 146,40 |
| LIQUIDACION DEL PERIODO | ₡ | 1.623,00 | ₡ | - |
| **TOTAL INGRESOS** | **₡** | **39.892,55** | **₡** | **36.156,60** |
| | | | | |
| **COSTOS & GASTOS DE OPERACIÓN** | | | | |
| COMPRAS DE ELECTRICIDAD | ₡ | 18.308,41 | ₡ | 15.868,90 |
| COMPRAS DE ELECTRICIDAD-SG | ₡ | 7.588,08 | ₡ | 8.060,60 |
| GASTOS DISTRIBUCION | ₡ | 5.020,97 | ₡ | 4.087,60 |
| GASTOS RX & DX | ₡ | (240,70) | ₡ | - |
| GASTOS COMERCIALIZACION | ₡ | 1.196,21 | ₡ | 937,50 |
| GASTOS ADMINISTRATIVOS | ₡ | 2.087,81 | ₡ | 1.101,00 |
| GASTOS DEPRECIACION | ₡ | 2.292,28 | ₡ | 2.539,00 |
| CANON REGULACION | ₡ | 54,48 | ₡ | 48,10 |
| Ajuste RIE-035-2016 | | | ₡ | 146,40 |
| **TOTAL** | **₡** | **36.307,54** | **₡** | **32.789,10** |
| | | | | |
| **EXCEDENTE DE OPERACIÓN** | **₡** | **3.585,01** | **₡** | **3.367,50** |
| | | | | |
| ACTIVO FIJO NETO EN OPERACIÓN | ₡ | 52.176,32 | ₡ | 49.135,16 |
| CAPITAL DE TRABAJO | ₡ | 629,05 | ₡ | 478,77 |
| **BASE TARIFARIA** | **₡** | **52.805,38** | **₡** | **49.613,92** |
| | | | | |
| **RENTABILDIAD SOBRE BASE TARIFARIA** | | **6,79%** | | **6,79%** |

**2017**

| INGRESOS DE OPERACIÓN | REAL | ARESEP PROPUESTO |
|---|---|---|
| VENTAS DE ELECTRICIDAD | ₡ 37.344,66 | ₡ 34.147,82 |
| VENTAS DE ALUMBRADO PUBLICO | ₡ 514,68 | ₡ 629,20 |
| OTROS INGRESOS | ₡ 1.525,93 | ₡ 1.237,60 |
| INGRESOS POR RX & DX | ₡ (217,64) | ₡ - |
| Ajuste RIE-103-2017 | | ₡ 77,86 |
| LIQUIDACION DEL PERIODO | ₡ 625,00 | ₡ - |
| **TOTAL INGRESOS** | **₡ 39.792,62** | **₡ 36.092,48** |
| **COSTOS & GASTOS DE OPERACIÓN** | | |
| COMPRAS DE ELECTRICIDAD | ₡ 19.644,98 | ₡ 15.868,90 |
| COMPRAS DE ELECTRICIDAD-SG | ₡ 6.425,42 | ₡ 7.727,80 |
| GASTOS DISTRIBUCION | ₡ 4.577,93 | ₡ 4.066,00 |
| GASTOS RX & DX | ₡ (218,20) | ₡ - |
| GASTOS COMERCIALIZACION | ₡ 1.406,62 | ₡ 957,90 |
| GASTOS ADMINISTRATIVOS | ₡ 1.880,30 | ₡ 1.115,40 |
| GASTOS DEPRECIACION | ₡ 2.376,13 | ₡ 2.760,10 |
| CANON REGULACION | ₡ 57,17 | ₡ 49,50 |
| Ajuste RIE-103-2017 | | ₡ 77,86 |
| **TOTAL** | **₡ 36.150,34** | **₡ 32.623,46** |
| **EXCEDENTE DE OPERACIÓN** | **₡ 3.642,28** | **₡ 3.469,02** |
| ACTIVO FIJO NETO EN OPERACIÓN | ₡ 53.282,76 | ₡ 50.835,38 |
| CAPITAL DE TRABAJO | ₡ 584,36 | ₡ 479,90 |
| **BASE TARIFARIA** | **₡ 53.867,12** | **₡ 51.315,29** |
| **RENTABILDIAD SOBRE BASE TARIFARIA** | **6,76%** | **6,76%** |

***Fuente: Datos Coopelesca expediente ET-006-2019***

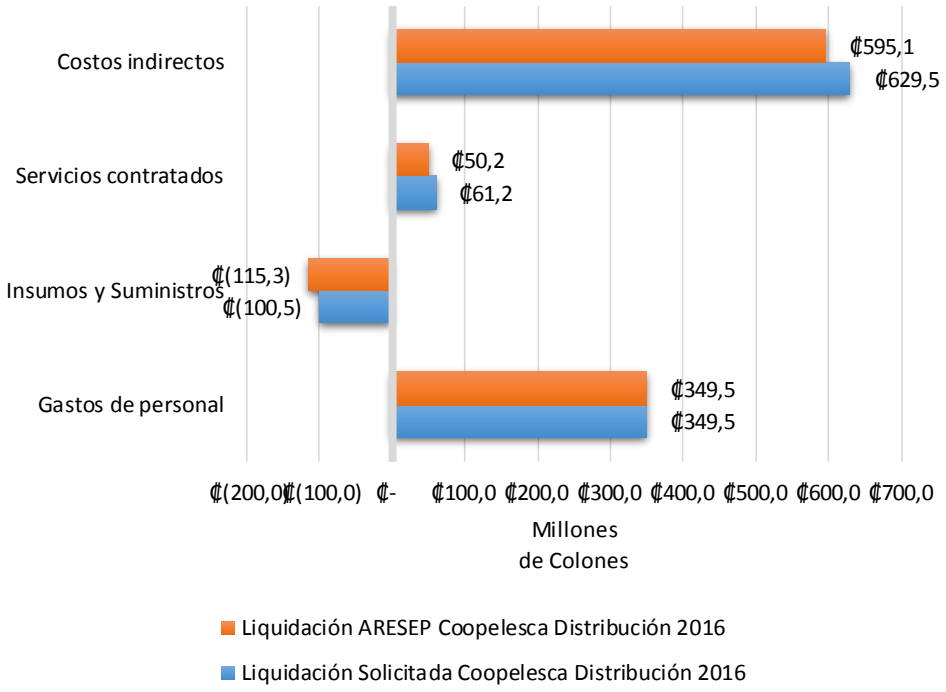
*De los dos cuadros anteriores, se puede observar que Coopelesca está solicitando a la Aresep los montos de liquidaciones del sistema de Distribución correspondientes a 2016 y 2017, ¢1.623,00 millones y ¢625,00 millones, respectivamente.*

*Se detalla a continuación el análisis de la liquidación del sistema de Distribución (Operación/Mantenimiento, Administrativos y Comercialización) de Coopelesca de los periodos 2016 y 2017, tramitado bajo el expediente ET-006-2019:*

- ✓ ***Distribución 2016:***

*El monto por concepto de liquidación solicitado por Coopelesca para el sistema de distribución correspondiente al año 2016 asciende a ¢939,7 millones, mientras que del análisis realizado por la Aresep, dicho monto asciende a ¢879,41 millones, representando una variación de -6,42%. La diferencia por cuentas se puede observar en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 1***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de distribución 2016***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Las razones que explican dichas variaciones son las siguientes:*

- *Se excluye el gasto por "AMORTIZACION ACT DIFERIDO INTERCONEXION ST VENECIA" ya que los datos que justifican dicha cuenta corresponden a reales, los cuales son equipos de protección, y por consiguiente deben ser parte del activo tangible de Coopelesca que debería tener un tratamiento dentro del rubro de propiedad, planta y equipo con sus respectivas depreciaciones.*
- *En cuanto al rubro de "SERVICIOS DE MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES", se reconoce el monto respaldado que corresponde a un 39,1% del total real.*
- *En cuanto a "MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS", el monto respaldado y reconocido corresponde a un 57,7% del monto real ejecutado.*
- *En cuanto a los "VIAJES AL EXTERIOR", se otorga la suma de las facturas/respaldos presentados y que equivalen a un 31,8% del total ejecutado.*

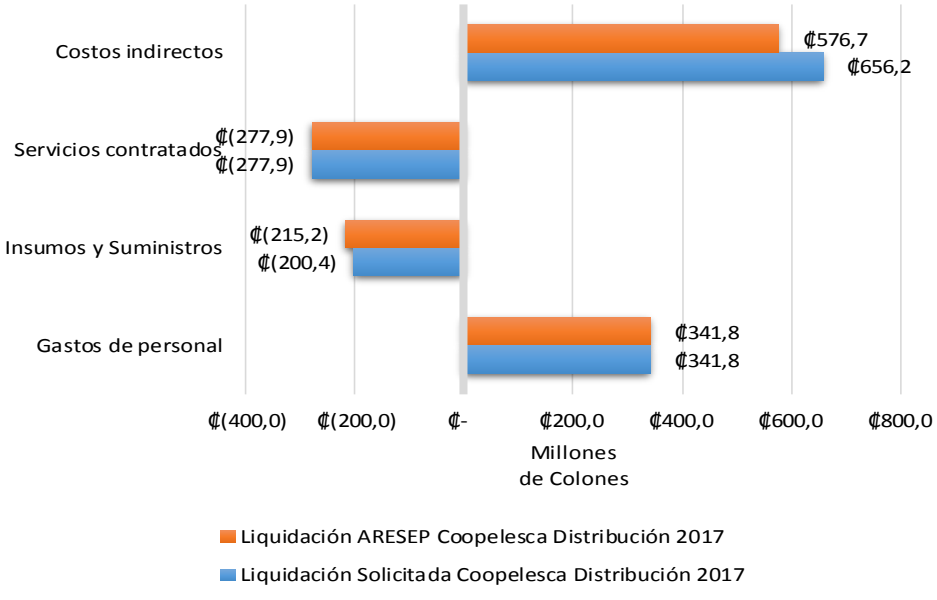
- *Se excluye los "GASTO POR DIFERENCIAS CAMBIARIAS NO FINANCIERAS", ya que no corresponde con gastos de operación/mantenimiento.*

*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep reconoce al sistema de Distribución de Coopelesca un monto total ¢5 015,12 millones, siendo lo solicitado por Coopelesca un monto de ¢5 075,46 millones para el 2016, representando una variación de -1,19%. Estos montos incluyen lo correspondiente al canon de regulación, que se presenta por separado, por un monto de ¢54,48 millones.*

✓ ***Distribución 2017:***

*El monto por concepto de liquidación solicitado por Coopelesca para el sistema de distribución correspondiente al año 2017 asciende a ¢519,6 millones, mientras que del análisis realizado por la Aresep, dicho monto asciende a ¢425,3 millones, representando una variación de -18,14%. La diferencia por cuentas se puede observar en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 2***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de distribución 2017***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Las razones que explican dichas variaciones son las siguientes:*

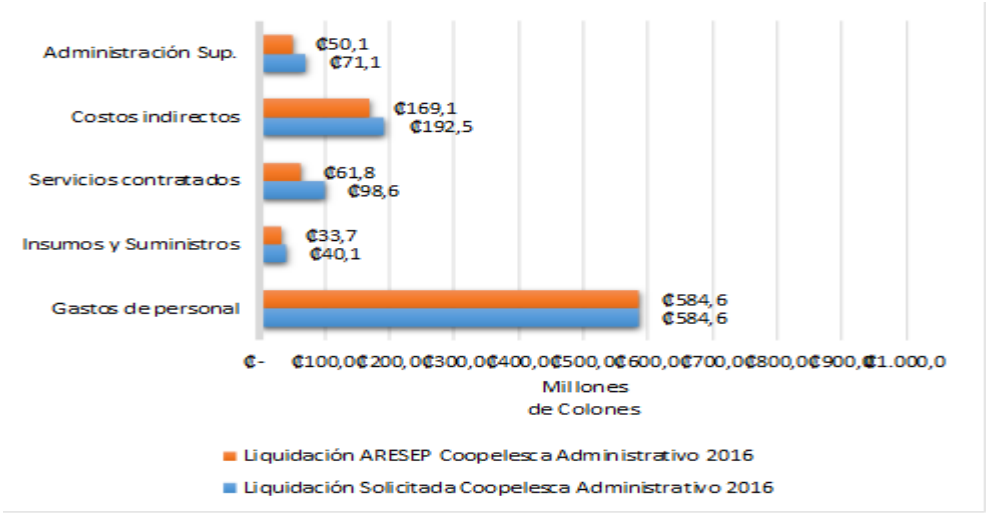
- *Se excluye el gasto por "AMORTIZACION ACT DIFERIDO INTERCONEXION ST VENECIA" ya que los datos que justifican dicha cuenta corresponden a reles, los cuales son equipos de protección, y por consiguiente deben ser parte del activo tangible de Coopelesca que debería tener un tratamiento dentro del rubro de propiedad, planta y equipo con sus respectivas depreciaciones.*
- *En cuanto a "MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS", el monto respaldado y reconocido corresponde a un 42,5% del monto real ejecutado.*
- *En cuanto a los "VIAJES AL EXTERIOR", se otorga la suma de las facturas/respaldos presentados y que equivalen a un 22,7% del total ejecutado.*
- *Se excluye los "GASTO POR DIFERENCIAS CAMBIARIAS NO FINANCIERAS", ya que no corresponde con gastos de operación/mantenimiento.*
- *Se excluye los "GASTOS POR BIENES Y SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN NO EXONERADOS", debido a que según la justificación correspondían a exoneración de facturas que no fueron admitidas por la Administración Tributaria, pero que dentro de éstas existían facturas mal confeccionadas, facturas a las cuales ya se había vencido el tiempo para exonerar, etc., por lo que no fue posible determinar el monto exonerado, además de su relación con la prestación del servicio público.*

*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep reconoce al sistema de Distribución de Coopelesca un monto total ¢4 540,8 millones, siendo lo solicitado por Coopelesca un monto de ¢4 635,1 millones para el 2017, representando una variación de -2,03%. Estos montos incluyen lo correspondiente al canon de regulación, que se presenta por separado, por un monto de ¢57,17 millones.*

✓ ***Administrativos 2016:***

*La liquidación de Administrativos (de distribución) 2016 solicitada por Coopelesca asciende a un monto alrededor de ¢986,8 millones, mientras que el reconocimiento real de Aresep asciende a un monto de ¢899,3 millones, representando una variación de -8,9%. La diferencia por cuentas se puede observar en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 3***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de administrativos 2017***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Es importante recalcar que la cuenta de gastos Administrativos corresponde a una cuenta que debe ser distribuida entre las diferentes actividades o sistemas que tiene la empresa, de tal forma que los porcentajes de distribución, para el año 2016 son los siguientes:*

- *Sistema de distribución el 68,70%*
- *Sistema de generación el 13,55%*
- *Actividad de alumbrado público el 2,41%*
- *Actividades no reguladas el 14,89%*
- *Actividad de reconexión el 0,45%*

*Las razones que explican dichas variaciones son las siguientes:*

- *Se excluyen las partidas de "GASTOS POR MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA", "SERVICIOS PROF DE RECURSOS HUMANOS Y PERSONAL" y "SERVICIOS PROF EN ASERSORÍAS TARIFARIAS", ya que no fue posible trazar dichas erogaciones relacionadas con el servicio público, en cuanto a la presentación de las justificaciones y respaldos.*
- *En cuanto a "HONORARIOS LEGALES – ABOGADO Y NOTARIO", "MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS", "MANTENIMIENTO DE MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA" y "MANTENIMIENTO DE EQUIPO MISCELANEO" se reconoce la suma correspondiente a las*

*facturas/respaldos presentados, que son equivalentes a 43%, 62%, 26% y 45%, respectivamente, con relación al monto global de la cuenta antes de que esta sea distribuida.*

- *Se excluyó la partida de "ATENCION A DIRECTORES", ya que a través del análisis de los respaldos se pudo determinar que la misma no está relacionada con la prestación del servicio público.*

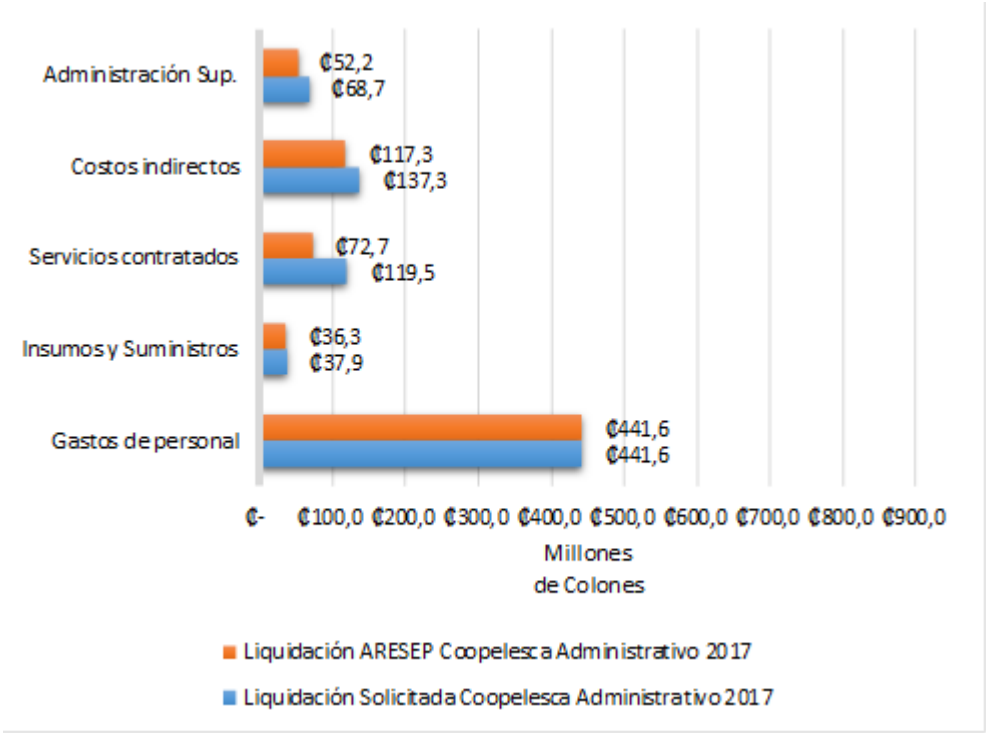
*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep reconoce para las cuentas de Administrativos (de Distribución) de Coopelesca, un monto total ¢2 000,3 millones, siendo lo solicitado por Coopelesca un monto de ¢2 087,8 millones para el 2017, representando una variación de -4,2%.*

*Tal como se indicó, al ser los gastos Administrativos cuentas que deben ser distribuidas, para el caso de los gastos correspondientes a generación se aplicó el resultado del análisis de las cuentas de distribución, por lo que corresponde reconocer al sistema de generación el 95,81% de lo solicitado por Coopelesca.*

✓ ***Administrativos 2017:***

*La liquidación de Administrativos (de distribución) 2017 solicitada por Coopelesca asciende a un monto de ¢804,9 millones, mientras que el reconocimiento real de Aresep asciende a un monto de ¢720,1 millones, representando una variación de -10,5%. La diferencia por cuentas se puede observar en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 4***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de administrativos 2017***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Es importante recalcar que la cuenta de gastos Administrativos corresponde a una cuenta que debe ser distribuida entre las diferentes actividades o sistemas que tiene la empresa, de tal forma que los porcentajes de distribución, para el año 2017, son los siguientes:*

- *Sistema de distribución el 60,60%*
- *Sistema de generación el 13,40%*
- *Actividad de alumbrado público el 1,44%*
- *Actividades no reguladas el 24,56%*

*Las razones que explican dichas variaciones son las siguientes:*

- *Se excluyen las partidas de "GASTOS POR MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA", "SERVICIOS PROF DE RECURSOS HUMANOS Y PERSONAL", "SERVICIOS PROF EN ASERSORÍAS TARIFARIAS", "SERVICIOS DE AVALUOS E INFORMES TECNICOS SOBRE PROYECTO", "SERVICIOS PROFESIONALES EN PRECIOS DE TRANSFERENCIA" y "ASEO Y LIMPIEZA (MATERIALES Y*

*SERVICIOS)", ya que no es posible trazar dichas erogaciones relacionadas con el servicio público, en cuanto a la presentación de las justificaciones y respaldos.*

- *En cuanto a "HONORARIOS LEGALES - ABOGADO Y NOTARIO" y "MANTENIMIENTO DE MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA" se otorga la suma de las facturas/respaldos presentados, que son equivalentes a 55% y 27%, respectivamente, con relación al monto global de la cuenta antes de que esta sea distribuida.*
- *Se excluyó la partida de "ATENCION A DIRECTORES", ya que a través del análisis de los respaldos se pudo determinar que la misma no está relacionada con la prestación del servicio público.*

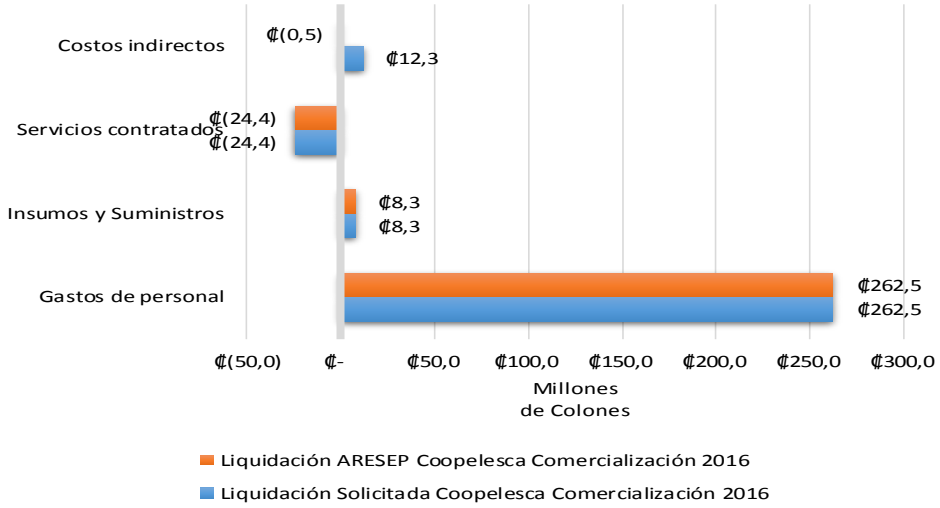
*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep reconoce para las cuentas de Administrativos (de distribución) de Coopelesca un monto total ¢1 795,5 millones, siendo lo solicitado por Coopelesca un monto de ¢1 880,3 millones para el 2017, representando una variación de -4,5%.*

*Tal como se indicó, al ser los gastos Administrativos cuentas que deben ser distribuidas, para el caso de los gastos correspondientes a generación se aplicó el resultado del análisis de las cuentas de distribución, por lo que corresponde reconocer al sistema de generación el 95,49% de lo solicitado por Coopelesca.*

✓ ***Comercialización 2016:***

*La liquidación de Comercialización (de Distribución) 2016 solicitada por Coopelesca asciende a un monto de ¢258,7 millones, mientras que el reconocimiento real de Aresep asciende a un monto de ¢245,9 millones, representando una variación de -5,0%. La diferencia por cuentas se puede observar en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 5***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de comercialización 2016***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Es importante recalcar que la cuenta de gastos de Comercialización corresponde a una cuenta que debe ser distribuida entre las diferentes actividades o sistemas que tiene la empresa, de tal forma que los porcentajes de distribución, para el año 2016, son los siguientes:*

- *Sistema de distribución el 82,16%*
- *Actividad de alumbrado público el 2,91%*
- *Reconexiones 0,54%*
- *Actividades no reguladas el 14,39%*

*Las razones que explican dichas variaciones son las siguientes:*

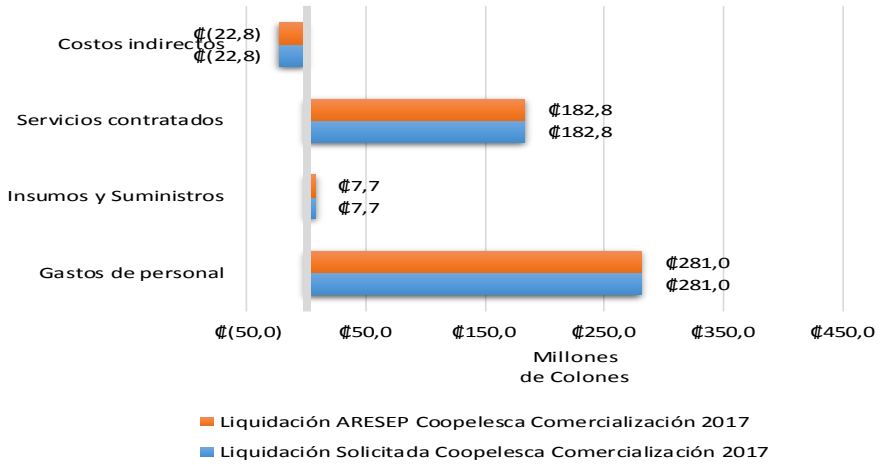
- *En cuanto a la partida de "MANTENIMIENTO DE EDIFICIOS" se otorga la suma de las facturas/respaldos presentados, por un monto que es equivalente al 64%, con relación al monto global de la cuenta antes de que ésta sea distribuida.*
- *En cuanto a la partida "APLIC. DE GASTOS ADMINISTRATIVOS", se le otorga los gastos de reconexión calculados en Administrativos 2016, pero ajustados al porcentaje de reconocimiento calculado por la Aresep, el cual asciende a un 96% del monto aportado por Coopelesca.*
- *Se excluye la partida "APLIC GTO REL CON EL ASOCIADO", debido a que no fue posible trazar dichas erogaciones relacionadas con el servicio público, en cuanto a la presentación de las justificaciones y respaldos.*

*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep reconoce para los gastos de Comercialización (de distribución) de Coopelesca un monto total ¢1 183,4,5 millones, siendo lo solicitado por Coopelesca un monto de ¢1 196,2 millones para el 2016, representando una variación de -1,1%.*

✓ ***Comercialización 2017:***

*La liquidación de Comercialización (de distribución) 2016 solicitada por Coopelesca asciende a un monto de ¢448,7 millones, reconocido en su totalidad por parte de la Aresep, tal como se observa en el siguiente gráfico:*

***Gráfico N° 6***
***Sistema de distribución Coopelesca***
***Detalle de las principales variaciones***
***gastos de comercialización 2017***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

*Es importante recalcar que la cuenta de gastos de Comercialización corresponde a una cuenta que debe ser distribuida entre las diferentes actividades o sistemas que tiene la empresa, de tal forma que los porcentajes de distribución, para el año 2016, son los siguientes:*

- *Sistema de distribución el 75,69%*
- *Actividad de alumbrado público el 1,31%*
- *Actividades no reguladas el 23,13%*

*Así las cosas, considerando la liquidación ajustada, la Aresep aprueba a Comercialización (de distribución) de Coopelesca un monto de ¢1 406,6 millones de colones.*

## *III. PRINCIPALES VARIABLES QUE EXPLICAN EL CAMBIO DE LOS COSTOS Y GASTOS DE LA LIQUIDACIÓN:*

*Las variaciones de los gastos ajustados por Aresep, con respecto a lo solicitado por Coopelesca en la liquidación de los períodos 2016-2017, se explican principalmente por el resultado de las siguientes partidas:*

***Período 2016***

- ✓ *Gastos de distribución: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢60,3 millones, reflejado principalmente en costos indirectos con ¢34,4 millones, servicios contratados con ¢11 millones e insumos y suministros con ¢14,8 millones.*
- ✓ *Gastos Administrativos: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢87,6 millones, reflejado principalmente en servicios contratados con ¢36,8 millones, costos indirectos ¢23,4 millones y administración superior ¢21 millones.*

***Período 2017***

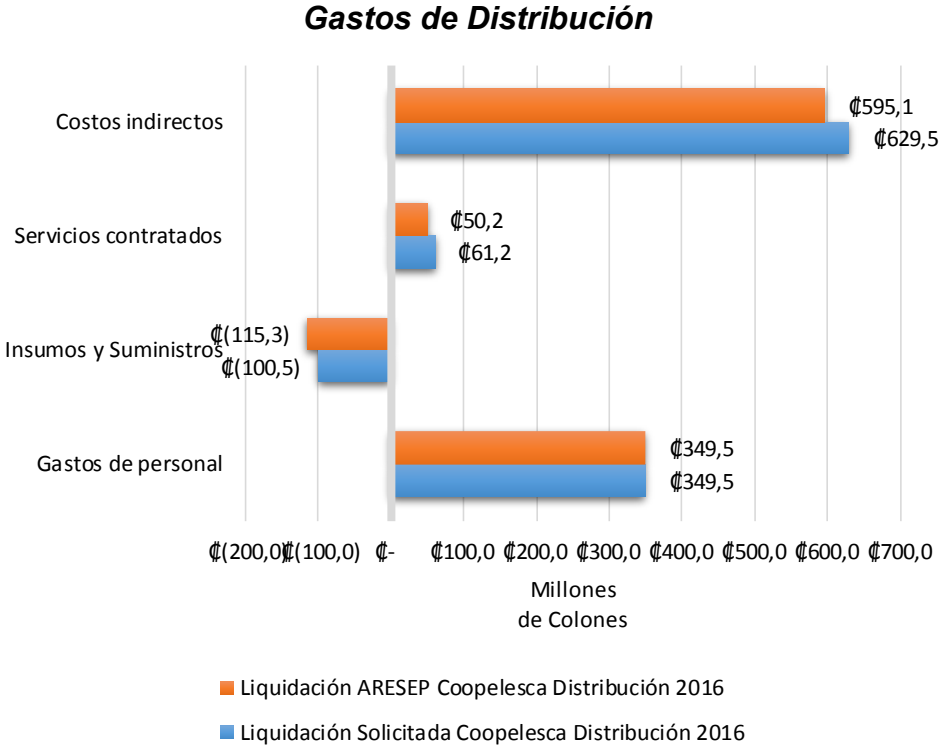
- ✓ *Gastos de distribución: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢94,3 millones, reflejado principalmente en costos indirectos con ¢79,5 millones e insumos y suministros con ¢14,8 millones.*
- ✓ *Gastos Administrativos: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢84,8 millones, reflejado principalmente en servicios contratados con ¢46,8 millones, costos indirectos ¢20 millones y administración superior ¢16,5 millones.*

## *IV. RESULTADO PROCESO DE LIQUIDACIÓN:*

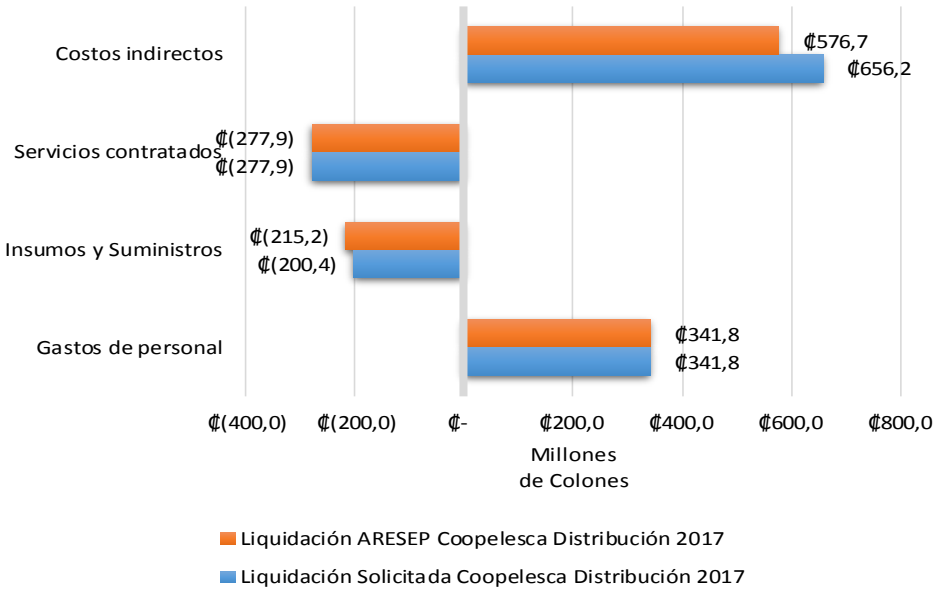
*Luego del análisis de ingresos y gastos ejecutados por Coopelesca con respecto a lo estimado por Aresep para los periodos 2016-2017, se determinó que de los ingresos solicitados por Coopelesca de ¢2 246,0 millones, la Aresep reconoce un monto de ¢1 597,2 millones, lo cual implica una diferencia de ¢648,8 millones.*

*A continuación, se muestran los gráficos correspondientes a las principales diferencias de los periodos 2016 2017*

***Gráfico N° 7***
***Sistema de distribución, Coopelesca***
***Distribución de las diferencias de la liquidación de los periodos 2016-2017***

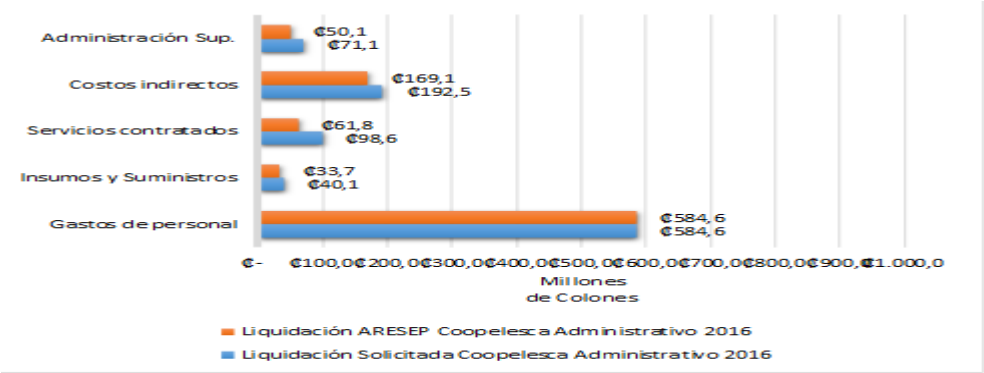



*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

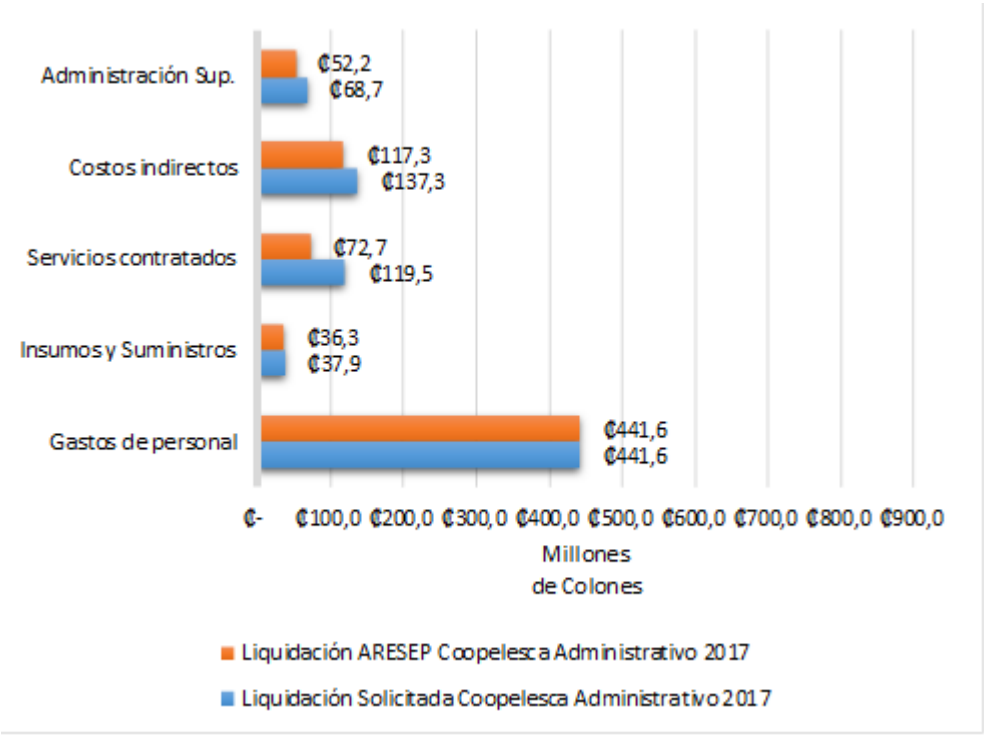



*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

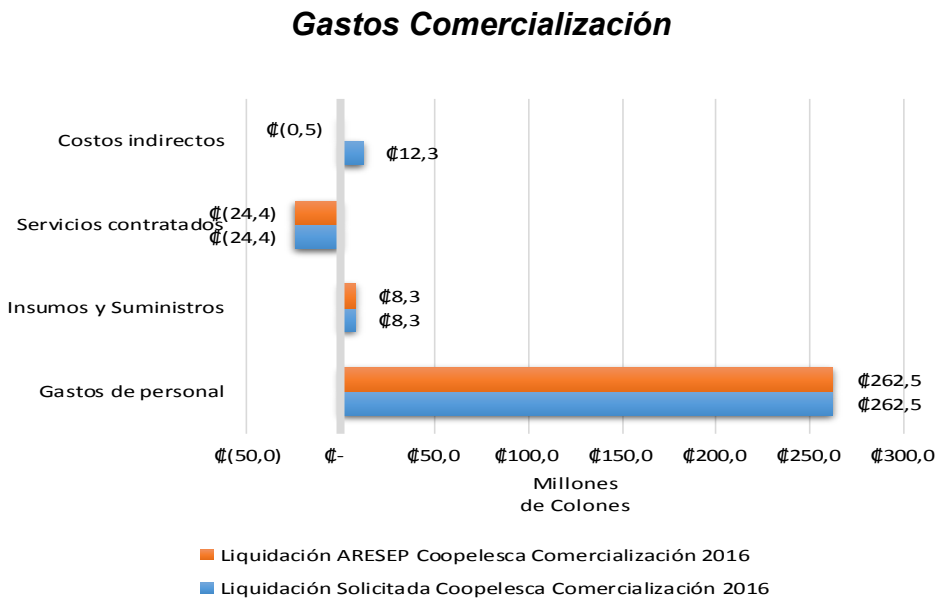
## *Gastos Administrativos*



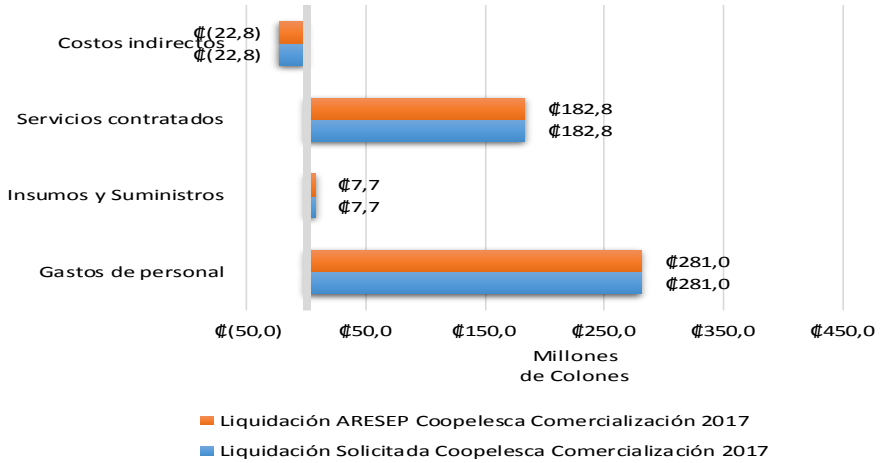

*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*




*Fuente: Elaboración propia, Intendencia de Energía.*

## *V. ESTRUCTURA TARIFARIA*

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de Ccoopelesca vigente para el periodo abril 2019 en adelante que se fijó en la resolución RIE-010-2018 (columna 1), debe ajustarse un 4,31% a partir del 1 de abril de 2019 hasta el 31 de marzo de 2020, de tal manera que permita compensar el monto neto por liquidación del periodo 2016 y 2017 y recuperar el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.*

*Los precios propuestos no incluyen el efecto por concepto de costo variable por combustibles (CVC), considerando que el análisis para la fijación de los cargos para el segundo trimestre por este concepto se encuentra actualmente en evaluación.. Por tanto, el resultado de esta fijación servirá de insumo al momento de realizar la actualización de los cargos por CVC.*

*De esta forma se mantiene la práctica que Aresep utiliza de forma universal para la entrada en vigor de ajustes en las tarifas de los sistemas de generación y distribución de electricidad, donde el cambio en pliegos tarifarios debe coincidir con las fechas establecidas (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre) para la revisión y ajuste del costo variable por combustible (CVC).*

*Lo anterior, ayuda en primera instancia a la labor regulatoria al evitar el recalculo del CVC, también facilita los procesos de liquidación de periodos posteriores, esto al no tener dos pliegos tarifarios vigentes para un mismo mes, por ejemplo. Por otra parte, esta práctica no afecta financieramente a la distribuidora, debido a que se ajustan los parámetros necesarios para mantener el equilibrio financiero en el periodo de vigencia, y finalmente, favorece al usuario final, quien tendrá la seguridad que las tarifas eléctricas se mantendrán invariables durante el resto de las fechas, lo cual les contribuye a mejorar su planificación y preparación de consumo eléctrico.*

*El aumento se realiza igual para todo el periodo de 12 meses y para todas las tarifas del sistema (columna 2).*

*A partir del 1 de abril del 2020, la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución de Coopelesca regresa a las tarifas vigentes fijadas mediante la RIE-010-2018 (ver columna 3)*

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

***Cuadro N° 6***
***Sistema de distribución, Coopelesca***
***Estructura de costos y tarifas del sistema de distribución***
***2019-2020.***

| COOPELESCA Sistema de distribución | | Columna 1 Estructura de costos sin CVC | Columna 2 Estructura de costos sin CVC | Columna 3 Estructura de costos sin CVC |
|---|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Vigente desde el 1/ene/2019** | **Propuesta desde el 1/abr/2019 al 31/mar/2020** | **Vigente a partir del 1/abr/2020** |
| **► Tarifa T-RE: tarifa residencial** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 124.00 | 2 215.50 | 2 124.00 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 70.80 | 73.85 | 70.80 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 89.01 | 92.85 | 89.01 |
| **► Tarifa T-CO: comercios y servicios** | | | | |
| **○ Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 92.04 | 96.01 | 92.04 |
| **○ Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 224 520.00 | 234 210.00 | 224 520.00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 74.84 | 78.07 | 74.84 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 45 332.00 | 47 285.80 | 45 332.00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 533.20 | 4 728.58 | 4 533.20 |
| **► Tarifa T-IN: tarifa industrial** | | | | |
| **○ Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 92.04 | 96.01 | 92.04 |
| **○ Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 224 520.00 | 234 210.00 | 224 520.00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 74.84 | 78.07 | 74.84 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 45 332.00 | 47 285.80 | 45 332.00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 533.20 | 4 728.58 | 4 533.20 |
| **► Tarifa T-MT: tarifa media tensión** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 73.84 | 77.02 | 73.84 |
| Periodo Valle | cada kWh | 62.71 | 65.41 | 62.71 |
| Periodo Noche | cada kWh | 56.64 | 59.08 | 56.64 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 4 247.98 | 4 431.07 | 4 247.98 |
| Periodo Valle | cada kW | 4 247.98 | 4 431.07 | 4 247.98 |

*[…]*

## *VII. CONCLUSIONES:*

1. *La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca) solicitó aumentar en un 5,67% la estructura de costos y gastos sin combustible del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020, por concepto de liquidación de los años 2016-2017.*

2. *El resultado del análisis de la liquidación correspondiente al sistema de distribución de Coopelesca corresponde a un aumento de ¢1 597,2millones. Esto resulta en una diferencia neta entre lo solicitado por Coopelesca y lo aprobado por Aresep de ¢648,8 millones.*

3. *Para el año 2016 en los gastos de distribución: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢60,3 millones, reflejado principalmente en costos indirectos con ¢34,4 millones, servicios contratados con ¢11 millones e insumos y suministros con ¢14,8 millones, para los gastos Administrativos: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢87,6 millones, reflejado principalmente en servicios contratados con ¢36,8 millones, costos indirectos ¢23,4 millones y administración superior ¢21 millones.*

4. *Para el año 2017 en los gastos de distribución: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢94,3 millones, reflejado principalmente en costos indirectos con ¢79,5 millones e insumos y suministros con ¢14,8 millones, para los gastos Administrativos: la diferencia entre lo solicitado por Coopelesca y lo reconocido por Aresep corresponde a un monto menor de ¢84,8 millones, reflejado principalmente en servicios contratados con ¢46,8 millones, costos indirectos ¢20 millones y administración superior ¢16,5 millones.*

5. *Con base en los análisis técnicos realizados, se propone un aumento de 4,31% en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta Coopelesca, el cual rige para el periodo comprendido del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020.*

   *[…]*

**II.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0030-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

1. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653 representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, cédula 1-0812-0378:***

*El oponente solicita a la Autoridad Reguladora, que el estudio, análisis y ajuste, se realice acorde con la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de la región a la que sirve Coopelesca, considerando la situación económica que afrontó la sociedad costarricense durante el año 2018 y las perspectivas para el 2019 y con el fin de cumplir con el mandato de la Ley 7593 de velar por el equilibrio de los usuarios y prestadores.*

***i. Expediente ET-005-2019: solicitud por liquidación del bienio 2016-17 para el ajuste de tarifas eléctricas del sistema de generación de energía eléctrica de Coopelesca R.L.***

*Indica la oponente que la solicitud está basada en la liquidación de los periodos 2016-2017, según lo establecido en la resolución RJD-141-2015 "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación eléctrica". La oponente hace mención de lo indicado en dicha resolución e indica la implicación que tiene el proceso de liquidación.*

*La oponente hace referencia a los efectos de la liquidación según la solicitud tarifaria que provoca un aumento del 7,8% por el periodo del 1 de abril 2019 al 31 de marzo de 2020.*

*Indica la oponente que el propósito de la solicitud, por parte de la Cooperativa es la de mantener el equilibrio financiero, pero sin embargo, del análisis realizado por el oponente, la situación financiera no se vio comprometida, sino lo que se obtuvo fue un rédito menor al esperado en el 2016 y mayor en el 2017, además los Estados Financieros Auditados (EFA) indican excedentes para esos años, por lo que considera que la Cooperativa no ha presentado desequilibrio financiero y por lo tanto considera que de aprobarse encarecería innecesariamente el coto del servicio de distribución y por consiguiente a los usuarios finales, además sería un aumento mayor a la inflación prevista por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).*

*Reitera el oponente que la regulación económica sigue una tendencia hacia el uso de la matemática, así como la determinación de los precios y tarifas que están sujetas a resultados de fórmulas matemáticas y no incorporan variables coyunturales, socioeconómicas y culturales. Este tipo de prácticas atentan contra los objetivos de la Aresep establecidos en la Ley 7593 y sus reformas.*

*La oponente hace un análisis de las diferencias entre lo real y lo estimados de las cuentas que conforman el estado de resultados tarifario, y de ahí considera necesario que la Autoridad Reguladora revise en detalle dichos rubros, en especial el aumento en la base tarifaria ya que se podría deber a deficiencias en la planificación y ejecución de inversiones que no debe ser asumida por los usuarios finales.*

*Por lo anterior, la oponente recomienda a la Autoridad Reguladora que antes de aprobar cualquier ajuste a estas tarifas, revise los costos considerados como reales o efectivos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, según el principio de servicio al costo.*

*En atención a los argumentos presentados, se la indica a la oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios tarifarios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-141-2015.*

*En este contexto, la Intendencia de Energía, como responsable de aplicar los instrumentos regulatorios, realiza un análisis técnico riguroso de la solitud presentada por Coopelesca para su sistema de generación, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, se analiza toda la documentación que respalda la solicitud de liquidación tarifaria, para verificar que sus costos y gastos estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados. Además, ejerciendo la potestad que otorga la Ley N° 7593 para excluir del cálculo de las tarifas costos y gastos considerados, previa valoración técnica, como excesivos o desproporcionados.*

*Lo anterior implica que la Intendencia Energía, tal y como lo señala la oponente, verifica los costos y gastos reales, precisamente para evitar que se incorpore en el cálculo de las tarifas, erogaciones que no estén apegadas al principio del servio al costo.*

***ii. Expediente ET-006-2019: solicitud por liquidación del bienio 2016-17 para el ajuste de tarifas eléctricas del sistema de distribución de energía eléctrica de Coopelesca R.L.***

*Indica la oponente que la solicitud está basada en la liquidación de los periodos 2016-2017 y que pretende un aumento del 5,67% del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo de 2020, además indica las razones de la solicitud y de los montos requeridos para alcanzar los réditos para el desarrollo previstos.*

*La oponente hace mención sobre el tratamiento de la liquidación, según la metodología vigente e indica que la misma no tiene como finalidad garantizar un resultado para el rédito para el desarrollo, sino resarcir el efecto de las discrepancias entre lo real y lo estimado, tanto para el prestador como para el usuario.*

*Indica la oponente que el propósito de la solicitud, por parte de la Cooperativa es la de mantener el equilibrio financiero, pero sin embargo, del análisis realizado por el oponente, la situación financiera no se vio comprometida, sino lo que se obtuvo fue un rédito menor al esperado, además los EFA indican excedentes para esos años, por lo que considera que la Cooperativa no ha presentado desequilibrio financiero y por lo tanto considera que de aprobarse encarecería innecesariamente el coto del servicio de distribución y por consiguiente a los usuarios finales, además sería un aumento mayor a la inflación prevista por el BCCR.*

*Reitera el oponente que la regulación económica sigue una tendencia hacia el uso de la matemática, así como la determinación de los precios y tarifas que están sujetas a resultados de fórmulas matemáticas y no incorporan variables coyunturales, socioeconómicas y culturales. Este tipo de prácticas atentan contra los objetivos de la Aresep establecidos en la Ley 7593 y sus reformas.*

*La oponente hace un análisis de las diferencias entre lo real y lo estimados de las cuentas que conforman el estado de resultados tarifario, y de ahí considera necesario que la Autoridad Reguladora revise en detalle dichos rubros, en especial el aumento en la base tarifaria ya que incide directamente en cálculo del rédito para el desarrollo.*

*Por lo anterior, la oponente recomienda a la Autoridad Reguladora que antes de aprobar cualquier ajuste a estas tarifas, revise los costos considerados como reales o efectivos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, según el principio de servicio al costo.*

*Con base a lo expuesto, la oponente se opone a las solicitudes presentadas por Coopelesca para los sistemas de generación y distribución, ET-005-2019 y ET-006-2019.*

*En atención a los argumentos presentados, se la indica a la oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios tarifarios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-139-2015.*

*En este contexto, corresponde la Intendencia de Energía, como responsable de aplicar los instrumentos regulatorios, realizar un análisis técnico riguroso de la solitud presentada por Coopelesca, por concepto de liquidación, comparando las estimaciones de ingresos, costos y gastos estimados que sirvieron de base al momento de fijar las tarifas, con lo ingresos, costos y gastos reales en que incurrió la empresa.*

*No obstante, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores, la Intendencia de Energía analiza en detalle la información presentada, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, se verifica que sus costos y gastos estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados, excluyendo aquellos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Al respecto, se reitera a la oponente que la Intendencia Energía realiza la verificación de los costos y gastos reales, que deben estar debidamente justificados, precisamente para evitar que se incorpore en el cálculo de las tarifas, erogaciones que no estén apegadas al principio del servio al costo.*

2. ***Danilo Vega Rojas, cédula número 3-0103-0866:***

*El oponente detalla parte de la comparecencia del señor Omar Miranda Murillo ante la Comisión Especial de la Asamblea Legislativa que investigó las operaciones crediticias gestionadas y otorgadas por el Banco de Costa Rica y otras entidades bancarias del Estado, además hace mención sobre el problema hidrológica que afecta la Hidroeléctrica Agua Zarcas (HAZ).*

*Indica el oponente que se opone a la solicitud de liquidación tarifaria propuesta, ya que la realidad de la Cooperativa es otra y que el escenario de producción estimado, en realidad bajo. Por otro lado, indica los problemas que se dieron con la compra del proyecto HAZ.*

*El oponente hace mención de la resolución RIE-124-2017 donde se indicó el efecto de la salida en operación del proyecto HAZ, lo cual el oponente lo considera como una grave situación, además de la carga financiera que soporta Coopelesca por la compra de varias hidroeléctricas, por lo que para cubrir esta carga realiza esta solicitud a la Aresep.*

*Indica el oponente que el mal no radica en la tarifa, sino en los pésimos cálculos hechos sobre el caudal, desproporcionados costos administrativos, de operación y financieros, y que estos no podrán cubrirse con el ridículo rendimiento de la generación propia.*

*Por otro lado, hace un análisis de los EFA y determina que se dieron excedentes, por lo que se pregunta ¿Cómo entonces según el análisis realizado se concluye que no se dispuso de los recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos?*

*El oponente hace referencia a "Por tantos" de la resolución RIE-030-2016 donde se le insta a la Cooperativa a aclarar varios puntos, por lo que el oponente considera importante conocer si el proceso indicado se llevó a cabo y cuáles son los resultados obtenidos e indica que la Aresep está en deuda con una respuesta oportuna. Por otro lado indica que la comisión de la Asamblea Legislativa recomendó a la Aresep realizar una auditoría financiera y operativa para determinar si los costos asociados a los incrementos de la tarifa eléctrica, obedece a la inversión necesaria para la producción de energía.*

*También el oponente hace mención al oficio 427-IE-2018 donde se comunica APROBACIÓN PROPUESTA DE "ESTUDIO DE FISCALIZACIÓN RELACIONADO CON LA CREACIÓN Y ADQUISICIÓN DE EMPRESAS POR PARTE DE LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. (COOPELESCA R.L.)", y que establece fecha de finalización en agosto 2018, por lo que el oponente asume que realizada la investigación, la Intendencia de Energía tiene en sus manos los insumos para resolver sobre la actual solicitud de liquidación tarifaria.*

*Solicita el oponente que la solicitud planteada se rechace de plano.*

*En respuesta a lo solicitado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación, según resolución RJD-141-2015. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, indicarle al oponente que la Intendencia mantiene la decisión de realizar la fiscalización prevista en la RIE-030-2016. Sin embargo, fue necesario su reprogramación para 2019.*

### *3. Carlos Chacón Brenes, cédula número 2-0610-0704:*

*El oponente continúa con la exposición del señor Vega Rojas.*

*El oponente hace referencia a "Por tantos" de la resolución RIE-030-2016 donde se le insta a la Cooperativa a aclarar varios puntos, por lo que el oponente considera importante conocer si el proceso indicado se llevó a cabo y cuáles son los resultados obtenidos e indica que la Aresep está en deuda con una respuesta oportuna. Por otro lado indica que la comisión de la Asamblea Legislativa recomendó a la Aresep realizar una auditoría financiera y operativa para determinar si los costos asociados a los incrementos de la tarifa eléctrica, obedece a la inversión necesaria para la producción de energía.*

*También el oponente hace mención al oficio 427-IE-2018 donde se comunica APROBACIÓN PROPUESTA DE "ESTUDIO DE FISCALIZACIÓN RELACIONADO CON LA CREACIÓN Y ADQUISICIÓN DE EMPRESAS POR PARTE DE LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. (COOPELESCA R.L.)", y que establece fecha de finalización en agosto 2018, por lo que el oponente asume que realizada la investigación, la Intendencia de Energía tiene en sus manos los insumos para resolver sobre la actual solicitud de liquidación tarifaria.*

*Solicita el oponente que la solicitud planteada se rechace de plano.*

*Además, expresa el oponente que el sector industrial y comercial se va a ver muy afectado con este aumento, y se pregunta de cuantos negocios podrían cerrar, cuantas personas se quedarían sin empleo, cuantas familias sin comida e indica a Coopelesca que es momento que se soquen la faja y ahorren y cierren lo que tengan que cerrar, porque no es posible que el pueblo tenga que pagar estos aumentos.*

*En respuesta a lo solicitado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, indicarle al oponente que la Intendencia mantiene la decisión de realizar la fiscalización prevista en la RIE-030-2016. Sin embargo, fue necesario su reprogramación para 2019.*

***4. Sergio Valenciano Vargas, cédula número 1-0980-0706:***

*Indica el oponente que está en contra de lo solicitado y que los detalles fueron dados por don Danilo y don Carlos, además menciona sobre los problemas climáticos y que si suben la luz y con estos costos se hace muy difícil.*

*Se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*En relación a lo manifestado por el oponente sobre el impacto de los ajustes solicitados, se le informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, precisamente para armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***5. Carlos Quinto Hernández Abarca, cédula número 3-0167-0941:***

*El oponente indica que está en contra de ambas solicitudes y hace referencia a que el porcentaje solicitado del 7,8% no es ese, que es del 14% y que, en el caso de una familia que consume 300 kWh representa entre ¢3 000 y ¢4 000.*

*Indica el oponente que porque tienen pagar las consecuencias de los malos negocios de otros y que tienen que decir adonde está la fuga de dinero que se está proporcionando para que esto esté pasando.*

*En respuesta a lo expresado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

### *6. Luis Fernando Solís Sauma, cédula número 2-0433-0274:*

*Indica el oponente que está en contra de las dos propuestas que Coopelesca pretende.*

*El oponente habla sobre su experiencia y sobre las obligaciones con los diferentes entes que tienen los empresarios y las consecuencias de cumplirlas. Por otro lado, indica que las empresas se basan en costos, y cada día les meten más. Considera que el servicio de Coopelesca es bueno, pero solicitar una tarifa de ese porcentaje pone a todos en una situación complicada, porque en el 2019 cuando empiecen a correr todos los impuestos y todas las cargas, más la electricidad se hace una competencia con empresas extranjeras que los vienen a quebrar.*

*Indica que un porcentaje del 15% es sumamente alto y que Coopelesca debe tomar las medidas que correspondan para hacerla fuerte y que eso es un problema de ellos.*

*El oponente se pregunta si los discursos que ellos tienen, Aresep los toma en cuenta o no, y lo que cree es que se toma en cuenta mucho la parte técnica, y por lo que ve el 15% técnicamente está desfasado. Además, indica que Coopelesca es un monopolio regional y no le da chance de ir a comprar la luz a otro.*

*En respuesta a lo expresado por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, se informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. Para ello, según consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

### *7. Marcos Ramírez Jiménez, cédula número 1-0587-0461:*

*Indica el oponente que está a favor en ambas solicitudes.*

*Indica el oponente que en una audiencia pública se tiene el derecho a opinar y a escuchar cualquier cosa, y lo que ha escuchado es un conflicto de carácter personal, político, pero la audiencia es de carácter técnico y confía en que la Aresep sepa tomar la decisión correcta de acuerdo a los números que se le hayan expuesto.*

*El oponente hace una analogía entre las empresas privadas y la Cooperativa en el sentido de que ambas deben hacer utilidades para no cerrar, e indica que hace más de 6 años la Aresep no da un incremento al servicio de generación de Coopelesca, a pesar de que se ha insistido, y menciona sobre el aumento otorgado al ICE.*

*Indica el oponente que está seguro de que la Aresep va a valorar los números que se han planteado, porque han sido sustentados técnicamente, y aclara que lo que está analizando nada más la tarifa de generación eléctrica y de distribución eléctrica y que sobre eso tienen más de 6 años de no recibir tarifa, y por eso se está pidiendo.*

*El oponente comenta sobre la próxima inauguración del proyecto fotovoltaico y que se piensa en uno eólico, pero para poder desarrollarlo se necesitan excedentes.*

*El oponente plante a la Aresep que busque un punto de equilibrio a través de números técnicos, por lo que manifiesta su anuencia y respaldo a la solicitud planteada a la Aresep del incremento de las tarifas, partiendo de que más de 6 años no se ha recibido incremento tarifario y partiendo de que quieren el sostenimiento de la cooperativa.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, en el ejercicio de las competencias que le otorga la Ley N° 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar las solicitudes tarifarias presentadas por las empresas reguladas del sector energía.*

*En este caso, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*En efecto, como señala el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, como consta en el informe técnico, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

8. ***Compañía Frutera la Paz, representada por don Oscar Salas Porras, portador de la cédula de identidad n.°2-0423-0107:***

*Indica el oponente que está en contra de los dos aumentos.*

*El oponente solicita a la Aresep para que como manda la ley cumpla con el deber de aprobar sobre la legalidad o no, y considera que los aumentos solicitados son improcedentes y desproporcionados, el cual impactaría en su factura eléctrica en casi un 15%.*

*El oponente hace ver que Coopelesca tiene réditos y no es que se estén quitando utilidades y no está en números rojos, tiene réditos que puede reinvertir y esperan que sea de la mejor manera, por lo que se trata de que haya justicia con los usuarios también, y que los aumentos que se planean sean justificados, no solo en términos.*

*Indica el oponente que, si la Aresep no le ha dado aumentos a la Cooperativa, es porque no han cumplido con los requisitos para que la Aresep le autorice los acuerdos y que eso es un problema de manejo de administración, y hace mención del retiro de una petición hecha en el 2017 por aumento del 9,75% y que ahora vienen con una del 14 y resto por ciento.*

*El oponente hace un recuento de las inflaciones del 2016 y 2017 e indica que acumulado es del 3,34% y la cooperativa está pidiendo casi un 15%.*

*El oponente hace una comparación de precios con una empresa eléctrica de Guatemala e indica que saldría 17% más barato, y que con el aumento su compañía les costaría un 31% más caro, y por consiguiente la eficiencia de su compañía no solo se mide por mercado local, si no, también por el mercado internacional, lo que provoca bajar la productividad o irse del país.*

*El oponente indica que de acuerdo al artículo 32, la Aresep tiene la obligación legal de analizar con lupa la petición que se está haciendo.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, en el ejercicio de las competencias que le otorga la Ley N° 7593, en*

*efecto tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar las solicitudes tarifarias presentadas por las empresas reguladas del sector energía. Por ello, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, que sirve como marco de referencia para tomar las decisiones que corresponda.*

*En este caso, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*Como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***9. Eduardo Zamora Marín, cédula número 2-0325-0062:***

*Indica el ponente que no va a hacer alusión a sus fundamentos ya que entregó un documento por escrito a la Aresep, donde presenta sus fundamentos, su posición y su petitoria, y el documento con bastantes firmas.*

*Al respecto, más adelante se da respuesta a la posición presentada por escrito por el señor Eduardo Zamora Marín, junto con otros firmantes que respaldan el documento entregado.*

***10. Carlos Roberto Blanco Sánchez, cédula número 1-0484-0108:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*El coadyuvante indica que el señor Solis mencionó un ajuste del 15% y que en realidad el ajuste que se está planteando es del 5,6%, y no se pueden sumar los porcentajes de los dos sistemas.*

*El coadyuvante indica que la Cooperativa tiene una excelente administración, pero la productividad está en riesgo de sostenerse debido a que los costos suben y no han tenido aumento durante 6 años.*

*Indica el coadyuvante que tiene claridad que se pueden ver perjudicados si no se reconoce el ajuste, ya que la inversión que se hará con el mismo es para darle mantenimiento a todo el equipo, a toda la infraestructura, para mejorar la calidad, y que si no se da este ajuste no se puede dar mantenimiento preventivo o tendrían que endeudarse cada vez más, lo que pone en riesgo el bienestar de mil de familias de asociados con los proyectos de generación solar y energía eólica*

*El coadyuvante hace mención de la compra de la hidroeléctrica Agua Zarcas y el beneficio de adquirirla.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***11. Xinia María Salazar Ramírez, cédula número 4-0148-0058:***

*Indica la coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*La coadyuvante menciona sobre lo que establece la Ley, que debe existir un equilibrio entre generación y distribución, y es algo que no puede suceder cuando por embates de la naturaleza o por tratar de mantener una tarifa adecuada y accesible para todo mundo por el principio de solidaridad que rige la cooperativa.*

*Invita la coadyuvante a que estudien y analicen los estados contables con el propósito de que tengan una posición realmente fundamentada.*

*También, menciona la coadyuvante que es fiel defensora de los principios cooperativos, de la igualdad entre los asociados, la equidad que permite un servicio uniforme para todos y por supuesto el principio de solidaridad, además de un nuevo principio que es el de compromiso con la comunidad.*

*La coadyuvante hace mención de la necesidad del mantenimiento de las plantas hidroeléctricas y del problema por venir debido a las sequías fuertes, además hace mención del proyecto de generación fotovoltaico.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***12. Miguel Morales Barrantes, cédula número 2-0526-0441:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes, y que tienen argumentos sólidos y técnicos para decir que están a favor.*

*Habla sobre el riesgo de las tarifas por el efecto del costo variable de los combustibles, que en épocas secas, como las de ahora, el ICE tiene que quemar combustible para producir energía, y hace mención de la metodología existente para estas tarifas extraordinarias.*

*Menciona el coadyuvante que para que Coopelesca mantenga la excelencia necesita recursos, y que desde el 2016 la única alza que ha recibido Coopelesca, es por el costo variable de los combustibles lo cual considera injusto, porque esto detiene el sano crecimiento, el sano desarrollo o la excelente inversión que Coopelesca debe hacer.*

*Solicita a la Aresep que esta propuesta sea aprobada, sea tomada en cuenta, sea analizada con los elementos técnicos que se expusieron.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***13. José Joaquín Jiménez Alfaro, cédula número 2-0392-0651:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*Indica el coadyuvante que hablar del desarrollo de la zona norte es hablar de Coopelesca y que la estabilidad de ésta peligra, no porque no sea rentable, sino porque ocupan darle estabilidad por muchos años más.*

*El coadyuvante solicita a la Aresep que analicen el bienestar de esta cooperativa, no como negocio, sino como una cooperativa que necesita seguir subsistiendo para poder seguir adelante.*

*El coadyuvante hace mención de las tarifas del ICE e indica que es mentira que sean más baratas.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***14. Hormidas Gerardo Jiménez González, cédula número 2-0371-0960:***

*Indica el coadyuvante que está a favor en ambas solicitudes.*

*El coadyuvante habla sobre la necesidad de la electricidad y de su dependencia, por lo que le preocupa el deterioro que está sufriendo toda la red, y hace una comparación sobre la forma de generar en Guatemala y de cómo generamos nosotros.*

*El coadyuvante hace mención sobre la compra del proyecto Hidrozarcas, así como de las tarifas donde indica que la propuesta no es un 15% sino que es de 5,6%.*

*El coadyuvante indica estar totalmente de acuerdo con las dos propuestas, y que no puede ser que la Aresep que es un órgano técnico, se convierta en un órgano político, además indica del derecho de la cooperativa a tener una rentabilidad apropiada para darle mantenimiento y poder generar.*

*Se agradece al coadyuvante su participación y se le hace saber que sus comentarios y observaciones serán tomados en cuentas para el mejor desarrollo del presente estudio.*

***15. Juan Carlos Bolaños Montero, cédula número 2-0389-0510:***

*Indica la oponente que está en contra en ambas solicitudes.*

*El oponente hace mención sobre la problemática de los costos de los alquileres e indica que, si Coopelesca no hace un gran esfuerzo y empieza a bajar costos un poco, hay que ver que va a pasar porque la cosa no está bien, además hace mención de que hay empresas comprando paneles solares y la afectación que esto conlleva.*

*Indica el oponente que les cobren en el recibo la luz, no las pérdidas de los almacenes de electrodomésticos, no las pérdidas de infocomunicaciones, no las pérdidas de Canal 14, no les cobren otras cosas, solo la luz y que entre todos pueden sacar adelante la cooperativa.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*Por otro lado, se le indica que la Autoridad Reguladora implementó en el sector eléctrico el proyecto de Contabilidad Regulatoria, por medio del cual se establece la separación de las actividades reguladas de las actividades no reguladas. Lo anterior implica que al momento de tramitar la petición tarifaria de Coopelesca, sólo se contemplan los ingresos, gastos y costos relacionados con el suministro de energía eléctrica; excluyendo lo relacionado con las actividades no reguladas en materia de energía.*

*Como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En función de lo anterior, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

***16. Nidia Jiménez Vásquez, cédula número 9-0050-0822:***

*Indica la oponente que está en contra en ambas solicitudes.*

*La oponente indica que si no se está bien económicamente, lo que se debe hacer es reducir gastos, reducir costos.*

*La oponente cuestiona las declaraciones del gerente de la Cooperativa relacionadas con la compra de Hidrozarcas, donde se dijo que las tarifas iban a bajar y no es así.*

*Indica la oponente que la electricidad que están recibiendo, el 70% se le está comprando al ICE, y necesita respuestas al respecto.*

*Indica la oponente que ojalá la Aresep analice muy bien, debido al momento histórico que vive el país, la alta tasa que están pidiendo y los daños irreversibles que va a ocasionar.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, siendo que la Intendencia de Energía es la responsable de su aplicación, lo que corresponde es tramitar la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante lo anterior, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En este sentido, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, se aclara a la oponente que actualmente, el sistema de generación de Coopelesca aporta alrededor del 24,7% de la energía que requiere para la atención de la demanda, un 35,7% la compra a Coneléctricas y Cubujuquí y 39,6% al ICE (incluye peaje).*

17. ***Cámara de Comercio, Industria y Turismo de la Zona Norte, cédula de persona jurídica número 3-002-335918. Representada por el señor Marcos Vinicio Solís Rojas, portador de la cédula de identidad número 2-0405-0495:***

*El oponente solicita a Coopelesca reconsiderar, al menos en algún extremo, la gestión de incremento tarifario solicitado, esto debido al escenario económico nacional que estamos sufriendo los costarricenses, en especial el sector privado, y que un incremento más en los costos deteriora la competitividad de los negocios.*

*El oponente insta a Coopelesca a buscar alternativas a lo interno en reducción de costos o cualquier otra estrategia en la que la cooperativa se pueda solidarizar con la durísima realidad económica que todos estamos enfrentando.*

*En atención a las preocupaciones externadas, se le indica al oponente que la liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación.*

*En este contexto, se le informa al oponente que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo. En este sentido, la Intendencia analiza toda la documentación que da sustento a la petición, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

18. ***A 85 Eduardo Zamora Marín, cédula número 2-0325-0062, Víctor Mauricio Salas Arias, cédula 2-0352-0076, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Marlene Montero Arce, cédula 2-0432-0456, Ronald Ugalde Ballestero, cédula 2-0393-0755, Rafael Ángel Murillo Villalobos, cédula 2-0410-0609, José Joaquín Aguilar Retana, cédula 1-0433-0618, Asdrúbal Esquivel Gamboa, cédula 7-0060-0463, Tomasa Sobeida Brenes García, cédula 8-0114-0205, Luis Diego Miranda Otoya, cédula 2-0606-0224, Ayda Abigail Oporta Hernández, cédula de residencia permanente número 155804439804, Nidia María Rojas Rodríguez, cédula 2-0512-0557, Ademar Isidro Chaves Carvajal, cédula 1-0923-0327, Patricia Zamora Marín,***

***cédula 2-0445-0520, Sleyter Quesada Corella, cédula 2-0727-0369, Paola Marcela Rojas Toledo, cédula 2-0669-0836, Olivier Hernández Gómez, cédula 2-0431-0959, Jairo José García Solís, cédula 2-0614-0399, Hellen María Zamora Zamora, cédula 20705-0390, Eladio Méndez Camacho, cédula 2-0344-0919, Ana Iris Zamora Marín, cédula 2-0365-0162, Roberto Andrés Barrantes Morales, cédula 2-0569-0707, Vanessa Vargas Salas, cédula 2-0515-0172, Hernán Francisco Jara Arce, cédula 2-0504-0970, Ana María Campos Alvarado, cédula 9-0073-0515, Rosa Ana Otoya Rojas, cédula 2-0412-0060, Leticia Hernández Rodríguez, cédula 2-0316-0175, Luis Fernando González Soto, cédula 2-0285-0810, José Edivino Araya Chaves, cédula 2-0370-0278, Dani Antonio Rivera Jiménez, cédula 2-0513-0252, Leonel Barrantes Morales, cédula 2-0392-0808, Chisthian Javier Pizarro Jaen, cédula 5-0309-0218, Fabricio Rodríguez Acuña, cédula 2-0457-0582, Giovanni Pitti Bermúdez, cédula 6-0175-0074, Kattia Yorlene Chacón Gamboa, cédula 2-0499-0679, Max Emilio Madrigal Quesada, cédula 2-0513-0008, Ronald Abarca Arroyo, cédula 1-0907-0929, Álvaro Alfaro Calvo, cédula 2-0205-0540, Luis Gerardo Madrigal Cascante, cédula 1-0412-1190, Miguel Ángel Murillo Morales, cédula 2-0417-0184, Jeammy Vanessa Salazar Rojas, cédula 2-0625-0836, Luis Fernando Mora Zeledón, cédula 2-0325-0690, Alejo Álvarez Cruz, cédula 2-0284-0435, Jorge Orlando Cortés González, cédula 2-0408-0360, Oscar Luis Benavides Sibaja, cédula 2-0439-0576, Guido Salas Araya, cédula 2-0265-0922, Orlando Pérez Espinoza, cédula 4-0115-0459, Henry Arturo Quirós Chaves, cédula 2-0351-0126, Gerardo Benavides Benavides, cédula 2-0248-0804, Luis Guillermo Murillo Morales, cédula 2-0447-0481, Carlos Manuel Murillo Morales, cédula 2-0374-0416, Nancy Yahaira Jiménez Granados, cédula 2-0565-0188, Carlos Enrique Solís Arias, cédula 2-0365-0158, Valeria Salazar Vargas, cédula 2-0738-0759, Gerardo Francisco Sánchez Fernández, cédula 2-0314-0294, Yorleny Martínez Montoya, cédula 2-0519-0480, Ronald Gerardo Solís Gamboa, cédula 2-0454-0915, Harold Augusto Angulo Lobo, cédula 1-0810-0872, Kevin Carranza Salazar, cédula 2-0791-0826, José Jarold Garro Rojas, cédula 2-0495-0013, Luis Ángel Olivar Soto, cédula 2-0205-0565, Reducindo Arce Benavides, cédula 2-0281-0403, Gilbert Oporta Paz, cédula de residencia permanente 15581108822, Luis Barrantes Morales, cédula 2-0335-0781, Dennis Jairo Montenegro Rizo, cédula de residencia permanente 155816929413, Freddy Carvajal Vargas, cédula 2-0274-0891, Marli Evelin García Espinoza, cédula 2-0569-0437, Jorge Luis Ramírez Monge, cédula 2-0399-0346, Juan Antonio Rodríguez Rojas, cédula 2-0289-0224, Randall Paniagua Guzmán, cédula 2-0680-0361:***

*Indican los oponentes que están en contra de ambas solicitudes.*

*Los oponentes fundamentan su oposición:*

1. *La cooperativa no abarata su electricidad, se supone que de comprar una o dos hidroeléctricas, dejaría de comprar así electricidad al ICE, ahorrándose un buen porcentaje o monto de dinero al dejar de pagar por compra de electricidad, lo que se vería reflejado en una disminución el precio de tarifa eléctrica y en los montos de los recibos de sus abonados o usuarios. Se limita solo a recuperar las pérdidas, a pesar de que la gerencia manifestó que con la compra de la planta hidroeléctrica produciría un bajonazo en el costo de la producción de la energía, y que la planta estaba interconectada no produciendo costos adicionales en este sentido.*

2. *La solicitud de aumento de Coopelesca se basa en recuperar recursos económicos necesarios para cubrir la totalidad de los costos y la obtención del equilibrio financiero de la empresa. No es culpa del abonado o usuario que por un negociazo de unos en una compra-venta de una hidroeléctrica y toma de decisión de otros, sean ahora circunstancias para trasladar costos de las consecuencias a los usuarios del servicio eléctrico.*

   *Los oponentes exponen situaciones en torno a la compara de la hidroeléctrica Aguas Zarcas.*

3. *Coopelesca debe de buscar a toda costa, el bienestar social de sus abonados en todos los campos de su accionar: infocomunicaciones, almacene eléctricos, subestaciones y planta hidroeléctricas, genera así excelentes fuentes de trabajo con buenos salarios, pero el alza en la tarifa de la electricidad propone lo contrario, el poder adquisitivo se verá afectado.*

4. *El precio actual del kWh está más que bien vendido por la empresa y bien pagado por sus usuarios, por lo que se amerita un rechazo de la propuesta de aumento tarifario de luz.*

*Los oponentes solicitan:*

1. *Archivo de los expedientes y denegar la solicitud de aumento tarifario de luz.*

2. *Con carácter permanente denegar a futuro cualquier otra solicitud de aumento de tarifa eléctrica para recuperar recursos económicos y lograr balance en sus finanzas, bajo el tema planta hidroeléctrica Aguas Zarcas.*

3. *Que Aresep indique a Coopelesca otras medidas de recuperación de recursos económicos y exigir su aplicación en tanto las posibilidades lo permitan, para que no sean trasladados a los usuarios de la Cooperativa. Podría sugerir reducción del personal, cierre del canal 14, negociar para beneficio de la cooperativa pagos más bajos en asesorías y en futuras compras de planta hidroeléctricas, son algunas sugerencias que podrían ahorrar mucho dinero y más si estuvieran generando pérdidas.*

*En atención a lo solicitado por los oponentes, se les indica que la solicitud de ajuste por concepto de liquidación tarifaria está prevista en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. En este contexto, la Intendencia la aplicación tiene la responsabilidad de realizar la tramitación de la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante, de conformidad con lo establecido en la Ley N° 7593, la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por Coopelesca. Por ello, se le indica a los oponentes que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

*Aunque la Autoridad Reguladora no puede coadministrar, así establecido por el artículo 3 del Reglamento a la Ley 7593, se les informa que la Intendencia de Energía analiza toda la documentación que da sustento a la petición de liquidación, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos costos y gastos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Asimismo, se les indica que el proyecto de Contabilidad Regulatoria permite separar las actividades reguladas de las no reguladas, para evitar que se trasladen los costos y gastos no asociados a la prestación del suministro eléctrico.*

*Finalmente, en atención a los expuesto, se aclara a los oponentes que en la actualidad Coopelesca produce, desde su sistema de generación, alrededor del 24,7% de la energía que requiere para atender su demanda, por lo que el resto de la energía necesaria la adquiere de Coneléctricas y Cubujuquí (35,7%) y del ICE (39,6%), incluyendo el peaje.*

***19. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula de persona jurídica número 3-002-413768. Representada por el señor Jack Liberman Ginsberg, cédula número 8-0031-0074:***

*El oponente indica que según la solicitud tramitada en el expediente ET-006-2019 manifiesta:*

1. *Coopelesca solicita el ajuste argumentando que durante el año 2016 y 2017, no logró alcanzar los resultados financieros que la Aresep le había aprobado, sin embargo, de la revisión de los estados de resultados de los periodos 2016 y 2017 se puede demostrar que:*

    a. *En ambos años, según Coopelesca, el excedente de operación alcanzado fue menor a lo aprobado por la Aresep.*
    b. *Lo ingresos reales fueron mayores a lo proyectado por la Aresep, y la razón por la que no alcanzó el excedente establecido se debe a que sus gastos fueron mayores a lo proyectado por Aresep.*
    c. *El único costo que posee Coopelesca se ve afectado por el incremento en las ventas corresponde a las compras de electricidad, que fueron adicionales a lo proyectado en ambos años.*
    d. *Únicamente ¢370 millones de las compras adicionales de electricidad no fueron cubiertos por los ingresos incrementales percibidos por Coopelesca, por lo que cerca de ¢1 487 millones de lo que Coopelesca pretende obtener con esta solicitud, corresponde a otros gastos que no se ven afectados por el incremento de las ventas.*
    e. *Los gastos administrativos, de distribución y comercialización reales fueron mayores a los aprobados por Aresep y esta es la razón por la que Coopelesca solicita aumento en las tarifas.*
    f. *En los gastos administrativos, de distribución y comercialización Coopelesca pretende que se le reconozca más de lo aprobado por Aresep.*
2. *Los gastos adicionales pretendidos se explican porque esta empresa distribuidora considera que la proporción de sus gastos totales, atribuibles al servicio de distribución son mayores a los considerados por Aresep cuando fijo tarifas.*
3. *En el expediente no se encuentra la metodología ni los fundamentos que utiliza Coopelesca para determinar que los factores para distribuir los gastos administrativos, de distribución y de comercialización son mayores, es por esta razón que Acograce considera que la Aresep debe mantener los mismos factores aprobados, por lo que no existe razón para considerar que los gastos sean diferentes a los que previamente se proyectó.*

4. *Consideramos que la metodología de Liquidación de Gastos que se pretende aplicar, fue elaborada para realizar un ajuste ex post a las fijaciones tarifarias, que garantice el equilibrio financiero de las empresas distribuidoras y proteja a los consumidores cuando los gastos reales se alejan de los proyectados.*
5. *Pretender ajustar las tarifas argumentando que los factores de distribución de gastos que fueron aprobados durante las resoluciones que fijaron las tarifas de ambos años, eran incorrectos, deja en clara posición de indefensión a los consumidores.*
6. *Considerando lo anterior, Acograce ha estimado que el excedente real de operación de Coopelesca fue ¢292 millones adicionales en el 2016 y ¢679,3 millones en el 2017 para un total de ¢971,7 millones, de tal forma que más bien procede aplicar una rebaja del 2,97%*

*Petitoria:*

*Rebajar las tarifas de Coopelesca en un 2,97% durante el periodo del 1 de abril de 2019 al 31 de marzo del 2020.*

*En respuesta a lo expuesto y la petitoria realiza por el oponente, que el ajuste tarifario por concepto de liquidación está previsto en las metodologías aprobadas por la Junta Directiva en el 2015 para la tramitación de los estudios ordinarios de los sistemas de generación, transmisión y distribución, aplicables a las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación. Por tanto, la Intendencia como responsable de la aplicación de estas metodologías, debe realizar la tramitación de la solicitud de liquidación presentada por Coopelesca, para sus sistemas de generación y distribución, correspondiente a 2016 y 2017.*

*No obstante lo anterior, se informa al oponente que la Autoridad Reguladora, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por Coopelesca. Por ello, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso, considerando la obligación que tiene la Autoridad de Reguladora de armonizar los intereses de usuarios, consumidores y prestadores; velando por el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

*Por otro lado, toda fijación tarifaria se sustenta en la estimación de los ingresos, costos y gastos que la Autoridad Reguladora reconoce e incorpora en el cálculo de la tarifa, de manera que la liquidación prevista lo que pretende, de acuerdo con la metodología, es contrastar esas estimaciones con los ingresos, costos y gastos reales, previendo la posibilidad de reconocer las diferencias, siempre y cuando estés debidamente justificada y apegadas al principio del servicio al costo.*

*Por último, se le informa que el proyecto de Contabilidad Regulatoria, de conformidad con lo establecido en la RIE-068-2016, separa los ingresos, gastos y costos de las actividades reguladas y no reguladas; previendo la asignación de gastos y costos comunes, utilizando factores de asignación que deben estar debidamente justificados.*

*En este estudio tarifario, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía analiza toda la documentación que da sustento a la petición de liquidación, con el propósito de verificar que los gastos y costos reales estén relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados; así como excluir aquellos costos y gastos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*[…]*

**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 estructura de costos y gastos sin combustible tarifas del sistema de distribución que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020, tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar la estructura de costos y gastos sin combustible tarifas del sistema de distribución que presta Coopelesca a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de marzo de 2020, de la siguiente manera:

| Sistema de distribución | | | CVC |
|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige desde el 1/abr/2019 al 31/mar/2020** | **Rige a partir del 1/abr/2020** |
| **► Tarifa T-RE: tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Bloque 0-30 | Cargo fijo | 2 215,50 | 2 124,00 |
| Bloque 31-200 | cada kWh | 73,85 | 70,80 |
| Bloque 201 y más | kWh adicional | 92,85 | 89,01 |
| **► Tarifa T-CO: comercios y servicios** | | | |
| ○ **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 96,01 | 92,04 |
| ○ **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 234 210,00 | 224 520,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 78,07 | 74,84 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 47 285,80 | 45 332,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 728,58 | 4 533,20 |
| **► Tarifa T-IN: tarifa Industrial** | | | |
| ○ **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 96,01 | 92,04 |
| ○ **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Bloque 0-3000 | Cargo fijo | 234 210,00 | 224 520,00 |
| Bloque 3001 y más | cada kWh | 78,07 | 74,84 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| Bloque 0-10 | Cargo fijo | 47 285,80 | 45 332,00 |
| Bloque 11 y más | cada kW | 4 728,58 | 4 533,20 |
| **► Tarifa T-MT: tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 77,02 | 73,84 |
| Periodo Valle | cada kWh | 65,41 | 62,71 |
| Periodo Noche | cada kWh | 59,08 | 56,64 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 4 431,07 | 4 247,98 |
| Periodo Valle | cada kW | 4 431,07 | 4 247,98 |

**II.** Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de esta resolución.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—O. C. N° 9123-2019.—Solicitud N° 052-2019.—( IN2019331970 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0023-IE-2019 del 22 de marzo de 2019**

# SOLICITUD PRESENTADA POR LA REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO S.A. (RECOPE) PARA LA FIJACIÓN EXTRAORDINARIA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS CORRESPONDIENTE A MARZO DE 2019

**ET-019-2019**

## RESULTANDO:

**I.** Que el 30 de julio de 1981, mediante la Ley N.° 6588, se establece que Recope es la encargada de refinar, transportar y comercializar a granel el petróleo y sus derivados en el país.

**II.** Que el 17 de agosto de 1993, mediante la Ley N.° 7356, se establece que la importación, refinación y distribución al mayoreo de petróleo crudo y sus derivados para satisfacer la demanda nacional son monopolio del Estado, por medio de Recope.

**III.** Que el 15 de octubre de 2015, mediante la resolución RJD-230-2015, publicada en el diario oficial La Gaceta N.° 211 del 30 de octubre de 2015, se estableció la *Metodología tarifaria ordinaria y extraordinaria para fijar el precio de los combustibles derivados de los hidrocarburos en planteles de distribución y al consumidor final,* modificada por la resolución RJD-070-2016 publicada en el Alcance N.° 70 de la Gaceta N.° 86 del 5 de mayo de 2016.

**IV.** Que el 19 de febrero de 2018, las empresas envasadoras Tomza de Costa Rica S.A., Envasadora Súper Gas GLP S.A. y 3-101-622925 S.A. solicitaron, mediante oficio sin número, que se realicen ajustes mensuales incorporando la composición del GLP (folios 3013 al 3020 del expediente ET-081-2017).

**V.** Que el 23 de marzo de 2018, la IE mediante la resolución RIE-030-2018, publicada en el Alcance Digital N.° 67 a La Gaceta N.° 58 del 4 de abril de 2018, aprobó entre otras cosas los otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria en colones por litro para cada producto para el 2018 (ET-081-2017).

**VI.** Que el 27 de abril de 2018, la IE mediante la resolución RIE-038-2018, publicada en el Alcance N.° 89 de la Gaceta N.° 77 del 3 de mayo de 2018, aprobó entre otras cosas, el margen de operación de Recope en colones por litro para cada producto para el 2018 (ET-081-2017).

**VII.** Que el 22 de febrero de 2019, la IE mediante la resolución RE-0019-IE-2019 publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.°41 del 27 de febrero de 2019, fijó entre otras cosas el diferencial de precios que regirá en las tarifas que se fijen en marzo y abril de 2019 (ET-013-2019).

**VIII.** Que el 8 de marzo de 2019, Recope mediante os oficio GAF-0314-2019, GAF-0316-2019, solicitó fijación extraordinaria de precios de los combustibles y remitió copia de las facturas de importación de combustible utilizados por la flota pesquera nacional no deportiva, respectivamente (folios 1 al 73 y del 90 al 99).

**IX.** Que el 11 de marzo de 2019, la IE mediante el oficio OF-0325-IE-2019 le otorgó admisibilidad y solicitó proceder con la consulta pública respectiva (folios 74 al 76).

**X.** Que el 13 de marzo de 2019, Recope mediante el oficio GAF-0337-2019 presentó los precios del asfalto y emulsión respectivamente (folio 102).

**XI.** Que el 14 de marzo de 2019, en los diarios nacionales: La Nación, La Teja y La Extra y en La Gaceta N° 52, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 21 de marzo de 2019 (folio 101).

**XII.** Que el 21 de marzo de 2019, mediante el oficio IN-0071-DGAU-2019, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que, *[…] vencido el plazo establecido, no se recibieron posiciones […]* (corre agregado al expediente).

**XIII.** Que el 22 de marzo de 2019, a las 9:00 horas se revisó el expediente digital el cual contienen 102 folios.

**XIV.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante el informe IN-0032-IE-2019, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos.

## CONSIDERANDO

**I.** Que del estudio técnico IN-0032-IE-2019, citado, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

## II. *ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA*

*De conformidad con la metodología vigente y aplicable al presente asunto, el cálculo del precio de cada uno de los combustibles se debe realizar con fecha de corte al segundo viernes de cada mes -8 de marzo de 2019 en este caso-, con base en las siguientes variables y criterios de cálculo:*

### *1. Precio FOB de referencia ($Pr_{ij}$)*

*Se utilizaron los precios internacionales de los 15 días naturales anteriores a la fecha de corte de realización del estudio. Los precios están sustentados en el promedio simple de los 11 días hábiles de los precios FOB internacionales de cada uno de los productos derivados del petróleo, tomados de la bolsa de materias primas de Nueva York (NYMEX) -período de cálculo comprendido entre el 21 de febrero y 7 de marzo de 2019 ambos inclusive, excepto para el Av-gas que publica precios los sábados, razón por cual se cuenta con 13 registros durante este mismo período.*

*De este rango de precios se obtuvo un precio promedio por barril para cada tipo de producto. Dicho precio promedio a la fecha de corte se expresa en colones por litro, utilizando 158,987 litros por barril y el tipo de cambio promedio de venta para las operaciones con el sector público no bancario, correspondiente a los 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes, calculado por el Banco Central de Costa Rica para efecto de expresarlo en colones. El tipo de cambio promedio utilizado es de ¢608,96/$, correspondiente al período comprendido entre el 21 de febrero al 7 de marzo de 2019, ambos inclusive.*

### *Resumen de los $Pr_{ij}$*

*En el siguiente cuadro se detallan los precios promedios vigentes de los combustibles y los propuestos, tanto en US dólares por barril -unidad de compra venta a nivel internacional- como en colones por litro -unidad de compra venta a nivel nacional-.*

*Se incorpora el ajuste de calidad de conformidad con lo señalado en la resolución RE-0018-IE-2019.*

***Cuadro N.° 1***
***Comparativo de precios FOB promedio (en $/bbl y ¢/l)***

| Producto | $Pr_{ij}$ ($/bbl) RE-0019-IE-2019 | $Pr_{ij}$ ($/bbl) propuesta | Diferencia ($/bbl) | $Pr_{ij}$ (¢/l) [1] RE-0019-IE-2019 | $Pr_{ij}$ (¢/l) [2] Propuesta | Diferencia (¢/l) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Gasolina RON 95 | 62,50 | 72,92 | 10,42 | 240,98 | 279,32 | 38,34 |
| Gasolina RON 91 | 59,87 | 70,20 | 10,33 | 230,83 | 268,89 | 38,06 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre | 77,51 | 82,71 | 5,20 | 298,84 | 316,81 | 17,97 |
| Diésel marino | 88,75 | 91,14 | 2,39 | 342,17 | 349,08 | 6,91 |
| Keroseno | 77,57 | 80,85 | 3,28 | 299,08 | 309,68 | 10,60 |
| Búnker | 58,98 | 65,08 | 6,10 | 227,41 | 249,27 | 21,86 |
| Búnker Térmico ICE | 65,04 | 70,84 | 5,80 | 250,76 | 271,32 | 20,56 |
| IFO 380 | 57,49 | 65,83 | 8,34 | 221,67 | 252,15 | 30,48 |
| Asfalto | 57,32 | 67,54 | 10,22 | 221,01 | 258,69 | 37,68 |
| Diésel pesado o gasóleo | 66,15 | 71,90 | 5,74 | 255,06 | 275,38 | 20,32 |
| Emulsión asfáltica rápida (RR) | 37,41 | 43,68 | 6,27 | 144,24 | 167,29 | 23,05 |
| Emulsión asfáltica lenta (RL) | 37,26 | 43,90 | 6,64 | 143,65 | 168,15 | 24,49 |
| LPG (70-30) | 30,23 | 30,54 | 0,31 | 116,55 | 116,98 | 0,43 |
| LPG (rico en propano) | 27,87 | 29,01 | 1,14 | 107,46 | 111,11 | 3,65 |
| Av-Gas | 100,33 | 109,81 | 9,48 | 386,83 | 420,59 | 33,76 |
| Jet fuel A-1 | 77,57 | 80,85 | 3,28 | 299,08 | 309,68 | 10,60 |
| Nafta Pesada | 72,44 | 77,49 | 5,04 | 279,31 | 296,79 | 17,48 |

*Factor de conversión 1 barril = 158,987 litros*
*[1] Tipo de cambio promedio: ¢612,99/US$*
*[2] Tipo de cambio promedio: ¢608,96/US$*
*Fuente: Intendencia de Energía.*

*De acuerdo con la información presentada en el cuadro anterior, al comparar los precios promedio internacionales en dólares de esta propuesta, respecto a los utilizados en la última fijación tarifaria, que ajustó esta variable (RE-0019-IE-2019), se registró un aumento en el precio de los productos que importa Recope de la Costa del Golfo de los Estados Unidos.*

*Lo anterior responde a los recortes de producción que continúa aplicando la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), así como las sanciones interpuestas por Estados Unidos contra Venezuela e Irán. Sin embargo, lo anterior se ha contenido levemente debido a los informes referentes a la producción récord e inventarios más altos en Estados Unidos, junto con estimaciones reducidas en torno al crecimiento esperado de la demanda global de los combustibles fósiles.*

*Adicionalmente, cabe mencionar la presión que ha ejercido el Presidente de los Estados Unidos recientemente para disminuir los precios, con el fin de ofrecer a los consumidores estadounidenses gasolina más barata y así incentivar a su base de votantes. A finales de febrero 2019 publicó mediante redes sociales una crítica a la OPEP indicando que el mundo no soportaba que los precios subieran más, lo que hizo reaccionar el mercado.*

*Por otro lado, la apreciación que se registró en el tipo de cambio provocó que el aumento de los precios de los productos terminados no fuese aún mayor.*

*El 25 de abril de 2016, mediante la resolución RJD-070-2016, publicada en el Alcance N.° 70 de la Gaceta N.° 86 del 5 de mayo de 2016, se modificó la referencia del Asfalto descrita en la tabla 1 de la metodología vigente, leyéndose correctamente: […] Selling Prices Asphalt Cement, Gulf Coast, Area Barge y/o Asphalt Cement Texas/Lousiana Gulf. Dato puede ser proporcionado por Recope. […]*

*El 13 de marzo de 2019, mediante el oficio GAF-0337-2019, Recope proporcionó los precios del asfalto y emulsión, para esta fijación tarifaria y de conformidad con lo dispuesto en la resolución RJD-070-2016, la IE utilizó como referencia los precios FOB internacional del Asfalto de "Selling Prices Asphalt Cement, Gulf Coast/Mid-South, Area Barge", publicados en la revista Poten & Partners con reporte semanal.*

*Dichos precios se encuentran expresados en dólares de los Estados Unidos por tonelada corta (por sus siglas en inglés US$/ST). No obstante, con el objetivo de expresar los precios internacionales en dólares de los Estados Unidos (US$) por barril, esta Intendencia, de conformidad con los resultados obtenidos por el Programa de Evaluación de la Calidad de Hidrocarburos (mediciones efectuadas por el Laboratorio Nacional de Materiales y Modelos Estructurales (Lanamme), calculó el factor de conversión de la densidad del asfalto para el 2018 en 5,539 barril/tonelada corta. Este resultado se obtiene a partir del valor de densidad promedio anual obtenido por dicho Programa, el cual correspondió a 1,0302 g/cm3 a 25°C*

*La ecuación utilizada para determinar el factor de conversión fue:*

*(1 L/1,0302 kg) * (907,18 kg/1 ton) * (1 gal/3,785 L) * (1 barril/42 gal) = 5,539 barril/ton*

## 2. *Margen de operación de Recope (K), otros ingresos prorrateados y rentabilidad sobre base tarifaria por producto*

*Mediante la resolución RIE-030-2018 del 23 de marzo de 2018, se aprobó entre otras cosas los otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria para cada producto en colones por litro para el 2018 y mediante la resolución RIE-038-2018, del 27 de abril de 2018, que resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Recope contra la resolución RIE-030-2018 entre otras cosas, se fijó el margen de operación de Recope, tal como se muestra en el siguiente cuadro:*

***Cuadro N.° 2***
***Cálculo de componentes de precio por producto 2018***
***(colones por litro)***

| ***Producto*** | ***K*** | ***OIP $_{i,a}$*** | ***RSBT$_i$*** |
|---|---|---|---|
| *Gasolina RON 95* | *38,20* | *(0,01)* | *9,44* |
| *Gasolina RON 91* | *37,76* | *(0,01)* | *9,67* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre* | *37,50* | *(0,01)* | *9,34* |
| *Diésel marino* | *29,95* | *(0,01)* | *0,00* |
| *Keroseno* | *39,11* | *(0,01)* | *8,50* |
| *Búnker* | *59,86* | *(0,01)* | *6,92* |
| *Búnker Térmico ICE* | *31,40* | *(0,01)* | *1,91* |
| *IFO-380* | *58,99* | *(0,01)* | *4,23* |
| *Asfaltos* | *96,73* | *(0,01)* | *12,91* |
| *Diésel pesado* | *32,71* | *(0,01)* | *6,33* |
| *Emulsión Asfáltica RR* | *65,16* | *(0,01)* | *15,59* |
| *Emulsión Asfáltica RL* | *69,28* | *(0,01)* | *15,59* |
| *LPG (mezcla 70-30)* | *55,19* | *(0,01)* | *12,10* |
| *LPG (rico en propano)* | *49,81* | *(0,01)* | *0,00* |
| *Av-gas* | *222,05* | *(0,01)* | *27,87* |
| *Jet fuel A-1* | *68,22* | *(0,01)* | *13,14* |
| *Nafta pesada* | *30,91* | *(0,01)* | *3,52* |

*Fuente: RIE-030-2018 y RIE-038-2018*

### *3. Ventas estimadas*

*En el expediente ET-019-2019 Anexo N.º 3C, Recope presentó una explicación detallada sobre el procedimiento seguido para realizar la estimación de las ventas por producto de marzo a junio de 2019. El Área de Información y Mercados de la IE, realizó una evaluación de esta estimación y como resultado, se concluyó que la metodología utilizada por Recope es más precisa que la que se obtiene directamente de la aplicación del FORECAST PRO, considerando que los ajustes realizados minimizan la diferencia entre ventas reales y estimadas. En consecuencia, se utilizó el dato proporcionado por Recope.*

### *4. Diferencial de precios ($Da_{i,j}$)*

*De acuerdo con la metodología vigente, el diferencial de precios $Da_{i,j}$ que se debe incorporar a los precios de los combustibles bimestralmente, se originó de las diferencias diarias entre el costo FOB del litro promedio de combustible en tanque versus el precio FOB promedio de referencia del combustible i del ajuste j, dividido entre el total de ventas estimadas por producto i para el periodo de ajuste j. Y se calculó utilizando las ecuaciones del apartado 5.6 de la metodología.*

*Mediante la resolución RE-0019-IE-2019, publicada en Alcance Digital N.º 45 a La Gaceta N.º 41 del 27 de febrero de 2019, se calculó el diferencial de precios que estará vigente en marzo y abril. El cuadro siguiente resume los cálculos de esta variable por producto, así como el costo por litro a incorporar en el precio plantel.*

***Cuadro N.° 3***
***Cálculo del diferencial de precios por litro***

| ***Producto*** | ***Monto (¢ / litro) (*)*** |
|---|---|
| *Gasolina RON 95* | *(28,64)* |
| *Gasolina RON 91* | *(22,98)* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre* | *(29,00)* |
| *Asfalto* | *(7,81)* |
| *LPG (mezcla 70-30)* | *(29,05)* |
| *Jet fuel A-1* | *(24,31)* |
| *Búnker* | *(34,16)* |
| *Búnker Térmico ICE* | *-* |
| *Av-gas* | *(26,85)* |

*(*) Los montos negativos corresponden a rebajas en las tarifas.*
*Fuente: IE*

## *5. Ajuste de la densidad para el GLP*

*De conformidad con lo indicado en la sección 2.1.4.1 y el Por Tanto VI y VII de la RIE-030-2018, para marzo 2019 se realiza el ajuste volumétrico en cilindros de acuerdo con la densidad media (15°C y 1 atm) en plantas envasadoras, utilizando los datos del trimestre comprendido entre diciembre de 2018 y febrero 2019, tal y como se muestra a continuación:*

***Cuadro N.° 4***
***Litros de GLP por capacidad del cilindro***

| *Capacidad del cilindro* | *Mezcla 70/30* | *Rico en propano* |
|---|---|---|
| | *Litros ajustados para marzo 2019* | |
| *4,54 kg (10 lb)* | *8,70* | *8,98* |
| *9,07 kg (20 lb)* | *17,39* | *17,96* |
| *11,34 kg (25 lb)* | *21,74* | *22,46* |
| *15,88 kg (35 lb)* | *30,44* | *31,44* |
| *18,14 kg (40 lb)* | *34,79* | *35,93* |
| *20,41 kg (45 lb)* | *39,13* | *40,42* |
| *27,22 kg (60 lb)* | *52,18* | *53,89* |
| *45,36 kg (100 lb)* | *86,96* | *89,82* |

*Fuente: Recope, Intendencia de Energía.*

## *6. Subsidios*

### *6.1. Flota pesquera nacional no deportiva*

*De acuerdo con la aplicación de la Ley N.° 9134 de Interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384, creación del Instituto Costarricense de Pesca y Acuicultura, y sus reformas, de 16 de marzo de 1994 y del artículo 123 de la Ley de Pesca y Acuicultura N.° 8436 y sus reformas de 1 de marzo de 2005 y lo establecido en la resolución RJD-230-2015, se actualiza en los precios de los combustibles, el subsidio a la flota pesquera, calculado con base en la facturación real de compra de combustible de febrero de 2019.*

#### *6.1.1. Determinación del "Si" a aplicar a las tarifas vigentes:*

*El valor del subsidio se determinó como la suma de todas las diferencias entre lo que está incluido en la tarifa vigente y los costos que la Ley N.° 9134 indica le corresponde pagar a este sector, de tal forma que se resten esas diferencias a las tarifas vigentes, para obtener el precio final de venta.*

*De conformidad con lo indicado en el párrafo anterior, se detallan a continuación únicamente los componentes que se deben actualizar cada mes:*

*i. Margen de Recope:*

*El precio plantel del diésel y la gasolina para venta al sector pesquero nacional no deportivo debe contemplar, únicamente: flete marítimo, seguro marítimo y costos de trasiego, almacenamiento, distribución; éstos de acuerdo con la última información disponible, en este caso, el estudio ordinario (RIE-038-2018). De conformidad con el método de cálculo del subsidio para pescadores, primero se calcula cada uno de los componentes de costo del margen absoluto de ambos productos -gasolina RON 91 y diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre - determinados en el estudio ordinario de margen de Recope. Se obtiene como resultado los nuevos valores a incorporar al margen ajustado de pescadores, tal y como se puede apreciar en el siguiente cuadro:*

***Cuadro N.° 5***
***Cálculo del margen de Recope a incluir en el precio de la flota pesquera (colones por litro)***

| ***Gasolina RON 91*** | | |
|---|---|---|
| ***Componente del margen*** | ***Margen total*** | ***Margen ajustado pescadores*** |
| *Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L* | *2,34* | |
| ***Flete marítimo ¢/L*** | ***6,54*** | ***6,54*** |
| ***Seguro marítimo ¢/L*** | ***0,16*** | ***0,16*** |
| *Costo marítimo ¢/L* | *0,42* | |
| *Pérdidas en tránsito $/bbl* | *0,02* | |
| ***Costos de trasiego almacenamiento y distribución*** | ***9,87*** | ***9,87*** |
| *Costos de gerencias de apoyo* | *10,08* | |
| *Inventario de Seguridad en producto terminado* | *0,00* | |
| *Inversión (depreciación)* | *7,62* | |
| *Costos por demoras en embarques* | *0,32* | |
| *Transferencias* | *0,39* | |
| ***Total*** | ***37,76*** | ***16,57*** |

***Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre***

| ***Componente del margen*** | ***Margen total*** | ***Margen ajustado pescadores*** |
|---|---|---|
| *Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L* | *2,34* | |
| ***Flete marítimo ¢/L*** | ***6,24*** | ***6,24*** |
| ***Seguro marítimo ¢/L*** | ***0,17*** | ***0,17*** |
| *Costo marítimo ¢/L* | *0,39* | |
| *Pérdidas en tránsito $/bbl* | *-0,07* | |
| ***Costos de trasiego almacenamiento y distribución*** | ***10,11*** | ***10,11*** |
| *Costos de gerencias de apoyo* | *10,08* | |
| *Inventario de Seguridad en producto terminado* | *0,00* | |
| *Inversión (depreciación)* | *7,54* | |
| *Costos por demoras en embarques* | *0,32* | |
| *Transferencias* | *0,39* | |
| ***Total*** | ***37,50*** | ***16,52*** |

***Nota**: El margen total es el margen de comercialización de Recope determinado en la resolución RIE-038-2018, el margen ajustado a pescadores refleja los únicos tres costos listados anteriormente de conformidad con la Ley N.° 9134.*
*Fuente: RIE-038-2018*

*Por consiguiente, las tarifas propuestas de gasolina RON 91 incluirían un margen de operación de ¢37,76 por litro, mientras que el cargo por margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢16,57 por litro, generando un diferencial de ¢21,19 por litro.*

*Para el caso del diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre, las tarifas propuestas incluirían un margen de operación de ¢37,50 por litro, mientras que el margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢16,52 por litro, generando un diferencial de ¢20,98 por litro.*

*ii. Monto de la factura de compra del combustible:*

*Se calculó las diferencias entre los precios FOB vigentes a la fecha de este informe y los precios promedio simple facturados de los embarques recibidos en febrero de 2019, según facturas adjuntas al expediente.*

*Es importante resaltar que para febrero no hubo importación de gasolina RON 91, sobre este punto Recope mediante el oficio GAF-0314-2019 del 8 de marzo de 2019 indicó […] se incluyen las facturas de los embarques sólo de diésel, dado que en el mes de febrero no hubo importación de gasolina plus 91, por lo cual se emplea el valor del estudio anterior según RE-0019-IE-2019. […].*

*Esta Intendencia después de realizar el análisis pertinente, considera correcto utilizar el precio FOB de referencia internacional promedio facturado de enero para el caso de la gasolina RON 91.*

***Cuadro N.° 6***
***Diferencia entre el $Pr_{ij}$ y el precio facturado***
***(Facturas febrero 2019)***

***Facturas pagadas en el último mes***

| Producto | Fecha de factura | $ / bbl | Bbls | Total $ | Beneficiario | Embarque |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Diésel 50 ppm de azufre | 05/02/2019 | $75,45 | 240.036,08 | 18.110.363,52 | Valero Marketing and Supply Co | 015D092019 |
| Diésel 50 ppm de azufre | 27/02/2019 | $75,94 | 229.546,69 | 17.430.745,27 | Valero Marketing and Supply Co | 018D102019 |
| Diésel 50 ppm de azufre | 26/02/2019 | $79,60 | 231.584,25 | 18.435.077,21 | Valero Marketing and Supply Co | 025D112019 |

| | Diferencial de precios promedio | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Producto | Pri promedio facturado $ | Pri vigente $ | dif /bbl $ | dif /L $ | dif /L ¢ (*) |
| Diésel 50 ppm de azufre | $76,98 | $77,51 | -$0,53 | $0,00 | -2,02 |
| Gasolina RON 91 | $54,32 | $59,87 | -$5,54 | -$0,03 | -21,23 |

*(*) Tipo de cambio promedio: ¢608,96/US$*

*iii. Subsidio por litro de febrero 2019:*

*Como resultado de lo anterior, el siguiente cuadro muestra el subsidio por litro para la gasolina RON 91 y diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre que vende Recope a la flota pesquera nacional no deportiva identificando el monto para cada ítem considerado:*

***Cuadro N.° 7***
***Cálculo del subsidio para la gasolina RON 91***
***y el Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre***
***para la flota pesquera nacional no deportiva***
***-febrero de 2019-***
***(colones por litro)***

| Componentes del $SC_{i,j}$ de gasolina RON 91 pescadores | |
|---|---|
| Pri -facturación- | -21,23 |
| K | -21,19 |
| $SC_{i,j}$ | -42,42 |

| Componentes del $SC_{i,j}$ de diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores | |
|---|---|
| Pri -facturación- | -2,02 |
| K | -20,98 |
| $SC_{i,j}$ | -23,00 |

*Fuente: Intendencia de Energía*

### *6.1.2. Asignación del subsidio cruzado a otros combustibles:*

*De conformidad con la resolución RJD-230-2015, el subsidio del combustible i lo pagarán únicamente los combustibles no subsidiados en el ajuste extraordinario j, a menos de que la normativa vigente al momento del cálculo estipule lo contrario. La participación del pago del subsidio será distribuida de conformidad con la ecuación 18 de la metodología vigente.*

*Dicha ecuación establece para ventas estimadas de productos mayores que cero; en caso de que no se estimen ventas de alguno de los productos i, el porcentaje del subsidio a aplicar sería cero.*

### *6.1.3. Cálculo del valor total del subsidio*

*Una vez obtenido el monto del subsidio para pescadores por litro de gasolina RON 91 y diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre, éste se multiplica por las ventas estimadas de esos productos durante abril de 2019, con el fin de determinar el monto total a subsidiar.*

*Como resultado, el monto por litro a subsidiar, en marzo para la gasolina RON 91 para pescadores es de ¢42,42 y para el diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre de pescadores ¢23,00, tal y como se detalla a continuación.*

***Cuadro N.° 8***
***Cálculo del subsidio total a la flota pesquera nacional no deportiva (colones)***

| *Subsidio* | *Monto del subsidio por litro a trasladar en abril* | *Ventas estimadas a pescadores abril* [1] | *Subsidio a pescadores* |
|---|---|---|---|
| *Gasolina RON 91* | *-42,42* | *711 147* | *-30 169 816* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre* | *-23,00* | *1 416 895* | *-32 583 686* |
| ***Total*** | | *2 128 042,00* | *-62 753 502* |

*Fuente: Intendencia de Energía*

*De conformidad con el cuadro anterior, el subsidio total a pescadores asciende a ¢62 753 502 a trasladar en abril de 2019.*

*Una vez obtenido este monto se distribuye proporcionalmente, según las ventas estimadas de abril de 2019 de todos los demás productos que expende Recope, con el fin de obtener el valor total del subsidio ($PS_{i,j}$), tal y como se muestra a continuación:*

***Cuadro N.° 9***
***Cálculo de la asignación del subsidio por producto***

| Producto | Recope: ventas febrero 2019 [a] | | Subsidio total [c] | Ventas abril 2019 [d] | Subsidio ¢/litro |
|---|---|---|---|---|---|
| | Litros | Relativo [b] | | | |
| Gasolina RON 95 | 57 665 664 | 19,77 | 12 407 241 | 56 614 640 | 0,22 |
| Gasolina RON 91 | 52 463 302 | 17,99 | 11 287 910 | 51 966 388 | 0,22 |
| Gasolina RON 91 pescadores | 684 591 | | -30 169 816 | 711 147 | -42,42 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre | 105 652 219 | 36,22 | 22 731 942 | 105 116 576 | 0,22 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores | 1 404 668 | | -32 583 686 | 1 416 895 | -23,00 |
| Keroseno | 730 472 | 0,25 | 157 167 | 671 549 | 0,23 |
| Búnker | 8 335 391 | 2,86 | 1 793 428 | 9 693 278 | 0,19 |
| Búnker Térmico ICE | | 0,00 | 0 | 15 001 604 | - |
| Ifo-380 | | 0,00 | 0 | 0 | - |
| Asfalto | 9 664 078 | 3,31 | 2 079 306 | 10 227 475 | 0,20 |
| Diésel pesado o gasóleo | 821 401 | 0,28 | 176 731 | 924 640 | 0,19 |
| Emulsión asfáltica rápida (RR) | 1 140 525 | 0,39 | 245 393 | 1 153 365 | 0,21 |
| Emulsión asfáltica lenta (RL) e/ | 38 432 | 0,01 | 8 269 | 63 595 | 0,13 |
| LPG (70-30) | 26 730 815 | 9,16 | 5 751 354 | 27 613 518 | 0,21 |
| Av-Gas | 122 495 | 0,04 | 26 356 | 109 881 | 0,24 |
| Jet Fuel -A1 | 28 297 343 | 9,70 | 6 088 406 | 25 240 158 | 0,24 |
| Nafta pesada | 0 | 0,00 | 0 | 0 | - |
| **Total** | 293 751 396 | 100,00 | 0 | 306 524 709 | |

*a/ Ventas reales reportes mensuales Recope*

*b/ No incluye ventas a pescadores.*

*c/ Los montos negativos corresponden al subsidio al precio de los combustibles para la flota pesquera nacional no deportiva, mientras que los montos positivos corresponden al monto adicional que se debe cobrar en los demás productos, diferentes al destinado a la flota pesquera nacional no deportiva, para financiar el subsidio que se otorga al combustible que se le vende a ésta.*

*d/ Ventas estimadas ET-019-2019.*

*Fuente: Intendencia de Energía.*

### *6.2. Política sectorial mediante Decreto Ejecutivo N.° 39437-MINAE*

*Al actualizarse en este estudio tarifario las variables consideradas para mantener la relación con respecto al precio internacional similar a la vigente en el período 2008-2015 que indica la Política Sectorial dictada mediante Decreto Ejecutivo N.° 39437-MINAE, se debe recalcular el subsidio correspondiente:*

***Cuadro N.° 10***
***Porcentaje promedio del $Pr_{ij}$ sobre el precio plantel, 2008-2015***

| Producto | Porcentaje promedio $Pr_{ij}$ en $PPC_i$ 2008-2015 | Precio FOB | Precio plantel sin impuesto con nueva metodología | Precio plantel manteniendo la relación | Subsidio |
|---|---|---|---|---|---|
| Búnker | 86,00 | 249,27 | 282,22 | 289,94 | 7,73 |
| Búnker Térmico ICE | 85,00 | 271,32 | 304,79 | 319,65 | 14,87 |
| Asfalto | 85,00 | 258,69 | 360,86 | 305,27 | -55,59 |
| Emulsión asfáltica rápida RR | 85,00 | 167,29 | 248,40 | 197,64 | -50,76 |
| Emulsión asfáltica lenta RL | 85,00 | 168,15 | 253,29 | 198,65 | -54,63 |
| LPG (70-30) | 86,00 | 116,98 | 155,58 | 135,68 | -19,90 |
| LPG (rico en propano) | 89,00 | 111,11 | 161,08 | 124,60 | -36,48 |

*Fuente: Intendencia de Energía*

*El valor total se obtuvo multiplicando el valor del subsidio para cada producto por las ventas estimadas para abril de 2019, el monto total a subsidiar asciende a ¢ 882 085 958,88 tal y como se muestra en el siguiente cuadro:*

***Cuadro N.° 11***
***Valor total del subsidio por producto***

| Producto | Subsidio cruzado | Ventas estimadas abril 2019 | Valor total del subsidio |
|---|---|---|---|
| Búnker | 7,73 | 9 693 278,00 | 74 915 206,67 |
| Búnker Térmico ICE | 14,87 | 15 001 604,00 | 223 026 504,95 |
| Asfalto | -55,59 | 10 227 475,00 | (568 509 716,40) |
| Emulsión asfáltica rápida RR | -50,76 | 1 153 365,00 | (58 541 016,16) |
| Emulsión asfáltica lenta RL | -54,63 | 63 595,00 | (3 474 384,65) |
| LPG (70-30) | -19,90 | 27 613 518,00 | (549 502 553,30) |
| LPG (rico en propano) | -36,48 | - | - |
| Total | | | (882 085 958,88) |

*Fuente: Intendencia de Energía*

*De acuerdo con la política sectorial y la metodología vigente, este monto debe ser distribuido entre los demás productos no subsidiados, proporcionalmente a las ventas estimadas para abril de 2019.*

## *Cuadro N.° 12*
## *Cálculo de la asignación del subsidio según la política sectorial*
## *abril 2019*

| *Producto* | *Ventas estimadas (en litros) abril 2019* | *Valor relativo* | *Total del subsidio (en colones)* | *Asignación del subsidio (¢/L)* |
|---|---|---|---|---|
| *Gasolina RON 95* | *56 614 640,00* | *23,53* | *207 522 372,78* | *3,67* |
| *Gasolina RON 91* | *51 966 388,00* | *21,59* | *190 484 089,32* | *3,67* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre* | *105 116 576,00* | *43,68* | *385 307 427,01* | *3,67* |
| *Diésel marino* | *-* | *0,00* | *-* | *0,00* |
| *Keroseno* | *671 549,00* | *0,28* | *2 461 579,58* | *3,67* |
| *Búnker* | *9 693 278,00* | *-* | | *-* |
| *Búnker Térmico ICE* | *15 001 604,00* | *-* | *-* | *-* |
| *IFO 380* | *-* | *0,00* | *-* | *0,00* |
| *Asfalto* | *10 227 475,00* | *-* | | *-* |
| *Diésel pesado o gasóleo* | *924 640,00* | *0,38* | *3 389 290,95* | *3,67* |
| *Emulsión asfáltica rápida RR* | *1 153 365,00* | *-* | | *-* |
| *Emulsión asfáltica lenta RL* | *63 595,00* | *-* | | *-* |
| *LPG (70-30)* | *27 613 518,00* | *-* | | *-* |
| *LPG (rico en propano)* | *-* | *-* | *-* | *-* |
| *Av-Gas* | *109 881,00* | *0,05* | *402 771,54* | *3,67* |
| *Jet fuel A-1* | *25 240 158,00* | *10,49* | *92 518 427,70* | *3,67* |
| *Nafta Pesada* | *56 614 640,00* | *0,00* | *-* | *0,00* |
| ***Total*** | *304 396 667,00* | *100* | *882 085 958,88* | |
| ***Total (sin ventas de subsidiados)*** | *240 643 832,00* | | | |

*Fuente: Intendencia de Energía*

## *Variables consideradas y resultados*

*El siguiente cuadro muestra el resumen de las variables que componen los precios en plantel de distribución de Recope:*

### *Cuadro N.° 13*

### *Precio plantel sin impuesto final con las variables consideradas*

| | | | | | | | | | | | Pescadores | | Política Sectorial | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **PRODUCTO** | **Precio FOB Actual [1]** | **Precio FOB Actual** | **Margen de operación de Recope** | **Otros ingresos** | **Otros ingresos prorrateados** | **Diferencial de precio** | **Ajuste por gastos de operación** | **Ajuste por otros ingresos** | **Canon de regulación** | **Subsidio específico** | **Subsidio cruzado** | **Asignación del subsidio** | **Subsidio cruzado** | **Asignación del subsidio** | **Rendimiento sobre base tarifaria** | **Precio Plantel (sin impuesto)** |
| | **$ / bbl** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** | **¢ / litro** |
| *Gasolina RON 95* | *72,92* | *279,32* | *38,20* | *0,00* | *-0,01* | *-28,64* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,22* | *0,00* | *3,67* | *9,44* | *302,37* |
| *Gasolina RON 91* | *70,20* | *268,89* | *37,76* | *0,00* | *-0,01* | *-22,98* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,22* | *0,00* | *3,67* | *9,67* | *297,37* |
| *Gasolina RON 91 pescadores* | *70,20* | *268,89* | *37,76* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *-42,42* | *-42,42* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *264,22* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre* | *82,71* | *316,81* | *37,50* | *0,00* | *-0,01* | *-29,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,22* | *0,00* | *3,67* | *9,34* | *338,67* |
| *Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores* | *82,71* | *316,81* | *37,50* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *-23,00* | *-23,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *331,31* |
| *Diésel marino* | *91,14* | *349,08* | *29,95* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *379,18* |
| *Keroseno* | *80,85* | *309,68* | *39,11* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,23* | *0,00* | *3,67* | *8,50* | *361,34* |
| *Búnker* | *65,08* | *249,27* | *59,86* | *0,00* | *-0,01* | *-34,16* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,19* | *7,73* | *0,00* | *6,92* | *289,94* |
| *Búnker Térmico ICE* | *70,84* | *271,32* | *31,40* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *14,87* | *0,00* | *1,91* | *319,65* |
| *IFO 380* | *65,83* | *252,15* | *58,99* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *4,23* | *315,51* |
| *Asfalto* | *67,54* | *258,69* | *96,73* | *0,00* | *-0,01* | *-7,81* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,20* | *-55,59* | *0,00* | *12,91* | *305,27* |
| *Diésel pesado o gasóleo* | *71,90* | *275,38* | *32,71* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,19* | *0,00* | *3,67* | *6,33* | *318,42* |
| *Emulsión asfáltica rápida RR* | *43,68* | *167,29* | *65,16* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,21* | *-50,76* | *0,00* | *15,59* | *197,64* |
| *Emulsión asfáltica lenta RL* | *43,90* | *168,15* | *69,28* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,13* | *-54,63* | *0,00* | *15,59* | *198,65* |
| *LPG (mezcla 70-30)* | *30,54* | *116,98* | *55,19* | *0,00* | *-0,01* | *-29,05* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,21* | *-19,90* | *0,00* | *12,10* | *135,68* |
| *LPG (rico en propano)* | *29,01* | *111,11* | *49,81* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *-36,48* | *0,00* | *0,00* | *124,60* |
| *Av-Gas* | *109,81* | *420,59* | *222,05* | *0,00* | *-0,01* | *-26,85* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,24* | *0,00* | *3,67* | *27,87* | *647,71* |
| *Jet fuel A-1* | *80,85* | *309,68* | *68,22* | *0,00* | *-0,01* | *-24,31* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,24* | *0,00* | *3,67* | *13,14* | *370,78* |
| *Nafta Pesada* | *77,49* | *296,79* | *30,91* | *0,00* | *-0,01* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,16* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *3,52* | *331,37* |

*[1] Fuente: Platts, a excepción del IFO 380, asfalto, diésel marino y emulsión asfáltica.*

*Tipo de cambio promedio: ¢608,96 Nota: Las diferencias en los decimales se deben a efectos de redondeo.*

## *7. Impuesto único*

*De acuerdo con el Decreto Ejecutivo N.º 41524-H, publicado en el Alcance N.º 28 a La Gaceta N.º 27 del 7 de febrero de 2019, el Ministerio de Hacienda, actualizó el impuesto único a los combustibles según el siguiente detalle:*

***Cuadro N.° 14***
***Impuesto único a los combustibles***

| *Tipo de combustible* | *Impuesto en colones por litro* |
|---|---|
| *Gasolina súper* | *257,75* |
| *Gasolina plus 91* | *246,25* |
| *Diésel 50 ppm de azufre* | *145,50* |
| *Asfalto* | *50,00* |
| *Emulsión asfáltica* | *37,75* |
| *Búnker* | *23,75* |
| *LPG -mezcla 70-30* | *50,00* |
| *Jet A-1* | *147,75* |
| *Av-gas* | *246,25* |
| *Keroseno* | *70,25* |
| *Diésel pesado* | *48,00* |
| *Nafta pesada* | *35,50* |

*Fuente: Decreto Ejecutivo N.° 41524-H, publicado en La Gaceta Nº22 del 31 de enero de 2019*

## *8. Banda de precios para los combustibles que vende Recope en puertos y aeropuertos*

*La fijación del precio plantel de Recope en puertos y aeropuertos está dada por una banda. El rango está limitado por el cálculo de una desviación estándar, tomando como base los últimos 300 datos de precios FOB en dólares por barril tomados de Platt's. Para el caso del Jet fuel A-1 los valores son tomados de la referencia pipeline de acuerdo con el fundamento dado en la resolución RJD-230-2015. Para el Av-gas se considera el promedio de las referencias Borger TX (código DA398KS),*

*Pasadena Tx (código DA416ZX) y Baton Rouge LA (código DA115KS) y para el IFO-380 la información es suministrada por Recope.*

*A la desviación estándar obtenida se le debe sumar o restar al precio internacional -$Pr_{ij}$-, para establecer así su rango de variación. Una vez publicado en La Gaceta, Recope puede ajustar el $Pr_{ij}$ diariamente según la fuente de información utilizada; luego adicionar los restantes factores que componen el precio y así determinar el precio final de los combustibles en puertos y aeropuertos, siempre y cuando este nuevo $Pr_{ij}$ determinado por Recope, no esté fuera de la banda establecida.*

*En el cuadro siguiente se muestran las desviaciones estándar para cada combustible, así como los demás valores que permiten determinar la banda de precio.*

***Cuadro N.° 15***
***Rangos de variación de los precios de venta para IFO-380, AV-GAS y Jet-fuel***

| Producto | Desviación estándar $ / lit | Desviación estándar ¢ / lit | Prij ¢ / lit | Ki ¢ / lit | Di ¢ / lit | PS pesquera ¢ / lit | PS Sectorial ¢ / lit | Precio al consumidor Límite inferior ¢ / lit | Precio al consumidor Límite Superior ¢ / lit |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| IFO-380 | 0,04 | 23,18 | 252,15 | 58,99 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 292,36 | 338,72 |
| AV – GAS | 0,08 | 50,04 | 420,59 | 222,05 | -26,85 | 0,24 | 3,67 | 597,70 | 697,77 |
| JET FUEL A-1 | 0,04 | 26,54 | 309,68 | 68,22 | -24,31 | 0,24 | 3,67 | 344,27 | 397,34 |

*Tipo de cambio promedio: ¢608,96/US$*
*Fuente: Intendencia de Energía*

*La variación entre el cálculo presentado por Recope y el obtenido por esta Intendencia responde a la diferencia en el efecto de los subsidios a calcular.*

## *9. Márgenes de comercialización*

*Según la resolución RIE-062-2013, publicada en el Alcance Digital N.° 118 a La Gaceta N.° 124 el 28 de junio de 2013, el margen de comercialización para estaciones de servicio mixtas y marinas a partir del 1 de mayo de 2015, se estableció en ¢48,3128 por litro.*

*El margen de comercialización del distribuidor sin punto fijo de venta -peddler- fue establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996, en un monto de ¢3,746 por litro.*

*Para el caso del flete de productos limpios, se fijó un monto promedio de ¢9,6405 por litro, mediante resolución RIE-065-2018. Para el caso del jet-fuel y el Av-gas, se estableció un margen de comercialización para la estación de servicio -con flete incluido- de ¢16,2697 por litro, mediante resolución RIE-065-2018 del 24 de julio de 2018, publicada en el Alcance Digital N.°139 a La Gaceta N.°139 el 1 de agosto de 2018.*

*Para el caso del flete de productos negros -sucios-, se considera la fórmula establecida en resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre de 2014 publicada en el Alcance digital N.° 61 a La Gaceta N.° 208 del 29 de octubre de 2014.*

*Según la resolución RE-0074-IE-2018 del 14 de agosto de 2018, publicada en el Alcance Digital N.° 148 a La Gaceta N.° 152 del 22 de agosto de 2018, el margen de comercialización para el envasador de GLP se estableció en ¢53,036 por litro para el 2019.*

*Según la resolución RE-0017-IE-2019 del 22 de febrero de 2019, publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.° 41 del 27 de febrero de 2019, el margen para el distribuidor de cilindros de GLP se estableció en ¢54,519 por litro y el margen de comercializador de cilindros de GLP, se estableció en ¢62,692 por litro.*

## *III. CONSULTA PÚBLICA*

*La DGAU remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, mediante el oficio IN-0071-DGAU-2019 del 21 de marzo de 2019, el cual indica que, vencido el plazo establecido, […] no se recibieron posiciones […] –corre agregado al expediente-.*

## *IV. CONCLUSIONES*

1. *De conformidad con la resolución RJD-230-2015, en esta fijación extraordinaria se actualizaron las siguientes variables: 1. Precio promedio FOB de referencia internacional, 2. Tipo de cambio y 3. Subsidios.*

2. *Los precios FOB de importación registraron un aumento, lo anterior debido a los recortes de producción que continúa aplicando la OPEP, así como las sanciones interpuestas por Estados Unidos contra Venezuela e Irán. Sin embargo, lo anterior se ha contenido levemente debido a los informes referentes a la producción récord e inventarios más altos en Estados Unidos, junto con estimaciones reducidas en torno al crecimiento esperado de la demanda global de los combustibles fósiles.*

3. *Se registro una disminución del tipo de cambio durante el periodo de revisión de precios, dicho efecto se manifiestó en una apreciación de la moneda local de ¢4,03 por dólar, respecto al dato utilizado en la fijación anterior, afectando por positivamente los precios internos que son expresados en colones.*

4. *Los precios de los productos deben modificarse de conformidad con lo que se expone en el apartado siguiente.*

*[…]*

**II.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, según el siguiente detalle:

## a. Precios en planteles de abasto:

**PRECIOS PLANTEL RECOPE**
***-colones por litro-***

| Producto | Precio sin impuesto | Precio con impuesto (3) |
|---|---|---|
| Gasolina RON 95 (1) | 302,37 | 560,12 |
| Gasolina RON 91 (1) | 297,37 | 543,62 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre(1) | 338,67 | 484,17 |
| Diésel marino | 379,18 | 524,68 |
| Keroseno (1) | 361,34 | 431,59 |
| Búnker (2) | 289,94 | 313,69 |
| Búnker Térmico ICE (2) | 319,65 | 343,40 |
| IFO 380 (2) | 315,51 | 315,51 |
| Asfalto (2) | 305,27 | 355,27 |
| Diésel pesado o gasóleo (2) | 318,42 | 366,42 |
| Emulsión asfáltica rápida RR (2) | 197,64 | 235,39 |
| Emulsión asfáltica lenta RL(2) | 198,65 | 236,40 |
| LPG (mezcla 70-30) | 135,68 | 185,68 |
| LPG (rico en propano) | 124,60 | 174,60 |
| Av-Gas (1) | 647,71 | 893,96 |
| Jet fuel A-1 (1) | 370,78 | 518,53 |
| Nafta Pesada (1) | 331,37 | 366,87 |

*(1) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante resolución RIE-065-2018 del 24 de julio de 2018.*
*(2) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en resolución RIE-079-2014 del 24 de octubre de 2014 publicada en el Alcance digital N.° 61 de La Gaceta N.° 208 del 29 de octubre de 2014.*
*(3) Se exceptúa del pago de este impuesto, el producto destinado a abastecer las líneas aéreas y los buques mercantes o de pasajeros en líneas comerciales, todas de servicio internacional; asimismo, el combustible que utiliza la Asociación Cruz Roja Costarricense, así como la flota de pescadores nacionales para la actividad de pesca no deportiva, de conformidad con la Ley N.° 7384 y el artículo 1 de la Ley N.° 8114*

## b. Precios a la flota pesquera nacional no deportiva exonerado del impuesto único a los combustibles:

**PRECIOS A LA FLOTA PESQUERA NACIONAL NO DEPORTIVA (1)**
**-colones por litro-**

| Producto | Precio Plantel sin impuesto |
|---|---|
| Gasolina RON 91 | 264,22 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre | 331,31 |

*(1) Según lo dispuesto en la Ley 9134 de interpretación Auténtica del artículo 45 de la Ley 7384 de INCOPESCA y la Ley 8114 de Simplificación y Eficiencia Tributarias*

## c. Precios al consumidor final en estación de servicio con punto fijo*:*

**PRECIOS CONSUMIDOR FINAL EN ESTACIONES DE SERVICIO**
***-colones por litro-***

| Producto | Precio con impuesto *(3)* |
|---|---|
| Gasolina RON 95 (1) | 618,00 |
| Gasolina RON 91 (1) | 602,00 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre (1) | 542,00 |
| Keroseno (1) | 490,00 |
| Av-Gas (2) | 910,00 |
| Jet fuel A-1 (2) | 535,00 |

*(1) El precio final contempla un margen de comercialización de 48,3128/litro y flete promedio de 9,6405/litro, para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RIE-062-2013 de 25 de junio de 2013 y RIE-065-2018 del 24 de julio de 2018, respectivamente.*

*(2) El precio final para las estaciones aéreas contempla margen de comercialización total promedio -con transporte incluido de 16,2697/litro, establecidos mediante resolución RIE-065-2018 del 24 de julio de 2018.*

*(3) Redondeado al colón más próximo.*

## d. Precios del comercializador sin punto fijo *-consumidor final-:*

**PRECIOS DEL DISTRIBUIDOR DE COMBUSTIBLES SIN PUNTO FIJO**
**A CONSUMIDOR FINAL**
***-colones por litro-***

| Producto | Precio con impuesto (1) |
|---|---|
| Gasolina RON 95 | 563,86 |
| Gasolina RON 91 | 547,36 |
| Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre | 487,92 |
| Keroseno | 435,34 |
| Búnker | 317,44 |
| Asfalto | 359,02 |
| Diésel pesado | 370,17 |
| Emulsión asfáltica rápida RR | 239,14 |
| Emulsión asfáltica lenta RL | 240,15 |
| Nafta Pesada | 370,62 |

*(1) Incluye un margen total de 3,746 colones por litro, establecido mediante resolución RJD-075-96 de 4 de setiembre de 1996.*
*Se excluyen el IFO 380, Gas Licuado del Petróleo, Av-gas y Jet A-1 general de acuerdo con lo dispuesto en Decreto 31502-MINAE-S, publicado en La Gaceta N.° 235 del 5 de diciembre de 2003 y Voto constitucional 2005-02238 del 2 de marzo de 2005.*

## e. Precios del gas licuado del petróleo –*LPG*- al consumidor final mezcla 70-30:

**PRECIO DE GAS LICUADO DE PETROLEO POR TIPO DE ENVASE Y CADENA DE DISTRIBUCION**

***-mezcla propano butano-***

***-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único-*** **(1)**

| Tipos de envase | Precio a facturar por el envasador (2) | Precio a facturar por distribuidor y agencias (3) | Precio a facturar por detallistas (4) |
|---|---|---|---|
| Tanques fijos *-por litro-* | 238,72 | (*) | (*) |
| Cilindro de 4,54 kg (10 lb) | 2 076,00 | 2 550,00 | 3 095,00 |
| Cilindro de 9,07 kg (20 lb) | 4 152,00 | 5 100,00 | 6 190,00 |
| Cilindro de 11,34 kg (25 lb) | 5 190,00 | 6 375,00 | 7 738,00 |
| Cilindro de 15,88 kg (35 lb) | 7 266,00 | 8 925,00 | 10 833,00 |
| Cilindro de 18,14 kg (40 lb) | 8 304,00 | 10 200,00 | 12 381,00 |
| Cilindro de 20,41 kg (45 lb) | 9 342,00 | 11 475,00 | 13 929,00 |
| Cilindro de 27,22 kg (60 lb) | 12 456,00 | 15 300,00 | 18 571,00 |
| Cilindro de 45,36 kg (100 lb) | 20 759,00 | 25 501,00 | 30 952,00 |
| Estación de servicio mixta *(por litro)* (5) | | (*) | 287,00 |

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.

(1) Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.° 65 del 2 de abril de 2001.

(2) Incluye el margen de envasador de 53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 del 14 de agosto de 2018, publicada en el Alcance Digital N.° 148 a La Gaceta N.° 152 del 22 de agosto de 2018.

(3) Incluye el margen de distribuidor de cilindros de GLP de ¢54,519/litro establecido mediante resolución RE-0017-IE-2019 del 22 de febrero de 2019, publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.° 41 del 27 de febrero de 2019.

(4) Incluye el margen de comercializador de cilindros de GLP de ¢62,692/litro establecido mediante resolución RE-0017-IE-2018 del 22 de febrero de 2018, publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.° 41 del 27 de febrero de 2019.

(5) Incluye el margen de envasador de 53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 del 14 de agosto de 2018 y 48,3128/litro para estación de servicio mixta, establecido mediante resolución RIE-062-2013 del 25 de junio de 2013.

## f. Precios del gas licuado del petróleo –LPG- rico en propano al consumidor final:

**PRECIO DE GAS LICUADO DE PETROLEO RICO EN PROPANO POR TIPO DE ENVASE**
**Y CADENA DE DISTRIBUCION**
***-en colones por litro y cilindros incluye impuesto único–*** **(1)**

| Tipos de envase | Precio a facturar por el envasador (2) | Precio a facturar por distribuidor y agencias (3) | Precio a facturar por detallistas (4) |
|---|---|---|---|
| Tanques fijos *-por litro-* | 227,64 | (*) | (*) |
| Cilindro de 4,54 kg (10 lb) | 2.045,00 | 2.534,00 | 3.097,00 |
| Cilindro de 9,07 kg (20 lb) | 4.089,00 | 5.069,00 | 6.195,00 |
| Cilindro de 11,34 kg (25 lb) | 5.112,00 | 6.336,00 | 7.744,00 |
| Cilindro de 15,88 kg (35 lb) | 7.156,00 | 8.870,00 | 10.841,00 |
| Cilindro de 18,14 kg (40 lb) | 8.179,00 | 10.137,00 | 12.390,00 |
| Cilindro de 20,41 kg (45 lb) | 9.201,00 | 11.404,00 | 13.938,00 |
| Cilindro de 27,22 kg (60 lb) | 12.268,00 | 15.206,00 | 18.585,00 |
| Cilindro de 45,36 kg (100 lb) | 20.446,00 | 25.343,00 | 30.974,00 |
| Estación de servicio mixta-*por litro-* (5) | | (*) | 276,00 |

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.
(1) Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.° 65 del 2 de abril de 2001.
(2) Incluye el margen de envasador de 53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 del 14 de agosto de 2018, publicada en el Alcance Digital N.° 148 a La Gaceta N.° 152 del 22 de agosto de 2018.
(3) Incluye el margen de distribuidor de cilindros de GLP ¢54,519/litro establecido mediante resolución RE-0017-IE-2019 del 22 de febrero de 2019, publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.° 41 del 27 de febrero de 2019.
(4) Incluye el margen de comercializador de cilindros de GLP de ¢62,692/litro establecido mediante resolución RE-0017-IE-2018 del 22 de febrero de 2018, publicada en el Alcance Digital N.° 45 a La Gaceta N.° 41 del 27 de febrero de 2019.
(5) Incluye el margen de envasador de 53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 del 14 de agosto de 2018 y 48,3128/litro para estación de servicio mixta, establecido mediante resolución RIE-062-2013 del 25 de junio de 2013.

## g. Para los productos IFO-380, Av-gas y jet fuel que expende Recope en puertos y aeropuertos, los siguientes límites a la banda tarifaria:

**Rangos de variación de los precios de venta para IFO 380, Av-gas y Jet fuel A-1**

| Producto | ¢/L | |
|---|---|---|
| | Límite inferior | Límite superior |
| IFO 380 | 292,36 | 338,72 |
| Av-gas | 597,70 | 697,77 |
| Jet fuel A-1 | 344,27 | 397,34 |
| *Tipo de cambio* | *¢608,96* | |

**II.** Indicarle a Recope que se mantienen los requerimientos de información establecidos en resoluciones anteriores.

**III.** Establecer que los precios rigen a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

MARCO CORDERO ARCE
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—O. C. N° 9123-2019.—Solicitud N° 056-2019.—( IN2019331902 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0024-IE-2019 del 22 de marzo de 2019**

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

## ET-077-2018

## 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 20 de diciembre del 2018, mediante el oficio 5407-169-2018, y recibida en la Autoridad Reguladora el 21 de diciembre del 2018, 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 101).

**III.** Que el 4 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0006-IE-2019, 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 104 al 107).

**IV.** Que el 17 de enero del 2019, mediante el oficio 5407-011-2019, ICE presentó la solicitud de prórroga la información solicitada por medio del oficio OF-0006-IE-2019 (folios 108 al 109).

**V.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0077-IE-2019, la IE otorgó la ampliación del plazo solicitada mediante el oficio 5407-011-2019. (folios 202 al 203).

**VI.** Que el 23 de enero del 2019, mediante oficio 5407-014-2019, el ICE presentó la información solicitada mediante el oficio OF-0006-IE-2019, además presenta una modificación en el porcentaje de ajuste, así como en el plazo de la tarifa inicialmente solicitada (folios 114 al 200).

**VII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0111-IE-2019 la Intendencia de Energía (IE) emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica que presta el ICE (folios 204 al 206).

**VIII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0112-2019 la IE otorgó admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de generación de electricidad (folios 207 al 209).

**IX.** Que el 1 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 23 (folio 220).

**X.** Que el 1 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 220).

**XI.** Que el 4 de febrero del 2019, mediante el memorando ME-0225-DGAU-2019 se solicitó corregir lo publicado en los diarios de circulación nacional La Extra y la Teja el día 1 de febrero del 2019 y en la Gaceta número 23, con fundamento en lo expuesto en los oficios OF-0154-IE-2019 y OF-0157-IE-2019 (folios 223 al 224).

**XII.** Que el 4 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0157-IE-2019, se realiza la aclaración acerca de las solicitudes de ajuste tarifario presentadas por el ICE (folio 242).

**XIII.** Que el 5 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°25 del 5 de febrero del 2019 (folio 228).

**XIV.** Que el 5 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 228).

**XV.** Que el 11 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0179-IE-2019 se solicitó información adicional a los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 del ICE (folios 243 al 248).

**XVI.** Que el 14 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-025-2019 el ICE solicitó prórroga para presentar la información solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 249 al 250).

**XVII.** Que el 15 de febrero de 2019, mediante el informe IN-0037-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 255 al 257).

**XVIII.** Que el 18 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0207-IE-2019, se responde al oficio 5407-025-2019.

**XIX.** Que el 19 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-032-2019 el ICE remite la información adicional solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 261 al 276).

**XX.** Que el 26 de febrero del 2019 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 5 de marzo del 2019 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0055-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 9-AP-2019 (acta AC-0050-DGAU-2019). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262, Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378, Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 ( en conjunto), Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595, Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

**XXI.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0031-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de generación que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0031-IE-2019, 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 del sistema de generación de energía eléctrica, según el siguiente detalle:*

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

| Tarifa T-CB: Ventas a ICE distribución y CNFL, S.A. | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Tarifa | Tarifa | Variación | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | Vigente | Propuesta | absoluta | relativa (%) |
| a. Periodo Punta | cada kWh | ¢ 52,77 | ¢ 55,93 | ¢ 3,16 | 5,99% |
| b. Periodo Valle | cada kWh | ¢ 43,23 | ¢ 45,82 | ¢ 2,59 | 5,99% |
| c. Periodo Noche | cada kWh | ¢ 36,70 | ¢ 38,90 | ¢ 2,20 | 5,99% |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | |
| d. Periodo Punta | cada kW | ¢ 2 798,82 | ¢ 2 966,43 | ¢ 167,61 | 5,99% |
| e. Periodo Valle | cada kW | ¢ 2 798,82 | ¢ 2 966,43 | ¢ 167,61 | 5,99% |
| f. Periodo Noche | cada kW | 00,00 | 00,00 | ¢ 00,00 | 0,00% |

| Tarifa T-SD: Ventas al servicio de generación | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Tarifa | Tarifa | Variación | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | Vigente | Propuesta | absoluta | relativa (%) |
| a. Periodo Punta | cada kWh | ¢ 52,09 | ¢ 55,21 | ¢ 3,12 | 5,99% |
| b. Periodo Valle | cada kWh | ¢ 42,67 | ¢ 45,23 | ¢ 2,56 | 5,99% |
| c. Periodo Noche | cada kWh | ¢ 36,49 | ¢ 38,68 | ¢ 2,19 | 5,99% |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | |
| d. Periodo Punta | cada kW | ¢ 2 798,82 | ¢ 2 966,43 | ¢ 167,61 | 5,99% |
| e. Periodo Valle | cada kW | ¢ 2 798,82 | ¢ 2 966,43 | ¢ 167,61 | 5,99% |
| f. Periodo Noche | cada kW | 00,00 | 00,00 | ¢ 00,00 | 0,00% |

| Tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de generación | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Tarifa | Tarifa | Variación | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | Vigente | Propuesta | absoluta | relativa (%) |
| a. Periodo Punta | cada kWh | $ 0,061 | $ 0,061 | $ 0,000 | 0,00% |
| b. Periodo Valle | cada kWh | $ 0,051 | $ 0,051 | $ 0,000 | 0,00% |
| c. Periodo Noche | cada kWh | $ 0,044 | $ 0,044 | $ 0,000 | 0,00% |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | |
| d. Periodo Punta | cada kW | $ 3,256 | $ 3,256 | $ 0,000 | 0,00% |
| e. Periodo Valle | cada kW | $ 3,256 | $ 3,256 | $ 0,000 | 0,00% |
| f. Periodo Noche | cada kW | 00,00 | 00,00 | $ 0,000 | 0,00% |

*No obstante, se aclara que el ajuste promedio solicitado por el ICE es de 5,88%, dado que en su petición solicitó, según se puede apreciar en el cuadro anterior, un ajuste de 0,0% para la tarifa T-UD.*

*Las razones que motivan la petición tarifaria para el sistema de generación que presta el ICE son: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 4,87%, ii) atender los costos y gastos de operación y iii) 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 ICE para el servicio de generación de energía eléctrica.*

### a. *Parámetros utilizados*

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019[1], su revisión[2] y Programa Macroeconómico 2019-2020[3], 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. Un esquema de Metas de Inflación hace explícito 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[4].*

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2019-2020, estableció como objetivo de inflación un 3% (incluyendo el efecto del Impuesto al Valor Agregado) para el 2019 y 2020, con un rango de tolerancia de ±1 punto porcentual (p.p.).*

*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.*

---

[1] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/PM2018-2019.pdf
[2] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/RevisionPM-2018-2019.pdf
[3] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/Programa_Macroeconomico_2019-2020.pdf
[4] BCCR, https://www.bccr.fi.cr/seccion-politica-monetaria/pol%C3%ADtica-monetaria

*En lo que respecta al tipo de cambio, como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. 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 Unidos, se recopila a partir del sitio web[5] del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) -a través del portal estadístico statista.com-, estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,43%, 2,14% y 2,03% para el futuro cercano[6].*

*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 (2015, 2016, 2017 y 2018) y las proyecciones para el 2019 y 2020.*

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

| INDICES | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Variaciones según ARESEP (al final del año)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | -0,80% | 0,76% | 2,58% | 2,02% | 3,00% | 3,00% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,73% | 2,07% | 2,11% | 1,91% | 2,43% | 2,14% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,12% | 2,98% | 2,04% | 6,84% | 0,08% | 0,00% |
| **Variaciones según ARESEP (promedio anual)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | 0,80% | -0,02% | 1,63% | 2,26% | 2,60% | 3,10% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,12% | 1,26% | 2,13% | 2,44% | 1,36% | 2,28% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,54% | 2,05% | 3,66% | 1,62% | 5,30% | -0,03% |
| **Notas:** Los años 2019 y 2020 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) y como variación de los promedios anuales de los respectivos índices. | | | | | | |
| **Fuente:** Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI (statista). | | | | | | |

[5] BLS, http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu
[6] IMF (a través de statista.com), https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/

### *b. Análisis del mercado*

*El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario ordinario del sistema de generación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones complementarias: 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. Situación actual del mercado*

*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 donde también participan la CNFL S.A., las empresas municipales ESPH y Jasec, las cooperativas de electrificación rural 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 51,5% a las siete empresas distribuidoras; un 46,0% 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 IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de generación por la empresa ICE. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:*

1. *El ICE solicita un ajuste del 5,99% 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. El ICE solicita que el ajuste entre en vigencia desde el 01 de abril 2019 hasta el 31 de diciembre 2020. Por lo tanto, el ajuste promedio solicitado, excluido T-UD, es de 5,88%.*

*Según el ICE, los ingresos generados con el aumento tarifario solicitado, equivalentes a ¢50 467 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 octubre del 2018 y se estima el período correspondiente de enero de 2019 hasta diciembre de 2019. La estimación de las ventas totales de energía eléctrica del ICE se realiza 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 octubre 2018 y se realizó las proyecciones de las ventas a sus clientes de enero 2019 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: 7 672,2 GWh; T-SD (ventas a ESPH, Jasec y Cooperativas): 1 226,9 GWh; T-UD (venta a clientes alta tensión): 234,6 GWh. En suma, se espera una venta en unidades físicas cercanos a los 9 133,7 GWh.*

3. *Para calcular los ingresos vigentes del sistema de generación, del año 2019, ICE utiliza las tarifas que fueron publicadas en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018.*

4. *El ICE estima ingresos vigentes para el año 2019, cercanos a los ¢485 848,9 millones. Estos ingresos no consideran el efecto por CVC.*

5. *Con el ajuste solicitado se estima se alcanzarán ingresos para el sistema de generación del ICE en ¢507 183,7 millones para el mismo año 2019.*

6. *El ICE no presenta proyecciones de mercado para el año 2020.*

### *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. Se cuenta con información real hasta el mes de enero del 2019 y se realizan estimaciones hasta diciembre del año 2020.*

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 enero de 2019. Para la estimación de la demanda de los abonados en tarifa T-UD, se mantiene el mismo consumo del año anterior para los años 2019 y 2020.*

5. *Se acepta las proyecciones de importaciones y exportaciones del ICE al MER estimadas por el ICE, tanto en unidades físicas como monetarias. De esta forma se estima para 2019 importaciones por 52,4 GWh, lo que implicaría un gasto de ¢1 978 millones, mientras que para el 2020 la compra al MER sería de 22,6 GWh, lo que representaría un gasto cercano a los ¢2 054 millones.*

6. *En el caso de las exportaciones se estima para 2019 ventas por 169,2 GWh, lo que implicaría un ingreso aproximado de ¢2 655 millones. Para el 2020 las transacciones de venta al MER se esperan alrededor de los 175,9 GWh, lo que equivale a un ingreso de ¢2 381 millones.*

7. *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 los 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).*

8. *Las plantas que se espera tengan ingreso al sistema durante el año 2019 son: PS Valle escondido, PE Cacao y PG Pailas II.*

9. *La generación estimada por parte de la IE del parque eléctrico nacional es de 11 539,3 GWh para 2019 y de 11 981,3 GWh para 2020.*

10. *La proyección por parte de la IE de ventas de energía, en unidades físicas, del ICE generación a las empresas distribuidoras para el año 2019 es de 9 342,9 GW, que es un 2,2% superior a la estimación del ICE. Para el año 2020 la estimación es de 9 480,7 GW.*

    *De acuerdo con las proyecciones realizadas por la IE, las ventas del sistema de generación del ICE del año 2019 y 2020 se esperan tengan el siguiente detalle:*

***CUADRO N° 3***
***Sistema de generación: ICE***
***Ventas estimadas en GWh.***
***2019-2020.***

| AÑO | ICE DISTRIBUCIÓN | ALTA TENSIÓN | OTRAS DISTRIBUIDORAS | TOTAL |
|---|---|---|---|---|
| 2 019 | 4 310,6 | 225,8 | 4 806,5 | 9 342,9 |
| 2 020 | 4 367,7 | 225,8 | 4 887,2 | 9 480,7 |

*Nota: Información real hasta enero de 2019.*
*Fuente: IE, ARESEP y empresas distribuidoras.*
*Mayor detalle en anexo 1.*

11. *Para la proyección de ingresos se utilizan dos pliegos distintos. Para el año 2019 el pliego tarifario vigente es el publicado en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018, según RE-004-IE-2019. Para el año 2020 se utiliza el pliego según RIE-125-2017 publicada en el Alcance digital No. 308, Gaceta No. 241 del 20 de diciembre del 2017.*

12. *Así entonces, se espera que el sistema de generación del ICE alcance ingresos totales durante 2019 de ¢495 478 millones (excluyendo ingresos por exportaciones), con tarifas vigentes y sin CVC. El estudio ordinario del ICE estima 2% menos ingresos respecto al estimado por IE, esta diferencia es coherente con las diferencias en ventas físicas. Para el año 2020, el ingreso estimado será de ¢479 163,2 millones.*

13. *Respecto al transferencia de energía por parte de generadores privados al ICE, la IE proyecta para el año 2019 una compra de 2 585,9 GWh, esta proyección es 9,5% inferior a la estimada por el ICE. Para el año 2020 la IE estima una compra de 2 795,4 GWh, la cuál es inferior en 2,2% a la estimación del ICE.*

    *A pesar de lo anterior, en cuanto al valor monetario, Aresep utiliza para la estimación el precio mensual promedio real del año 2018 para estimar el costo de la compra mensual de los años 2019 y 2020. De esta forma el ICE estima que el costo de estas compras ascenderá hasta los ¢141 346 millones para 2019 y de ¢147 174 millones para el 2020, por su parte Aresep espera un costo de ¢139 393 millones para 2019 y de ¢150 541 millones para el 2020. El costo acumulado bianual de ambos estudios es*

*prácticamente el mismo. (ver detalle en libro de Excel anexado "Mercado-ICE-2019", hoja de cálculo "Anexo Generación"). El precio medio anual empleado es de ¢53,9 por cada kWh comprado.*

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 1,49% en general para las empresas distribuidoras y de alta tensión.*

15. *Dicho aumento regirá a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020. Con lo cual el ICE obtendrá una diferencia en sus ingresos cercanos a los ¢5 495,4 millones durante el año 2019 y de ¢7 139,5 millones para el año 2020. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:*

***CUADRO N° 4***
***Sistema de generación: ICE***
***Ingresos estimados vigentes, propuestos,***
***Año 2019-2020***
***en millones de colones.***

| *INGRESOS* | *ICE DISTRIBUCIÓN* | *ALTA TENSIÓN* | *OTRAS DISTRIBUIDORAS* | *TOTAL* |
|---|---|---|---|---|
| ***2019*** | | | | |
| *Vigentes* | *227 227,8* | *8 559,2* | *259 690,8* | *495 601,8* |
| *Propuestos* | *229 775,3* | *8 677,2* | *263 173,5* | *500 973,2* |
| ***2020*** | | | | |
| *Vigentes* | *219 524,4* | *8 118,6* | *251 520,3* | *479 277,9* |
| *Propuestos* | *222 795,3* | *8 266,3* | *256 097,9* | *486 302,7* |

*Nota: No se incluyen las exportaciones.*
*ARESEP y empresas distribuidoras*
*Mayor detalle de del cuadro anterior en anexo 1 y 2*

16. *Con esta modificación el precio medio de compra por cada kWh (sin CVC) para el 2019 cambia con ingresos vigentes a propuestos de ¢53,0 a ¢53,6 respectivamente. Para el 2020, se propone un precio medio de ¢51,3.*
17. *Tal como se indicó, el ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente.*

### *c. Análisis de inversiones*

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

#### *i. Adiciones propuestas para el sistema de generación según el ICE*

*Las adiciones que presenta ICE son requerimientos asociados a los planes de inversión y programas de operación y mantenimiento que ha venido desarrollando y pretende concluir entre el periodo 2018 y 2019, 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: Carpeta digital ET-077-2018: ET-077-2018 GEN\Capitulo_4_Inversiones\Carpetas de Macro y micro inversiones (folio 201)*
*en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del negocio de generación, Planeamiento y Desarrollo Eléctrico (PDE) y lo asociado a Ingeniería y Construcción.*

##### *a) Sobre adiciones del negocio de generación ICE*

*Se destaca que el principal rubro de inversión y monto incorporado corresponde a la Planta Geotérmica Pailas Unidad II, la cual entrará en operación comercial en junio de 2019, y se estima su primera sincronización al Sistema Eléctrico Nacional para el 26 de abril de 2019.*

*Datos relevantes de la planta: 55 MW, factor de planta: 0,9, energía anual: 4206 GWh, Hogares beneficiados: 137.000.*

*En visita técnica del 26 de febrero de 2019, esta Intendencia logró verificar el estado actual de las obras y el avance en el proceso de pruebas y puesta en marcha. Al día de la visita según datos aportados por el ICE, se registraba un avance real del 95,49 % contra un avance programado del 96,32 %.*

*A la fecha de la visita el ICE reportó un avance del 80% en pruebas y puesta en marcha. Ver registro fotográfico.*

*Cabe destacar que el 26 de febrero de 2019, se realizó la energización de infraestructura de interconexión a la red de transmisión nacional, por ende, dichas obras de transmisión y conexión se encuentran habilitadas operativas, esperando la sincronización de la Planta.*

*Es importante indicar que a la fecha de la visita la ruta crítica del proyecto es el sistema de agua cruda. Además, que se encuentra en proceso y pendiente la automatización de satélites y el sistema contra incendios.*

*Luego de analizar la información aportada sobre el proyecto, se considera que la justificación es técnicamente razonable y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la operación de la Planta Geotérmica Pailas Unidad II, la cual será habilitada operativamente y capitalizada en 2019.*

*Adicionalmente, se destaca que las principales adiciones de activos que forman parte de las Mejoras de plantas hidroeléctricas del 2018 y 2019 son:*

***2018:***

- ✓ *Rebobinado Estatores Planta Angostura*
- ✓ *Transformador de Potencia Planta Miguel Dengo*
- ✓ *Adición de infraestructura para aseguramiento del Vertedero Reventazón*

***2019***

- ✓ *Rebobinado Estatores Planta Angostura*
- ✓ *Modernización control y SCADA Planta Peñas Blancas*
- ✓ *Adquisición transformadora U3 Cachi*
- ✓ *Modernización de compuertas P1, P2, P5 y P6 de Cachi (Equipo Oleo hidráulico)*

*Al respecto, se considera que las justificaciones presentadas son técnicamente razonables y que por ende los recursos solicitados son necesarios para la operación confiable y segura de las plantas de generación.*

***b) Sobre adiciones del Planeamiento y desarrollo eléctrico***

*El requerimiento más relevante asociado a PDE es la adquisición de 100 vehículos eléctricos, cual se fundamenta en la Ley de Promoción del Transporte eléctrico, y según justifica el ICE dicha inversión es acorde con la política energética nacional.*

*Al respecto, se considera que la justificación es técnicamente razonable y que por ende los recursos solicitados corresponden a inversiones alineadas con la política pública dictada en materia de movilidad eléctrica y descarbonización.*

*Cabe destacar que se excluyeron los rubros asociados a Consultorías y Licencias y software electricidad y se trasladaron los montos y justificaciones al proceso de tarifas de electricidad para que sean considerados en el análisis financiero contable como parte de gastos de operación, mantenimiento o administrativos o activos intangibles según corresponda, ya que no son requerimientos asociados a activos fijos que se capitalizarán y en el período de ajuste tarifario.*

***c) Sobre adiciones de Ingeniería y Construcción***

*Respecto a los requerimientos indicados por el ICE para Ingeniería y Construcción, se indica que se excluyeron del análisis de adiciones los montos indicados sobre el rubro Gestión del Activo Productivo del Sector Electricidad y se traslada los detalles de montos y justificaciones al proceso de tarifas de electricidad para que sean considerados en el análisis financiero contable como parte de gastos de operación, mantenimiento o administrativos o activos intangibles según corresponda, ya que no son requerimientos asociados a activos fijos que se capitalizarán y en el período de ajuste tarifario.*

***d) Sobre adiciones de Otros activos en operación-Corporativo***

*De acuerdo con la información presentada en el expediente base de este estudio tarifario, el ICE no presenta las justificaciones para las inversiones de planta general corporativa, para los años 2018 y 2019, solo se indican montos generales sin detalles de los requerimientos ni es posible dar trazabilidad sobre dichos montos de inversión. Por tanto, se excluye del sistema de generación los rubros asociados a Otros activos en operación-Corporativo.*

***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.*

*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 2013 al 2017. Cabe destacar que la última fijación tarifaria fue realizada en el año 2017. 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***

| Porcentaje de ejecución para el Sistema de Generación<br>Millones de colones | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Año** | **Monto ARESEP** | **Monto ICE** | **Porcentaje de Ejecución** | **Porcentaje de ejecución ajustado*** |
| 2013 | 50 120,87 | 27 835,46 | 55,54% | |
| 2014 | 50 120,87 | 61 739,10 | 123,18% | |
| 2015 | 89 936,92 | 154 856,26 | 172,18% | |
| 2016 | 224 520,64 | 834 756,33 | 371,79% | |
| 2017 | 5 776,42 | 4 483,39 | 77,62% | |
| **Promedio** | | | **160,06%** | **100,00%** |

Según Metodología Tarifaria Vigente

**Fuentes:** Carpeta digital ET-077-2018: ET-077-2018 GEN\Capitulo_4_Inversiones\Indices_Ejecución_2013_2017_SG

*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.*

### *iii. Comparativo de adiciones*

*Se debe indicar que se realizó la comparación de las adiciones reconocidas versus las adiciones ejecutadas y reportadas por ICE para el periodo 2018. El detalle puede ser verificado en el archivo de cálculo adjunto. Ver anexo digital 1 en el informe de inversiones.*

*Al respecto se debe considerar que aquellas adiciones que se ejecutaron y presentan un nivel de sobre ejecución deben formar parte del proceso de liquidación del período 2018, y por ende se realizaron los ajustes correspondientes en el presente análisis tarifario.*

### *iv. Adición de activos al sistema de generación*

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

***Cuadro N° 7***
***Resumen de adiciones propuesta ICE***

| Resumen de adiciones contable en millones colones | | |
|---|---|---|
| Cuenta | Propuesta ICE | |
| | 2018 | 2019 |
| Hidroeléctrico | 5 838,61 | 9 952,54 |
| Térmico | 13,94 | 0,00 |
| Geotérmico | 0,00 | 192 712,31 |
| Eólico | 0,00 | 0,00 |
| Solar | 0,00 | 0,00 |
| **Subtotal** | **5 852,55** | **202 664,85** |
| Planta General- Ingeniería y Construcción | 2 621,68 | 1 380,67 |
| Planta General- PDE | 2 159,10 | 13,62 |
| Otros activos en operación-Negocio generación | 993,29 | 413,68 |
| Otros activos en operación-Corporativo | 13 681,68 | 5 433,94 |
| **Subtotal** | **19 455,75** | **7 241,91** |
| **Total** | **25 308,30** | **209 906,75** |

*Fuente: ET-077-2018.*

*Una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentado por ICE, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):*

***Cuadro N° 8***
***Resumen de adiciones propuesta Aresep***

| Resumen de adiciones contable en millones colones | | |
|---|---|---|
| | Propuesta Aresep | |
| Cuenta | 2018 | 2019 |
| Hidroeléctrico | 5 796,42 | 9 782,76 |
| Térmico | 13,84 | 0,00 |
| Geotérmico | 0,00 | 191 329,45 |
| Eólico | 0,00 | 0,00 |
| Solar | 0,00 | 0,00 |
| **Subtotal** | **5 810,26** | **201 112,21** |
| Planta General- Ingeniería y Construcción | 2 152,07 | 1 375,31 |
| Planta General- PDE | 2 143,58 | 13,57 |
| Otros activos en operación-Negocio generación | 986,15 | 412,07 |
| Otros activos en operación-Corporativo | 0,00 | 0,00 |
| **Subtotal** | **5 281,81** | **1 800,95** |
| **Total** | **11 092,07** | **202 913,16** |

*Fuente: ET-077-2018.*

### *v. 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: ET-077-2018\TARIF_2019\Capitulo_4_Inversiones\Retiro Activos_2017_2019_SG ET-077-2018, en el cual el ICE presenta el detalle de retiro de los activos listados para cada uno de los períodos considerados (2017, 2018, 2019) (Folio 201). Los montos asociados a los retiros de cada periodo se pueden consultar en el archivo en Excel "Inversiones ARESEP-GX-ICE-ET-077-2018", ya que debido al tamaño de la tabla no fue posible insertarlo en el presente informe.*

*Es importante resaltar que el ICE presentó el detalle de los activos retirados para el año 2017 a nivel de auxiliar. Ver formulario de retiro incorporados en carpeta nombrada Retiro Activos_2017_2019_SG, en ET-077-2018.*

### *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 de ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.*

*El ICE obtuvo un costo de capital propio y costo promedio ponderado de capital en el orden que sigue:*

***Cuadro N° 9***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***
***Estimaciones ICE***

| ***Sistema*** | ***Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)*** | ***Costo promedio ponderado del capital (WACC)*** |
|---|---|---|
| *Generación* | *4,87%* | *4,87%* |
| *Transmisión* | *5,44%* | *4,91%* |
| *Distribución* | *4,12%* | *3,88%* |
| *Alumbrado Público* | *3,51%* | *3,93%* |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Del análisis realizado por la IE, se consideran los siguientes datos:*

***Cuadro N° 10***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***
***Estimaciones Aresep***

| Sistema | Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM) | Costo promedio ponderado del capital (WACC) |
|---|---|---|
| *Generación* | *4,72%* | *5,69%* |
| *Transmisión* | *5,24%* | *5,88%* |
| *Distribución* | *4,05%* | *4,84%* |
| *Alumbrado Público* | *3,50%* | *4,02%* |

*Fuente: Elaboración propia.*

*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 utilizó la información de los estados financieros disponibles al mes de setiembre del 2018.*

*Cabe mencionar, que el ICE suministró la información de cada una de las deudas actualizadas a setiembre del 2018, a partir de las tasas de interés el petente calculó la T.I.R. "Tasa Interna de Retorno" e incorporó la devaluación de la moneda para posteriormente ponderar las deudas y obtener el costo de endeudamiento. Al respecto, esta Intendencia aclara que la T.I.R. no es un mecanismo aceptable metodológicamente, ya que la metodología es clara al indicar que el costo del endeudamiento se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa. El cambiar de método, implicó que el costo de endeudamiento se modificara en cada sistema, afectando el cálculo final del rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 11***
***Costo de Endeudamiento***
***Comparativo (Al ponderar TIR versus tasas de interés)***

| Sistema | T.I.R. | Tasa de Interés |
|---|---|---|
| *Generación* | *4,87%* | *6,36%* |
| *Transmisión* | *4,65%* | *6,21%* |
| *Distribución* | *3,55%* | *5,89%* |
| *Alumbrado Público* | *6,37%* | *7,02%* |

*Fuente: Elaboración propia.*

*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 2,35%*

- *Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,17 la beta desapalancada para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,41, 0,50, 0,30 y 0,20 para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

- *Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,73%. 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.*

*Para el cálculo del costo de endeudamiento se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa con corte a setiembre del año 2018, del cual se reconocieron los siguientes préstamos:*

***Cuadro N° 12***
***Detalle de la deuda ICE***
***Millones de colones***

| IDENTIFICACION | SALDO REVALUADO EN DOLARES | Generación | Distribución | Transmisión | Alumbrado Público | Operación Integrada |
|---|---|---|---|---|---|---|
| DEUDA EXTERNA | | | | | | |
| MULTILATERALES | | | | | | |
| BID 1931 TRAMO A | 59,71 | 24,09 | 17,47 | 16,16 | 1,09 | 0,90 |
| BID 1931 TRAMO B | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| BID 1908 - CCLIP $ | 158,02 | 62,96 | 37,51 | 56,38 | | 1,17 |
| BID 1908 - CCLIP $20 millones ¢ | 16,47 | 6,56 | 3,91 | 5,88 | | 0,12 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| BID 1908 - CCLIP $30 millones ¢ | 28,28 | 11,27 | 6,71 | 10,09 | | 0,21 |
| BEI LAS PAILAS | 37,12 | 34,81 | 0,00 | 2,32 | | |
| C.A.F. | 41,67 | 32,95 | | 8,72 | | |
| BID 2076 | 122,50 | 122,50 | | | | |
| BCIE 2151 | 149,84 | 0,00 | 37,52 | 105,59 | | 6,73 |
| BCIE 2109 TRAMO A | 97,77 | 97,77 | | | | |
| BCIE 2109 TRAMO B | 74,81 | 74,81 | | | | |
| BID 2747/OC-CR ¢ | 137,79 | 68,66 | 24,55 | 28,45 | | 16,12 |
| BID 2747/OC-CR $ | 23,66 | 11,79 | 4,22 | 4,89 | | 2,77 |
| **SUBTOTAL** | **947,63** | **548,15** | **131,90** | **238,47** | **1,09** | **28,02** |
| | | | | | | |
| **BILATERALES** | | | | | | |
| JICA CR-P3 | 69,91 | 69,91 | | | | |
| JICA CR-P5 | 108,52 | 108,52 | | | | |
| **SUBTOTAL** | **69,91** | **69,91** | | | | |
| | | | | | | |
| **BANCOS COMERCIALES** | | | | | | |
| SCOTIABANK 2014 | 24,00 | 8,69 | 11,81 | 3,09 | 0,10 | 0,31 |
| EMISION INT. BONOS 2043 | 500,00 | 334,95 | 38,40 | 121,65 | 0,70 | 4,30 |
| EMISION INT. BONOS 2021 | 500,00 | 447,50 | | 52,50 | | |
| **SUBTOTAL** | **1.024,00** | **791,14** | **50,21** | **177,24** | **0,80** | **4,61** |
| | | | | | | |
| **DEUDA INTERNA** | | | | | | |
| EMISION BONOS SERIE B1 | 75,00 | 51,83 | | 23,00 | | 0,17 |
| EMISION BONOS SERIE B3 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E1 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E2 | 125,00 | 86,01 | 4,08 | 33,84 | 0,04 | 1,04 |
| EMISION BONOS F4 | 145,00 | 74,68 | 0,06 | 61,07 | | 9,19 |
| SCOTIABANK TRAMO A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| FIDEICOMISO REVENTAZON $ | 410,42 | 410,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **SUBTOTAL** | **495,00** | **310,08** | **9,01** | **163,26** | **0,08** | **12,57** |
| **TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA EN US$** | **2.536,54** | **1.719,28** | **191,11** | **578,98** | **1,98** | **45,20** |
| | | | | | | |
| **DEUDA INTERNA CONTRATADA EN COLONES** | | | | | | |
| **IDENTIFICACION** | | **Generación** | **Distribución** | **Transmisión** | **Alumbrado Público** | **Operación Integrada** |

| | SALDO REVALUADO EN COLONES | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| FIDEICOMISO REVENTAZON ¢ | 225.968,25 | 225.968,25 | | 0,00 | | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A1 | 50.000,00 | 34.555,00 | | 15.335,00 | | 110,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A2 | 50.000,00 | 34.555,00 | | 15.335,00 | | 110,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A3 | 20.000,00 | 13.008,00 | 650,00 | 6.046,00 | 6,00 | 290,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A5 | 20.000,00 | 13.008,00 | 650,00 | 6.046,00 | 6,00 | 290,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A6 | 18.756,00 | 12.906,00 | 611,45 | 5.077,25 | 5,63 | 155,67 |
| EMISION DE BONOS SERIE A6-2014 | 6.351,00 | 6.351,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3 | 5.627,00 | 2.897,91 | 2,25 | 2.370,09 | 0,00 | 356,75 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3-2014 | 20.780,00 | 20.780,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3-2015 | 1.000,00 | 583,60 | 149,10 | 235,50 | 1,50 | 30,30 |
| BANCO NACIONAL DE C. R. | 23.482,11 | 0,00 | 15.794,07 | 7.277,11 | 410,94 | 0,00 |
| BANCO POPULAR/BCR /DIPOA | 9.961,94 | 6.634,65 | 3.327,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| BANCO POPULAR | 37.857,64 | 35.468,82 | 802,58 | 1.586,24 | 0,00 | 0,00 |
| FONDO GARANTIAS Y AHORRO | 11.000,00 | 8.076,20 | 2.368,30 | 555,50 | 0,00 | 0,00 |
| **SUBTOTAL DEUDA EN COLONES** | **500.783,94** | **414.792,43** | **24.355,03** | **59.863,68** | **430,06** | **1.342,73** |
| | | | | | | |
| **TOTAL SECTOR ELECTRICO $** | **2.536,54** | **1.719,28** | **191,11** | **578,98** | **1,98** | **45,20** |
| **TOTAL SECTOR ELECTRICO ¢** | **500.783,94** | **414.792,43** | **24.355,03** | **59.863,68** | **430,06** | **1.342,73** |

*Fuente: Archivo "Costo Deuda Electricidad -SETIEMBRE 2018-.xls"*

*Una vez analizada la información disponible para el cálculo del CAPM y WACC, y dado que las tarifas entrarían a regir el 1 de abril del 2019 (9 meses), el rédito para el desarrollo debe ser ajustado.*

*De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de generación (modelo WACC) es de 4,72%; mientras que el costo del capital propio es de 5,69%. Sin embargo, para el periodo 2019 la tarifa regirá durante un periodo de 9 meses (abril a diciembre) lo que implica un ajuste en el rédito que quedaría en 5,44%, aunado a los 12 meses del año 2020, para un total de 21 meses, motivo por el cual se ajusta el rédito teórico y se obtiene un rédito ajustado promedio del 5,56%.*

*El resultado del costo ponderado del capital otorgado a ICE difiere debido a que la IE consideró en el cálculo del costo de endeudamiento se utilizó las tasas de interés de los pasivos con costo financiero, no así la T.I.R.*

*Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo para el periodo de abril 2019 a diciembre 2020 es de ¢214 112,63 millones, el cual debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones, y aquellas macro-inversiones, que no conlleven una obligación financiera con terceros.*

*Indicadores financieros del sector electricidad del ICE:*

*A continuación se presenta un breve análisis de los indicadores financieros de la empresa, para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, así como a nivel consolidado del sector electricidad, tal como se muestra seguidamente:*

***Cuadro N° 13***
***Razones financieras, ICE***
***Con datos a diciembre del año 2017***

| Ratios | Generación | Transmisión | Distribución | Alumbrado | Sector Electricidad ICE |
|---|---|---|---|---|---|
| Razón Corriente/ Liquidez | 1,79 | 0,61 | 0,93 | 1,59 | 1,22 |
| Indice de Endeudamiento | 0,60 | 0,69 | 0,61 | 0,28 | 0,62 |
| Calidad de la deuda | 0,06 | 0,09 | 0,39 | 0,54 | 0,10 |
| Autonomía | 0,65 | 0,45 | 0,63 | 2,62 | 0,62 |
| Apalancamiento | 1,53 | 2,23 | 1,58 | 0,38 | 1,62 |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Tal como se visualiza, en la razón de liquidez ICE tiene capacidad de cubrir en un 122% sus pasivos a corto plazo para el sector electricidad, así como un 179%, 61%, 93% y 159% para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

*Por otra parte, en cuanto al índice de endeudamiento, se observa que un 60%, 69%, 61%, 28% y 62% de los activos se han financiado por terceros, para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*La calidad de la deuda es importante porque refiere a la proporción de los pasivos que se deben cubrir a corto plazo, dicha proporción corresponde al 6%, 9%, 39%, 54% y 10% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*La autonomía nos indica la proporción en que el patrimonio permite cubrir los pasivos de la entidad, dicha proporción corresponde al 65%, 45%, 63%, 262% y 62% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*Por último, pero no menos importante tenemos el indicador de apalancamiento, que es la relación entre crédito y capital propio invertido correspondiente a un 153%, 223%, 158%, 38% y 162% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*De lo anterior podemos concluir, que el ICE en su sistema de generación tiene un indicador de liquidez alto, sus activos son suficientes para cubrir la totalidad de sus pasivos en 1,79 veces.*

*Además, en lo que refiere al endeudamiento, casi dos terceras partes de los activos se han financiado a través de la deuda, financieramente el riesgo ante terceros se amortigua por la disponibilidad de estos activos para hacer frente a sus obligaciones, aunque para el sistema de generación la mayoría de sus activos son no corrientes, lo que limita la posibilidad de convertir gran parte de esos activos en efectivo sin perder valor, por corresponder a activos "no líquidos". Por su parte, una pequeña porción de sus pasivos es a corto plazo (en su mayoría efectos por pagar y cuentas por pagar).*

*Los pasivos del ICE exceden su patrimonio (excepto en el servicio de alumbrado público), esto limita su autonomía financiera; es conveniente gestionar adecuadamente sus recursos, considerando que casi la totalidad del patrimonio corresponde a la reserva de desarrollo, cuya finalidad es la inversión en el servicio eléctrico que se brinda. El apalancamiento del sistema de generación es muy alto, esto indica que el ICE ha financiado sus proyectos con deuda, mediante diferentes fuentes de financiamiento, esta práctica se asocia con un alto nivel de riesgo, debido a que los resultados se pueden ver afectados como resultado del gasto por intereses, la entidad debe procurar mantener sus operaciones y no exponerse a la insolvencia.*

*Cabe mencionar, que es normal que las empresas del Sector Eléctrico Nacional mantengan un índice de apalancamiento alto, debido al costo de los proyectos de inversión desarrollados y que en su gran mayoría se financian a través de la deuda, esto repercute en un beneficio para el usuario por cuanto contribuye a la mejora y fortalecimiento del servicio eléctrico brindado, sin embargo, en el caso del ICE debe prevalecer una adecuada gestión y análisis de los riesgos asociados, dada la magnitud de los pasivos registrados.*

### *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 (CT).*

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

*Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por el ICE con corte a diciembre de 2017 en conjunto con la información adicional, y que sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.*

*En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizaron los saldos reportados en los Estados Financieros, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe y las tasas de depreciación que se muestran a continuación:*

***Cuadro N° 14***
***Sistema de generación, ICE***
***Tasas de Depreciación***
***(Expresados en términos porcentuales)***

| *SISTEMA GENERACIÓN* | *TASA DEPRECIACIÓN ANUAL CONTABLE* |
|---|---|
| *Plantas Generación Hidráulica* | *2,25%* |
| *Plantas Generación Térmica* | *3,17%* |
| *Plantas Generación Geotérmica* | *2,25%* |
| *Plantas Generación Eólica* | *5,00%* |
| *Plantas Generación Solar* | *3,17%* |

*Fuente: ET-077-2018.*

### *i. Adiciones de Activos:*

*Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas en inversiones de la IE. De acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección "Análisis de inversiones." (Ver apartado II.2.c).*

### *ii. Retiro de Activos:*

*En el caso de los retiros de activos para los años 2018 y 2019, se utilizaron los cálculos reflejados en el apartado II.2.c del presente informe técnico.*

### *iii. Cálculo del activo fijo neto revaluado:*

*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 los documentos electrónicos **"Activo fijos en operación y Otros activos en operación")**, tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 15***
***Sistema de Generación, ICE***
***Cálculo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio***
***Año 2019***
***(Datos millones de colones)***

| AFNOR | ICE | Aresep | Variación absoluta | Variación porcentual |
|---|---|---|---|---|
| ***2019*** | ¢2 307 021 | ¢2 126 949 | ¢180 071,62 | 7,81% |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

*Para el cálculo del AFNOR la Intendencia de energía depuró la base excluyendo los activos completamente depreciados y donados (a estos últimos se les reconoce el gasto de depreciación), así como los activos bajo la categoría 14022 "Maquinaria, equipo y vehículos depreciable por uso", por cuanto la depreciación de estos activos se realiza a través de un método que no es avalado en la metodología tarifaria vigente. Por otra parte, se identificaron algunos activos cuyo valor en libros era inferior al gasto de depreciación anual, por lo tanto, se procedió a la supresión del gasto no realizable en el año 2018 y excluir dichos activos en el año 2019 por estar complemente depreciados para ese periodo.*
*La diferencia correspondiente al 7,81% se debe al reconocimiento del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón por ¢670 060,52 millones, a la exclusión del segmento 40 propio de los Centros de Servicio que pertenecen a Ingeniería y Construcción y a la depuración del año base (periodo 2017) en donde se excluyen todos los activos que ya alcanzaron su vida útil o se encuentran totalmente depreciados.*

*Al determinar la tarifa plana para el periodo abril 2019 a diciembre 2020 del sistema de generación, la base tarifaria corresponde a la proporción que comprende los meses de abril a diciembre 2019 por el monto de ¢1 648 851,57 millones aunado a la base tarifaria mantenida para el año 2020 que asciende a la suma de ¢2 198 468,76 millones.*

### *iv. Depreciación del periodo:*

*Las tasas de depreciación utilizadas fueron las aprobadas por el SNE, en caso de activos que no se incluyeron en esta tabla se utilizaron las tasas de depreciación aportada por la empresa en el documento electrónico **"Activo fijos en operación y Otros activos en operación")**.*

***Cuadro N° 16***
***Sistema de Generación, ICE***
***Depreciación del periodo 2019***
***(Datos millones de colones)***

| ***Depreciación del periodo 2019*** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ***Cuenta*** | ***ICE*** | ***ARESEP*** | ***Variación absoluta*** | ***Variación porcentual*** |
| ***Depreciación activos en operación*** | *¢85 231,20* | *¢80 498,60* | *¢4 732,20* | *5,5%* |
| ***Depreciación otros activos en operación*** | *¢3 225,54* | *¢2 156,15* | *¢1 069,39* | *33,15%* |
| ***Total*** | *¢88 456,74* | *¢82 654,75* | *¢5 801,99* | *6,56%* |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

*Como resultado de la aplicación de los porcentajes de depreciación, el gasto en depreciación para el periodo difiere de lo presentado por ICE, considerando que la empresa proyectó ¢88 456,74 millones para el 2019, mientras que el cálculo de la IE para dicho periodo fue de ¢82 654 millones, reflejándose una variación aproximada del 6,56%, explicada por la depuración de la base tarifaria y la valoración al reconocimiento del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, a la exclusión del segmento 40 propio de los Centros de Servicio que pertenecen a Ingeniería y Construcción y a la depuración del año base (periodo 2017) en donde se excluyen todos los activos que ya alcanzaron su vida útil o se encuentran totalmente depreciados.*

### *v. Capital de trabajo:*

*De conformidad con la metodología tarifaria vigente se realiza el cálculo del capital de trabajo el cual da como resultado ¢27 050,34 millones.*

### *f. Análisis financiero*

#### *i. Criterios de proyección aplicados*

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

- ✓ *Para la proyección de los gastos de los sistemas (generación y distribución, transmisión y alumbrado público), correspondientes al año 2019, se tomó como base la estructura de costos y gastos obtenida como resultado de la liquidación del periodo 2017, el cual fue conciliado con la información correspondiente a los estados financieros auditados y reportes de contabilidad regulatoria del ICE.*
- ✓ *Se realizó un análisis de las partidas para cada uno de los periodos sujetos a estudio, se observó su variación 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 2,26% y 2,60% para los periodos 2018 y 2019, respectivamente.*
- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢581,35 y ¢612,37 y ¢612,21 por US$ para los periodos 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*
- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*

    - o *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación, decretos salariales, etc.).*
    - o *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*

- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó 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 efectos tarifarios, la IE proyectó los datos del año 2019 (periodo completo), estimado sobre el periodo base correspondiente a la liquidación tarifaria del año 2017, en este procedimiento se actualizaron todas las variables que forman parte del cálculo.*

- ✓ *Una vez determinado el ajuste tarifario se procedió a su inclusión sobre las tarifas vigentes (ahora bien, las tarifas vigentes tienen implícitas el efecto de la liquidación del año 2017, por lo que para efectos tarifarios esta liquidación se recupera hasta el mes de diciembre del 2019).*

- ✓ *La IE definió el ajuste que regiría para el periodo 2019, el cual se distribuye en un periodo de 21 meses, para ello la IE obtuvo el monto de la última fijación tarifaria que corresponde a la base actualizada de costos e ingresos según los datos del expediente ET-077-2018, a esta base se incorporó el ajuste determinado, el cual se distribuyó de forma proporcional en el periodo de abril 2019 a diciembre de 2020.*

- ✓ *Es importante indicar que cualquier desviación que se detecte entre las estimaciones y la ejecución de las variables incluidas en el cálculo tarifario se podrán justificar y ajustar en un proceso de liquidación tarifaria*

- ✓ *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, por ejemplo, esta situación que se suscitó en el caso de los "salarios".*

- ✓ *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*

- ✓ *ICE presentó el detalle de la partida "prestaciones legales" en los archivos denominados "Estimación de Jubilados 2018-2022" con el detalle nombre, monto y sistema de los funcionarios que dejaran de laborar para la empresa en el periodo 2019. Para efectos tarifarios, estos gastos se incluyeron como erogaciones de naturaleza no recurrente; sin embargo, es obligación del petente demostrar la ejecución de estos gastos en la etapa de liquidación tarifaria.*

- ✓ *En el archivo "Metodología Ingeniería y Construcción remuneraciones CORTE A DIC 2017_2…doc" se muestra la cantidad de funcionarios fijos y ocasionales de esta actividad atribuible a cada sistema, tal como sigue:*

| Cantidad de empleados del Negocio de Ingeniería y Construcción | | | |
|---|---|---|---|
| **Sistema** | **Fijos** | **Ocasional** | **Total** |
| Generación | 158 | 1769 | 1927 |
| Transmisión | | 406 | 406 |
| Distribución | | 133 | 133 |
| Operación Integrada | | 28 | 28 |
| Gerencia Electricidad | 803 | 1751 | 2554 |
| **Totales** | **961** | **4087** | **5048** |

- ✓ *Sin embargo, no se logra identificar el monto de remuneraciones proveniente de "Ingeniería y Construcción" y que se carga a los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, por lo que se recomienda en una etapa de fiscalización o liquidación depurar el rubro de remuneraciones, de forma tal que no se asignen costos de actividades ajenas al servicio público brindado.*

- ✓ *Para efectos de asignar los gastos en la estructura de contabilidad regulatoria, se consideró los conductores expuestos por el petente para la respectiva distribución de los costos.*

- ✓ *Se toma como base lo proyectado por la IE para el año 2020 para proyectar los ingresos para el año 2021, manteniendo el redito acumulado del 5,56%, lo que implica un ajuste en los ingresos del 3,51% con respecto a los ingresos propuestos para el año 2020.*

*Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*

- ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2017, los datos obtenidos mediante el proceso de liquidación del periodo 2017 expuestos en la RE-0103-IE-2018.*

- ✓ *Se utilizó como parámetro económico una variación promedio anual de un 2,26% para el 2018 y para el 2019 del Índice de Precios al Consumidor, IPC, según se indica en el presente informe en la sección de parámetros económicos.*

- ✓ *En cuanto a la proyección del periodo 2018 se consideró para el primer semestre, lo indicado mediante la circular 0150-0179-2018 del 22 de febrero del 2018, la cual informa sobre el aumento general (decreto ejecutivo 40861-MTSS-H), el cual consiste en un incremento del 1,55% y en lo correspondiente al segundo semestre se consideró ¢3 750 a los salarios base, de acuerdo con lo establecido en el aumento general (decreto ejecutivo 41167-MTSS-H).*

- ✓ *En lo que respecta a "prestaciones legales" se consideró la estimación realizada por el ICE, basado en el detalle de funcionarios que se acogerán a este derecho en los periodos 2018 y 2019.*

- ✓ *Como cargas sociales u otros rubros salariales se contemplaron para el total de remuneraciones del año 2019 los siguientes porcentajes:*

    - o *Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS 9,25%.*
    - o *Contribución patronal al IMAS 0,50%.*

- *Contribución patronal al INA 1,50%.*
- *Contribución patronal al fondo de desarrollo social y asignaciones familiares 5,0%.*
- *Contribución patronal al BPDC 0,50%.*
- *Contribución patronal al seguro de pensiones de CCSS 5,08%.*
- *Aporte patronal al ROP 1,50%.*
- *Aporte patronal al FCL 3,0%.*
- *Contribución patronal a otros fondos administrados por entes públicos 10,50%.*
- *Décimo tercer mes 8,33%.*
- *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 2019 corresponden a ¢41 770,56 millones, la IE estima la suma de ¢40 201,66 millones.*

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

- ***Gastos de operación y mantenimiento:***

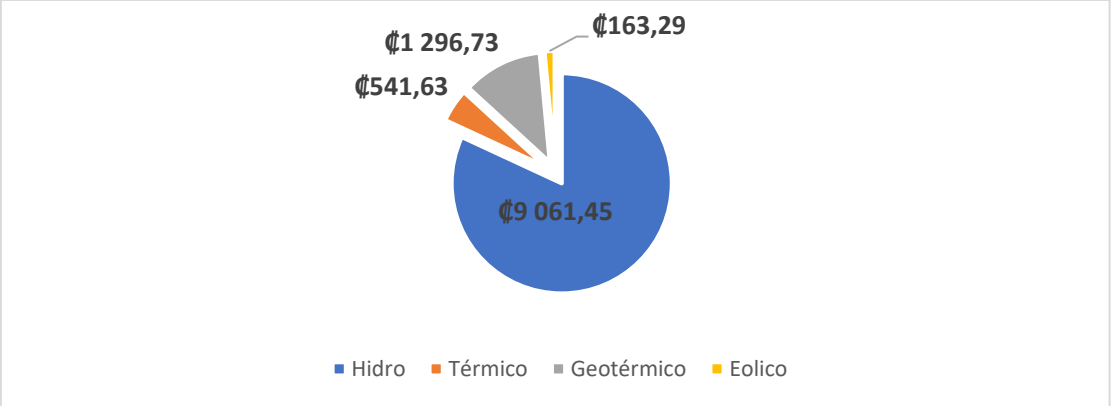
*Para el análisis de los gastos de operación y mantenimiento propuesto por la ICE, se tomó en consideración lo siguiente:*

✓ *Para las diversas fuentes de generación eléctrica con las que cuenta el ICE (Hidro, térmica, geotérmica, eólica y solar) se tomó como base de proyección el resultado de la liquidación del periodo 2017 que se resolvió mediante la resolución RE-0103-IE-2018.*

✓ *Se procedió a proyectar los costos y gastos debidamente depurados del año 2017, en función de la naturaleza del gasto según el indicador que le corresponda (inflación, decretos salariales, contratos, etc.).*

*El ICE solicita para el año 2019 ¢65 750,34 millones correspondientes a gastos de operación y mantenimiento, de los cuales Aresep aprueba ¢52 855,00 millones, este monto corresponde a un rebajo de ¢12 895 millones con respecto a lo solicitado por el petente, a continuación, se detalla por fuente de generación las principales diferencias:*

***Gráfico N° 2***
***Sistema de Generación, ICE***
***Variaciones respecto a lo solicitado por fuente de generación***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: ET-077-2018.*

*Diferencias por fuente:*

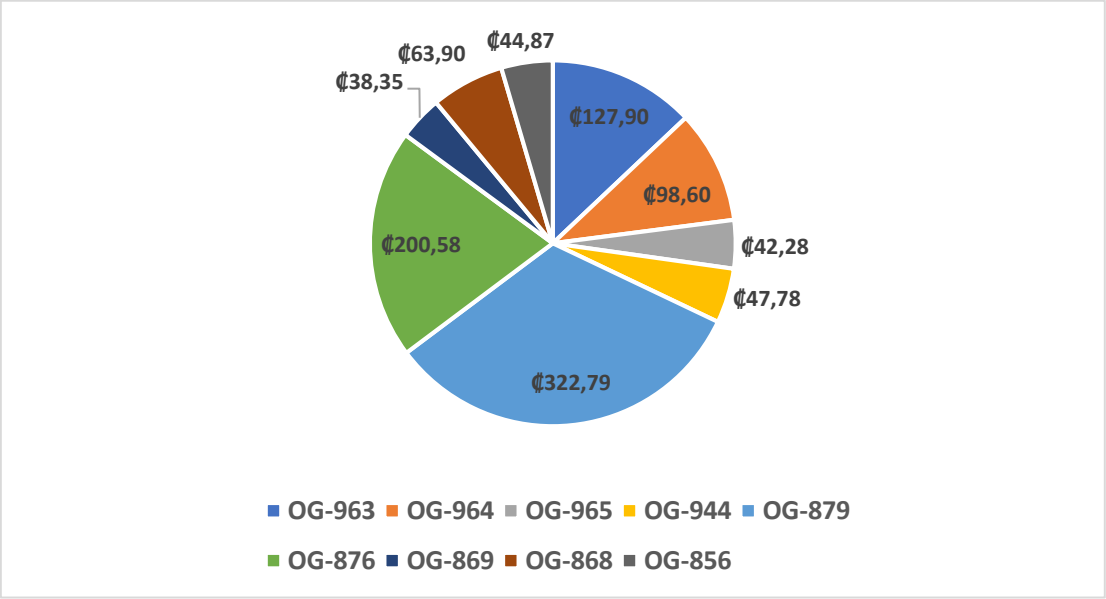
- ✓ ***Fuente Hidro:***
  - o *El monto total que difiere con respecto al ICE es de ¢9 061,45 millones, de los cuales ¢22,63 millones y ¢120,62 corresponde a servicios y materiales y suministros respectivamente, esto se da por el indicador económico utilizado para proyectar.*
  - o *La principal diferencia se da en la partida contables por ¢8 918,20 millones de los cuales ¢7 304,11 pertenecen al objeto de gasto 879, esto se explica en que pese a la resuelto en la RE-0103-2018 en donde únicamente se lograron justificar ¢2 081,83 millones, el ICE mantiene sus proyecciones sin hacer el ajuste por el reconocimiento realizado por Aresep previamente, no aportaron justificación de respaldo que sustente el monto total ejecutado; adicionalmente para los objetos de gasto 963 y 964 en los que se presentan diferencias con respecto a lo solicitado por ¢954,15 millones y ¢196,98 millones respectivamente no aportaron justificación que detalle el gasto en que efectivamente se está incurriendo.*

- ✓ ***Fuente térmico:***
  - o *El monto por el que difiere con respecto a lo solicitado por el ICE es de ¢541,63 millones de los cuales ¢422,89 corresponden al objeto de gasto 963 por no aportar justificación o detalle del gasto que efectivamente se incurre dentro de esta partida; los ¢118,74 millones restantes corresponden a las diferencias por el indicador económico utilizado en la proyección.*

✓ ***Fuente Geotérmico:***

- *El monto por el cual difiere con respecto a lo solicitado por el ICE es de ¢1 296,73 millones. Esta diferencia corresponde a que el petente no realizo los ajustes en función de los costos y gastos reconocidos en la RE-0103-IE-2018 para proyectar los periodos 2018 y 2019. A continuación, se detalla un gráfico con los montos por objeto de gasto:*

***Gráfico N° 3***
***Sistema de Generación, ICE***
***Variaciones respecto a lo solicitado por objeto de gasto, fuente geotérmica***
***Montos en millones de colones***

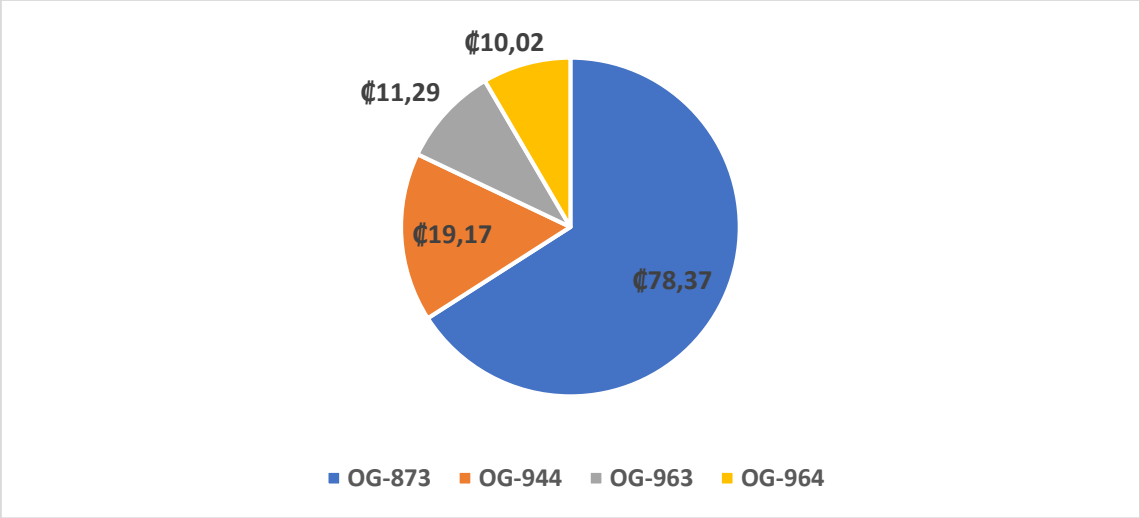



*Fuente: ET-077-2018.*

✓ ***Fuente Eólico:***

- *El monto por el cual difiere con respecto a lo solicitado por el ICE es de ¢163 millones. Esta diferencia se justifica en que el petente no realizo los ajustes en función de los costos y gastos reconocidos en la RE-0103-IE-2018 para proyectar los periodos 2018 y 2019. A continuación, se detalla un gráfico con los principales montos por objeto de gasto:*

***Gráfico N° 4***
***Sistema de Generación, ICE***
***Variaciones respecto a lo solicitado por objeto de gasto, fuente geotérmica***
***Montos en millones de colones***




*Fuente: ET-077-2018.*

- ✓ ***Fuente Solar:*** *con respecto a los costos y gastos de esta fuente, el ICE aporta las justificaciones necesarias para el reconocimiento del monto total solicitado por el ICE, el cual corresponde a ¢29,30 millones para el periodo 2019.*

- ✓ ***Gastos de operación y mantenimiento Comercialización:*** *el ICE solicitó para el periodo 2019 un monto de ¢723,73 millones, de los cuales Aresep reconoce ¢535,11 millones. Aresep difiere de lo solicitado por el ICE por un monto de ¢186,47 millones, el cual corresponde a la partida denominada contables, específicamente el objeto de gasto 965 debido a que el ICE no realizó los ajustes en función de los costos y gastos reconocidos en la RE-0103-IE-2018 para proyectar los periodos 2018 y 2019.*

- ✓ ***Gastos de operación y mantenimiento estudios preliminares:*** *el ICE solicitó para el periodo 2019 el monto correspondiente a ¢6 314,04 millones, Aresep reconoce el monto de ¢6 233,11 millones; esto ocasiona una diferencia de ¢80,92 millones de colones los cuales obedecen al indicador económico utilizado para realizar la proyección de los años 2018 y 2019.*

- ✓ ***Gastos de operación y mantenimiento administrativos:*** *la petente solicitó para el 2019 un monto de ¢11 878,02 millones para el periodo 2019 de los cuales Aresep reconoce ¢11 403,73 millones, en donde la principal diferencia responde al no reconocimiento del objeto de gasto 919, debido a que el ICE no aporto justificación de esta partida tanto para el año base y los años 2018 y 2019.*

- ✓ ***Gastos de operación y mantenimiento gestión productiva:*** *el ICE solicitó para el 2019 el monto de ¢10 210,40 millones, Aresep reconoce ¢10 179,40 millones; esto generó una diferencia de ¢31,00 millones con respecto a lo solicitado, esto responde al indicador económico utilizado para realizar la proyección de los años 2018 y 2019.*

- ✓ ***Gastos de operación y mantenimiento de estudios de Preinversión y complementarios de operación:*** *el ICE mediante el oficio 5407-032-2019 indica que debido a la situación actual del mercado eléctrico costarricense se le han incorporado nuevas plantas hidroeléctricas, nuevos parques eólicos y nuevas plantas de generación construidas por las distribuidoras aunado al bajo crecimiento de la demanda eléctrica, el ICE no considera necesario incorporar más capacidad al sistema por lo que la dirección de planificación y desarrollo eléctrico detuvo temporalmente los estudios de factibilidad y no proyectar gastos en la cuenta de Preinversión y Complementarios de operación (folio 271).*

- ***Gastos por partidas amortizables***

*Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de activos intangibles indicando descripción de la licencia, fecha de adquisición, monto, tiempo de vigencia, entre otros. Se excluyo de la proyección los activos que ya habían alcanzado su vida útil, y para los activos que están pronto a alcanzar su duración estimada se reconocieron únicamente los meses faltantes por amortizar hasta que su valor en libros fuese cero y se excluyeron de los siguientes periodos.*

*Se excluyeron del auxiliar y las adquisiciones lo correspondiente a Ingeniería y construcción al ser una actividad no regulada, y lo relacionado a la subgerencia de acuerdo con lo indicado en el oficio 5407-182-2015.*

*Consecutivamente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicita tarifa. Del total de las amortizaciones de activos existentes y activos nuevos se reconoció para el sistema de generación por ¢336,55 millones y ¢448,73 millones respectivamente.*

- ***Análisis de Seguros***

*Para la estimación de la cuenta se utilizó la información remitida por el ICE el archivo "Gastos Seguros 2018 S-Transmisión", más la revisión de los diferentes contratos y recibos de las pólizas de seguros. El tipo de cambio utilizado fue de acuerdo a los parámetros económicos de la Intendencia; el ICE presentó el detalle de los activos asegurables para cada sistema, sin embargo se está incluyendo ¢185,37 millones que se distribuyen en las diferentes actividades de los cuales no hay detalle de los activos que se están asegurando, para el sistema de transmisión se incluye en el 2018 el edificio del CENCE en Santo Domingo de Heredia y en Cañas y en el 2019 la inclusión de seguros de varias subestaciones.*

*Posteriormente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicita tarifa, dando como resultado para el 2019 un monto proyectado de ¢5 451 millones y para el 2020 ¢7 268 millones por concepto de seguros.*

- ***Servicio de regulación:***

*Es calculado conforme a la publicación en la gaceta del 2 de noviembre del 2018, alcance N°195, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2019.*
*Se asignó a los servicios regulados 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 2017, estado de resultados por segmentos.*

***Cuadro N° 17***
***Sistema de Generación, ICE***
***Canon de regulación***
***Montos en millones de colones***

| ***Aresep Cálculo del canon de regulación 2019*** | | | |
|---|---|---|---|
| | | ***Ingresos*** | |
| ***Servicio*** | ***Monto 2019*** | ***Estados Financieros 2017*** | ***% participación*** |
| *Distribución* | *₡ 603,54* | *₡ 351 474,00* | *37,14%* |
| *Generación* | *₡ 814,36* | *₡ 474 249,00* | *50,11%* |
| *Transmisión* | *₡ 186,27* | *₡ 108 478,00* | *11,46%* |
| *Alumbrado Público* | *₡ 20,84* | *₡ 12 136,00* | *1,28%* |
| ***Total*** | ***1 625,01*** | ***946 337,00*** | ***100,00%*** |
| | | | |
| | | | |
| *Canon de Regulación* | *₡1 502,55* | | |
| *Canon de Calidad* | *₡122,45* | | |
| *Total del Canon* | ***₡1 625,01*** | | |

*Fuente: Elaboración propia ET-077-2018*

*La aplicación del canon de regulación para el sistema de generación corresponde a un monto de ¢814,36 millones para el 2019 y ¢838,79 millones para el 2020.*

- ***Canon de Aguas***

*El canon de agua destinado al uso para la generación eléctrica "Fuerza Hidráulica" fue tomado del oficio DA-0865-2017 de la dirección de agua (MINAE) en donde se especificó que para el año 2019 el monto corresponde a ¢1 902 millones y para el 2020 ¢1 959 millones.*

### *iii. Análisis de resultados:*

*En el siguiente cuadro se presenta el resultado obtenido del análisis de la petición tarifaria propuesta por el ICE para su servicio de generación.*

*Los gastos más representativos del periodo 2019 corresponden a los costos de operación y mantenimiento de generación, depreciación de activos, base tarifaria y el monto no reconocido por el P.H Reventazón (esto se explica en el apartado de análisis financiero).*

*En el siguiente cuadro se observa que el total de costos y gastos disminuyeron en un 9,55%, respecto a lo propuesto por el ICE para el año 2019:*

***Cuadro N° 18***
***Sistema de generación, ICE***
***Resumen de costos y gastos de operación***
***Periodo 2019***
***(millones de colones)***

| COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN | ICE | Aresep | Variación abs | Variación porcentual |
|---|---|---|---|---|
| Operación, Mantenimiento de Generación | ₡65 750,34 | ₡52 855,00 | ₡12 895,34 | 19,61% |
| Comercialización de Generación | ₡723,20 | ₡535,11 | ₡188,09 | 26,01% |
| Estudios preliminares | ₡6 314,04 | ₡6 233,11 | ₡80,92 | 1,28% |
| Gastos lubricantes y combustibles | ₡15,66 | ₡15,66 | ₡0,00 | 0,00% |
| Complementarios de operación | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | 0,00% |
| Compra de energía Generadores Privados | ₡141 346,29 | ₡139 393,30 | ₡1 952,99 | 1,38% |
| Servicios de regulación | ₡438,75 | ₡814,36 | -₡375,61 | -85,61% |
| Administrativos | ₡11 878,02 | ₡11 403,73 | ₡474,30 | 3,99% |
| Seguros | ₡7 734,75 | ₡7 798,17 | -₡63,42 | -0,82% |
| Depreciación activos en operación | ₡85 231,20 | ₡80 498,60 | ₡4 732,60 | 5,55% |
| Absorción de partidas amortizables e intangibles | ₡960,41 | ₡489,27 | ₡471,14 | 49,06% |
| Depreciación otros activos en operación | ₡3 225,54 | ₡2 156,15 | ₡1 069,39 | 33,15% |
| Alquileres Operativos de Instalaciones | ₡60 320,35 | ₡60 322,42 | -₡2,07 | 0,00% |
| Importación de Energía | ₡1 978,67 | ₡1 978,67 | ₡0,00 | 0,00% |
| Estudios de Preinversión | ₡0,00 | ₡0,00 | ₡0,00 | 0,00% |
| Canón de aguas | ₡1 712,75 | ₡1 902,77 | -₡190,03 | -11,09% |
| Pago por peaje a distribución | ₡1 368,50 | ₡0,00 | ₡1 368,50 | 100,00% |
| Gestión productiva | ₡10 210,40 | ₡10 179,40 | ₡31,00 | 0,30% |
| Monto no reconocido en P.H. Reventazón | ₡17 132,33 | ₡0,00 | ₡17 132,33 | 100,00% |
| **TOTAL COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN** | **₡416 341,19** | **₡376 575,72** | **₡39 765,47** | **9,55%** |

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

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, acumulado para los años 2019 a 2020, se concluye que el servicio de generación que presta el ICE requiere ingresos por ¢863 646,33 millones para el periodo indicado, lo que representa un aumento del 1,49% en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, para un nivel de rédito para el desarrollo acumulado del 5,56%.*

## *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 ICE para el año 2019 se explica principalmente por las siguientes razones:*

- ***Operación y mantenimiento de generación:*** *esto corresponde a un monto de ¢12 895,34 millones con respecto a lo solicitado por la petente, esta diferencia se ubica en los objetos de gasto de las partidas contables número 879, 963 y 964. Esto se origina debido a que el ICE mantiene sus proyecciones sin hacer el ajuste por el reconocimiento realizado por Aresep previamente y no aportaron justificación de respaldo que sustente el monto total ejecutado.*

- ***Base tarifaria y Depreciación activos en operación:*** *las diferencias obtenidas por ¢10 410,39 (corresponde a la aplicación del rédito sobre la diferencia de la base tarifaria) y por ¢4 732,60 millones correspondientes a base tarifaria y depreciación de activos respectivamente, se debe a la depuración de la base tarifaria, el reconocimiento del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón y la exclusión del segmento 40 e Ingeniería y Construcción.*

- ***Monto no reconocido en el P.H. Reventazón:*** *El ICE solicita la incorporación del gasto por depreciación que se ha dejado de percibir debido al reconocimiento por un valor distinto por parte de Aresep del valor total del proyecto, este monto corresponde a ¢17 132,33 millones.*

- ***Redito para el desarrollo:*** *la IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de la misma.*

- ***Liquidación Generadores Privados:*** *el ICE no incorporó dentro de sus cálculos, lo correspondiente al ajuste por liquidación por compras a generadores privados según resolución RE-0104-IE-2018, que corresponde a un monto de ¢5 436,40 millones.*

*Con respecto a las diferencias para el periodo 2020, el ICE no presento el estado de resultados tarifario para el año indicado, por lo que esto no permite realizar la comparabilidad entre dichos periodos.*

## *IV. ESTRUCTURA TARIFARIA*

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ICE, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con un aumento del 1,49% a partir del primero de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre 2020, de tal manera que permita compensar el aumento en los costos propios del servicio.*

*Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente, que para el año 2019, según resolución RE-104-IE-2018, fueron publicadas en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018. (columna 1). Para el año 2020 en adelante se utiliza el pliego según RIE-125-2017 publicada en el Alcance digital No. 308, Gaceta No. 241 del 20 de diciembre del 2017 (columna 2).*

*Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles. De esta forma se mantiene la práctica que Aresep utiliza de forma universal para la entrada en vigencia de ajustes en las tarifas de los sistemas de generación y distribución de electricidad, donde el cambio en pliegos tarifarios debe coincidir con las fechas establecidas (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre) para la revisión y ajuste del Costo variable por combustible (CVC). Lo anterior, ayuda en primera instancia a la labor regulatoria al evitar el recalculo del CVC, también facilita los procesos de liquidación de periodos posteriores, esto al no tener dos pliegos tarifarios vigentes para un mismo mes, por ejemplo. Por otra parte, esta práctica no afecta financieramente a la distribuidora, debido a que se ajustan los parámetros necesarios para mantener el equilibrio financiero en el periodo de vigencia, y finalmente, favorece al usuario final, quien tendrá la seguridad que las tarifas eléctricas se mantendrán invariables durante el resto de las fechas, lo cual les contribuye a mejorar su planificación y preparación de consumo eléctrico.*

*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 distribución; y T-UD para ventas a usuarios directos del servicio de Generación del ICE, para el año 2019 (columna 3) y 2020 (columna 4).*

*A partir del año 2021, se considera el pliego tarifario según RIE-125-2017, como tarifas vigentes y sobre estas tarifas se propone un ajuste del 3,53% (columna 5).*

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

**Cuadro N° 19**
**Sistema de Generación, ICE**
**Estructura de costos del sistema de generación.**
**Años 2019-2021.**

| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Vigente 1/ene/2019 al 31/dic/2019 | Vigente a partir del 1/ene/2020 | Propuesta del 1/abr/2019 al 31/dic/2020 | Rige del 1/ene/2020 al 31/dic/2020 | Propuesta a partir del 1/ene/2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ► **Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 52.77 | 50.31 | 53.56 | 51.06 | 52.09 |
| Periodo Valle | cada kWh | 43.23 | 41.22 | 43.87 | 41.83 | 42.68 |
| Periodo Noche | cada kWh | 36.70 | 34.99 | 37.25 | 35.51 | 36.23 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 798.82 | 2 668.55 | 2 840.52 | 2 708.31 | 2 762.75 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 798.82 | 2 668.55 | 2 840.52 | 2 708.31 | 2 762.75 |
| Periodo Noche | cada kW | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ► **Tarifa T-SD Ventas al servicio de di** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 52.09 | 49.67 | 52.87 | 50.41 | 51.42 |
| Periodo Valle | cada kWh | 42.67 | 40.68 | 43.31 | 41.29 | 42.12 |
| Periodo Noche | **stribución** cada kWh | 36.49 | 34.79 | 37.03 | 35.31 | 36.02 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 798.82 | 2 668.55 | 2 840.52 | 2 708.31 | 2 762.75 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 798.82 | 2 668.55 | 2 840.52 | 2 708.31 | 2 762.75 |
| Periodo Noche | cada kW | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| ► **Tarifa T-UD Usuarios directos del se** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 0.061 | 0.058 | 0.061 | 0.058 | 0.058 |
| Periodo Valle | cada kWh | 0.051 | 0.048 | 0.051 | 0.048 | 0.048 |
| Periodo Noche | **rvicio de generación** cada kWh | 0.044 | 0.042 | 0.044 | 0.042 | 0.042 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3.256 | 3.105 | 3.256 | 3.105 | 3.105 |
| Periodo Valle | cada kW | 3.256 | 3.105 | 3.256 | 3.105 | 3.105 |
| Periodo Noche | cada kW | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

*[…]*

## *VI. CONCLUSIONES:*

1. *El ICE solicitó un ajuste del 5,88% que regiría del 01 de abril del 2019 hasta el 31 de diciembre del año 2020.*

2. *Estructura de costos y gastos sin combustible: para el año 2019 representa una disminución con respecto a lo solicitado por el ICE de ¢45 170,66 millones, que se reflejan en los siguientes rubros:*

    a. ***Operación y mantenimiento de generación: :*** *esto corresponde a un monto de ¢12 895,34 millones menor, respecto a lo solicitado por la petente; diferencia que se ubica en los objetos de gasto de la partida contables número 879, 963 y 964. Lo anterior por cuanto el ICE mantiene sus proyecciones sin hacer el ajuste por el reconocimiento realizado por Aresep previamente en la RE-0103-IE-2018 y no aportaron justificación de respaldo que sustente el monto total ejecutado.*
    b. ***Base tarifaria y Depreciación activos en operación:*** *las diferencias obtenidas por ¢10 410,39 y por ¢4 732,60 millones correspondientes a base tarifaria y depreciación de activos respectivamente, se explican por la depuración de la base tarifaria, el ajuste requerido para que el reconocimiento del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón sea consistente con lo aprobado en su momento por la Autoridad Reguladora, así como la exclusión del segmento 40 correspondiente a "Ingeniería y Construcción".*
    c. ***Monto no reconocido en el P.H. Reventazón:*** *El ICE solicita la incorporación del gasto por depreciación que a su criterio ha dejado de percibir, debido a que la Aresep le reconoció en su momento un valor menor respecto al costo total del proyecto, siendo este monto de ¢17 132,33 millones. No obstante, el ICE no ha presentado el respaldo técnico requerido para justificar el reconocimiento de esa diferencia, razón por la cual no procede realizar el registro de la depreciación en los términos pretendidos.*
    d. ***Rédito para el desarrollo:*** *la IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de la misma.*
    e. ***Liquidación Generadores Privados:*** *el ICE no incorporó dentro de sus cálculos, lo correspondiente al ajuste por liquidación por compras a generadores privados según resolución RE-0104-IE-2018, que corresponde a un monto de ¢5 436,40 millones.*

3. *El ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente.*

4. *Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un aumento del 1,49%, la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta el ICE, a partir del 1 de abril del 2019 hasta el 31 de diciembre del 2020.*

*[…]*

**V.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0031-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

***1. Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262:***

*Indica el oponente que está en contra de las solicitudes de aumento tarifario de los sistemas de generación, transmisión y distribución.*

*El oponente hace mención del aumento planteado inicialmente y al aumento corregido hacia la baja e indica que la reducción no obedece a una reestructuración o un plan de ahorros, que lo único que hace es prorratear el ajuste en 21 meses, además considera que con esta solicitud junto con el aumento que se dio en enero, se acumularía más de un 13% para el 2019, el cual es inconveniente en un año que también entra a regir una nueva ley fiscal.*

***I. Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando más de un 13% de aumento respecto a las tarifas vigentes en diciembre de 2018.*

*El oponente menciona sobre el resultado del aumento ordinario solicitado para el 2018 e indica la importancia del ejercicio regulatorio y de escrutinio público de las solicitudes de aumento tarifario. También hace mención de los resultados de los aumentos por compra a generadores privados, por liquidación del año 2017 y por generación térmica e importaciones e indica que la Aresep no ha logrado la trazabilidad de las partidas "Contables" e "Ingeniería y construcción" y que esto resta transparencia al proceso y genera dudas sobre las tarifas que se han venido pagando, además indica que con la metodología vigente desde el 2015, los consumidores a un riesgo adicional de aumento de tarifas, como se evidencia con lo ocurrido el último año y lo relaciona con el proceso de liquidación. Por otro lado, hace mención sobre las diferentes formas de aumentos que se dan e indica que esto es difícil de dar trazabilidad y además genera incertidumbre por los constantes aumentos que se presentan a lo largo del año.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE generación y llama la atención al proceso de revisión que lleva a cabo la Aresep, en aspectos como: i) aumento de un 13% en ingresos respecto al año 2018, ii) aumento en gastos controlables de hasta 6 veces la inflación proyectada (18%), iii) aumento en el gasto por depreciación, iv) monto incluido por el ICE como "gasto no reconocido por P.H. Reventazón" y en este punto considera que la Aresep debe ser firme en la aplicación de la ley 7593 artículo 32, v) gastos por estudios de preinversión, vi) devolución a los consumidores por litigio entre el ICE y Recope por lo que solicitan la inclusión de la rebaja en las tarifas del año 2019.*

***II. Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando serán de un 13,64%, además indica que se restablece la tarifa T-MTb, relacionada con el servicio a empresas electro intensivas.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE distribución e indica que, si bien la propuesta es prorratear el ajuste a 21 meses, la solicitud es para cubrir costos y gastos del año 2019 y le llama la atención aspectos como: i) aumento de un 20% en ingresos respecto al año 2018 y su efecto para el consumidor que considera es desproporcionado, ii) aumento en gastos controlables de hasta 5 veces la inflación proyectada (15%), iii) aumento en el gasto por depreciación lo que requiere una explicación clara en las inversiones realizadas, iv) componente de distribución que pretende el mayor aumento, de un 28% sobre lo aprobado en 2018, v) base tarifaria y excedente de operación, espera que la Aresep analice con detalle para determinar si estas inversiones corresponden estrictamente para brindar el servicio de distribución, vi) necesidad de una tarifa competitiva para la industria electro intensiva T-MTb donde le surgen preocupaciones como lo es que en una simulación el precio resulta mayor a la tarifa de media tensión, la volatilidad de tipo de cambio, por lo que solicita evaluar una tarifa en colones y otra en dólares y que el interesado escoja si se corre o no el riesgo cambiario.*

***III. Transmisión:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y del aumento modificado por el prorrateo a 21 meses que quedó en 8,69%.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE transmisión e indica que le llama la atención aspectos como: i) los ingresos que aumentarían un 30% respecto a lo aprobado para el 2018, ii) incremento en los gastos de operación y mantenimiento del 26% respecto a lo aprobado por Aresep, iii) crecimiento del gasto de depreciación en 27%, iv) aumento en los costos de operación en el Mercado Eléctrico Regional en 31%.*

***IV. Petitorias:***

***Generación (ET-077-2018):***

1. *Que se revise detalladamente la proyección de ingresos y gastos.*
2. *Que se mantenga firme en las decisiones cuando se ha rechazado aumentos en la base tarifaria (inversiones) y en los incrementos desproporcionados de costos y gastos.*
3. *Que aclare y deje explícito en la resolución, cual es la intención por parte del ICE de incluir ¢92 070 millones en el rubro "Estudios de Preinversión" en el reporte del 2018, pues de aceptarlo podría dar base a una liquidación estratosférica del año 2018, así como la posición de Aresep.*
4. *Que reintegre a los consumidores eléctricos los cobros de más causados por Recope o sus proveedores, que el Tribunal de lo Contencioso, resolvió a favor del ICE.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, en efecto, realiza una revisión detallada y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Siguiendo con la misma línea, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la Intendencia de Energía ha venido aplicando la devolución que corresponde realizar a los usuarios, producto de lo resuelto por los tribunales en contra de Recope y a favor del ICE. En este tema*

*específico, como se indicó en la resolución RIE-027-2018 del 16 de marzo del 2018, por tratarse de recursos relacionados con el uso de combustibles para la generación térmica, la Autoridad Reguladora tomó la decisión de realizar la devolución en tractos, aplicados en las fijaciones por medio de la cuales se realiza el ajuste por concepto de Costo Variable de Combustibles, precisamente para que este reconocimiento permitirá amortiguar parcialmente los ajustes que correspondía, previendo que el haber realizado la devolución en un único trimestre hubiese generado una señal de precios equivoca y temporal.*

***Distribución (ET-076-2018):***

1. *Se solicita moderar el aumento, pues para cubrir el aumento tarifario 2019 los ingresos tienen que crecer un 20% respecto a lo aprobado en 2018.*
2. *Se solicita que se revise a detalle el crecimiento en los rubros de gastos, en especial los gastos que podríamos denominar controlables, pues reflejan un aumento 5 veces más alto que la inflación esperada, así como los gastos de depreciación que suben un 21%.*
3. *En vista de que solicita el aumento más fuerte para el componente de tarifa de distribución, un 28% versus un 21% de transmisión y un 16% generación, solicitamos a la Aresep especial atención a este aspecto, pues tanto en rédito para el desarrollo como en gastos se están pretendiendo cargas en exceso la tarifa a los consumidores abonados del ICE. Un aumento en la base tarifaria de un 23% en un solo año puede ser muy prometedor en activos productivos, pero si no es requerido o incorpora excesos innecesarios, no puede Aresep aceptarlo.*
4. *Sobre el restablecimiento de la T-MTb, solicitamos se apruebe, pero se proceda a revisar desde la perspectiva del consumidor, para que no se ofrezca una tarifa que en vez de reflejar el costo y mejorar la competitividad, se torne poco atractiva respecto a la T-MT colones.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le reitera que como ha sido práctica de la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis detallado y riguroso de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En función de lo anterior, como se puede analizar el informe técnico que da sustento a la presente resolución, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus*

*preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda.*

*Por otro lado, es importante señalar que en materia de inversiones, en todos los sistema, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, se realiza un tratamiento detallado y cuidadoso de todos los elementos relacionados con la base tarifaria, así como el reconocimiento de la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Por último, en lo que respecta a la tarifa de media tensión b (T-MTb), la Autoridad Reguladora realizó la valoración de la propuesta en los términos en que fue solicita por el ICE, cuyo propósito es modificar los parámetros que deben cumplir las empresas electro-intensivas que aplican a esta tarifa que ya existía en el pliego tarifario del ICE.*

***Transmisión (ET-078-2018):***

1. *Moderar el aumento para el sistema de transmisión, porque pretende ingresos un 30% más altos que los aprobados para el año 2018, lo que evidentemente con un limitado crecimiento de la demanda, es un cargo exagerado en la tarifa.*
2. *Revisar el ingreso pretendido en ingresos por ventas al sistema de distribución pues un 38% de aumento es 13 puntos porcentuales arriba de lo solicitado por peaje, aspecto que llama la atención.*
3. *Moderar el aumento pretendido en gastos como son operación y mantenimiento que tiene 8,6 veces más que la inflación proyectada.*
4. *Profundizar la revisión y seguimiento a las inversiones, base tarifaria y depreciación.*
5. *Finalmente, solicitan a la Aresep una revisión del crecimiento en gastos por participación en el Mercado Eléctrico Regional, pues estos rubros crecen en promedio del 2018 a 2019 un 19%, tanto por el crecimiento en colones de cuotas de arrendamientos, como por los costos de operación y regulación del MER que es el que más crece hasta un 31%.*

*En respuesta a los argumentos expresados por el oponente y su petitoria, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de transmisión, se le indica que la Intendencia de Energía, conforme se detalla en el informe técnico realizado, realizó un análisis detallado de los temas señalados, con el propósito de verificar que su petición, en cada caso, se ajuste a la realidad y dinámica del sistema de transmisión.*

*Al respecto, se reitera que la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis técnico riguroso, de los todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos en cada uno de los sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores. Es importante señalar que el proyecto de Contabilidad Regulatoria brinda información estratégica que permite la separación de las actividades reguladas de las no reguladas, así como el tratamiento y asignación de costos y gastos comunes entre sistemas.*

*En este contexto, como se puede apreciar en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda, especialmente cuando se identifican partidas que registran cambios significativos, en cuyo caso deben estar debidamente respaldados y justificados técnicamente, incluido los relacionados con la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER).*

*Por otro lado, al igual que en los otros sistemas, reiterar que, en materia de inversiones, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, el seguimiento que realiza el proceso de inversiones, a lo largo del año, permite a los equipos técnicos disponer de información actualizada para retroalimentar la toma de decisiones, así como facilitar la valoración de la base tarifaria y el tratamiento de componentes asociados como es la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

2. ***Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019:***

*En la resolución RE-0103-IE-2018 se previene de la limitada trazabilidad de la partida denominada "Contables" e "Ingeniería y Construcción" continúa siendo el principal problema que enfrenta la Intendencia de Energía al analizar la información y documentación de respaldo, indica que revisando los expedientes ET-077-2018 y ET-078-2018 no se identifica la trazabilidad de las cuentas.*

*Indica el oponente que existe un incumplimiento de lo dispuestos en la resolución RIE-068-2016 (Contabilidad regulatoria), en su punto Por Tanto V "Indicar a las empresas enlistadas en el Por Tanto I de esta resolución, que, en la presentación de estudios tarifarios a partir de abril del 2017, se deberán utilizar los planes de cuenta uniformes establecidos en esta resolución". Solicita rechazar en todos sus extremos lo contenido en los ET-077-2018 y ET-078-2018.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso con el propósito de excluir del cálculo de la tarifa los costos y gastos que no estén debidamente respaldados, así como aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Como se detalló en el informe técnico emitido para la petición tarifaria por liquidación propuesta en el 2018 por el ICE, la estructura de costos y gastos del sistema incorporó una parte significativa de las partidas denominadas "contables", puesto que el ICE proporcionó información para su debida justificación.*

*No obstante, en aquellos casos en los cuales no se justificó o se determinó que no tiene relación con el servicio, en este sentido la IE excluyó aquellas partidas contables no trazables, así como los gastos relacionados con Ingeniería y Construcción. Lo anterior con el propósito de velar por el principio de servicio al costo.*

3. ***Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074:***

*Indica el oponente que está en contra de los aumentos solicitados por el ICE según expedientes ET-076-2018 y ET-077-2018.*

***Sistema de Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados por el ICE y hace referencia a lo indicado en el inciso b del artículo 3 de la ley de la Aresep, así como del artículo 32 de la misma ley.*

*Por otro lado, el oponente muestra un cuadro con la utilización de las plantas térmicas del ICE e indica que si en los próximos dos años algunas de éstas no van a operar, por lo tanto los gastos asociados son innecesarios para la prestación de los servicios y no deben ser considerados por la Aresep, además indica que existe un exceso importante en la capacidad de generación provocada por un bajo crecimiento en la demanda nacional.*

*Indica el oponente que el costo de generar con diésel es mayor al precio de la electricidad que pueda ser adquirida en el MER y que dado que el excedente de operación del sistema de generación se calcula considerando los activos asociados a las plantas térmicas innecesarias, Aresep no debería incluirlas para este cálculo.*

*Indica el oponente que el ICE tiene una gran cantidad adicional de generación, y aun así solicita un aumento considerando exportaciones menores a las del 2018, lo que considera inaceptable con el proyecto Pailas II se incrementará la capacidad de generación el ICE. Además, el oponente hace mención de los precios de exportación, los cuales son menores a los pagados por El Salvador, y por otro hace un análisis de lo ocurrido en Panamá lo cual provocará una reducción en las exportación a ese país, sin embargo indica que si el ICE puede exportar a precios superiores, las exportaciones llegarían a ¢30 000 millones.*

*Indica el oponente que de eliminar los costos de operación innecesarios e incluir ingresos adicionales por concepto de exportaciones, el ICE obtendría con las tarifas actuales, un monto similar al aumento solicitado.*

***Sistema de Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados e indica que un 43% son para cubrir el eventual aumento de las tarifas de generación, el cual ya se demostró que no es necesario, y de forma similar un 11% para cubrir los costos de transmisión. El ICE propone modificar la definición de la tarifa T-MTb, con el objetivo de lograr que más empresas conectadas a mediana tensión tengan acceso a esa tarifa.*

*El oponente indica sobre las consideraciones de hacer una tarifa diferenciada para el sector productivo y la ventaja que esto implica ya que incrementa la demanda y se diluyen los costos fijos para el resto de los sectores, pero que en Costa Rica al no existir mucha diferencia con las tarifas residenciales, esto ha afectado la competitividad del sector productivo nacional, y hace una comparación de los costos de electricidad con respecto a otros países.*

*Considera el oponente que la propuesta de ofrecer una tarifa T-MTb al sector productivo nacional, se convierte en una excelente estrategia para lograr mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada del sistema nacional de generación.*

***Petitoria:***

1. *Rechazar la solicitud de aumento en las tarifas del sistema de generación, por considerar que el ICE está en la capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
2. *Rechazar el aumento solicitado en las tarifas del sistema de distribución.*
3. *Aprobar la modificación en las condiciones requeridas para acceder a la tarifa T-MTb y el reajuste tarifario propuesto por el ICE.*

*En atención a la petitoria del oponente, relacionada con el ajuste tarifario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, como corresponde en todo estudio ordinario, realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos por el ICE, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*La tramitación del estudio ordinario presentado por el ICE se realiza al amparo de lo establecido en la Ley N°7593 y el derecho que otorga a los regulados de presentar al menos una revisión anual. No obstante, se le indica al oponente que en atención a sus preocupaciones, la Intendencia de Energía realiza el análisis de la documentación que respalda la petición, precisamente para incorporar en el cálculo de la tarifa solamente los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Asimismo, tal y como lo señala el oponente, al amparo de lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, la Intendencia de Energía, previa valoración técnica, ejerce la potestad que la ley otorga a la Autoridad Reguladora para excluir del cálculo de la tarifa los gastos, costos inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De manera complementaria, como consta en el correspondiente expediente y análisis técnico realizado por la Intendencia de Energía, el tratamiento de los ingresos, costos, gastos e inversiones del sistema de distribución se realiza siguiendo la misma práctica regulatoria expuesta, sustentada en un análisis riguroso de la información presentada, de manera que al fijar las tarifas se incorporen solamente los gastos y costos relacionados y justificados con la prestación del servicio.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la tarifa de media tensión b (TMTb) propuesta por el ICE, para las empresas electro-intensivas, es parte integral de la solicitud de ajuste tarifario para su sistema de distribución, razón por la cual no se puede tramitar de manera separada. En este sentido, se le indica al oponente que la tarifa TMTb ya existe dentro del pliego tarifario del ICE, de manera que la Autoridad Reguladora analizó los cambios propuestos por el ICE, incluidos los parámetros que deben cumplir las empresas interesadas en aplicar a esta tarifa.*

4. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378:***

*Indica la oponente que está en contra de las solicitudes presentadas por el ICE.*

*En términos generales, la oponente solicita a la Aresep que el estudio, análisis y la fijación tarifaria, se realice acorde a la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de las y los habitantes del país, considerando la situación que afrontó la sociedad durante el año 2018 y las perspectivas 2019, todo en procura del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica.*

***Sistema de generación ET-077-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las*

*implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, y recomienda a la Aresep revisar la proyección de ventas del sistema, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, en lo que respecta al sistema generación, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las solicitudes tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajuste tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de transmisión ET-078-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
   *Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*
ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*
iii. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las*

*solicitudes tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de distribución ET-076-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos, además del efecto GENTRA dentro de este sistema. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito, y revisar los réditos y costos de los sistemas de generación y transmisión ya que el efecto GENTRA tiene un impacto importante sobre el ajuste que se defina para distribución.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, en lo que respecta al ajuste solicitado por el ICE para su sistema de distribución, tal y como se indicó anteriormente, en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, en este contexto, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, según lo solicitado, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Tal y como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Finalmente, se le informa al oponente que la Autoridad Reguladora, en el marco de la resolución RIE-013-2014, dictó no sólo la separación de sistemas (generación, transmisión, distribución) sino también su tramitación conjunta, dada la interrelación que existe entre ellos. En este sentido, el proyecto de Contabilidad Regulatoria no sólo separa las actividades reguladas de las no reguladas, sino también el procedimiento para la asignación de costos comunes, con el fin de garantizar mayor transparencia y confiabilidad.*

***Servicio de alumbrado público ET-075-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
   *Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*
ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*
iii. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En lo que respecta a la actividad de alumbrado público, este servicio está relacionado con el sistema de distribución y su tratamiento regulatorio es simular a lo expuesto para los sistemas de generación, transmisión y distribución*

*En función de lo anterior, se reitera al oponente lo expuesto anteriormente, en el sentido de que en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, como se indicó, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, que la Autoridad Reguladora tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, atendiendo las peticiones hechas por la empresa regulada, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Además, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

5. ***Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 (en conjunto):***

*Argumentos generales que justifican la oposición:*

i. *La ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 20 "los prestadores de los servicios llevarán contabilidades separadas que diferencien la actividad de servicio público de las que no lo son". Igualmente, el artículo 32 señala en su inciso b; "no se aceptarán costos de las empresas reguladas que sean ajenas a la prestación del servicio público".*

ii. *El artículo 33 de dicha ley indica "toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada, deberán haber cumplido con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición".*

***ET-076-2018 Distribución**:*

*Las adiciones presentadas por el ICE en el negocio de distribución y comercialización se explican mediante el documento "justificación microinversiones_dis_F7800.docx" dicho documento incluye la justificación de adquisición de vehículos eléctricos siendo este un eje no descrito en el resumen ejecutivo. Ahora bien, este documento señala la sustitución de 100 vehículos (20 corresponden al sector eléctrico) para cumplir con las metas y expectativas nacionales de reducción de emisión de carbono.*

*El documento que acompaña esta justificación, no indica con claridad el monto de la sustitución de vehículos que se pretende sea incluido en la tarifa del servicio público regulado.*

*Cabe destacar también que al no haber relación entre la adquisición de vehículos eléctricos y el plan sexenal 2018-2023 que señala el documento, la compra de 100 vehículos eléctricos no se encuentra debidamente justificada como es requerido por la metodología tarifaria, así como su vinculación con el servicio público regulado.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En materia de inversiones, se le indica que el proceso de Inversiones realiza el seguimiento de los proyectos de inversión a lo largo del año, así como visitadas de campo cuando corresponda, con el propósito de retroalimentar al análisis de adiciones y mejoras que corresponde realizar en un estudio ordinario. En lo que respecta a la compra de vehículos, se realiza un análisis por parte del proceso de inversiones para poder determinar la razonabilidad y necesidad del petente.*

***ET-077-2018 Generación***

*El negocio de Ingeniería y Construcción del ICE no es un área o departamento que dedique su labor de manera exclusiva al servicio público regulado, en el documento "Justificación_adiciones_IC.docx" contenido en el archivo .zip de la petición tarifaria (folio 102), señala que las eventuales adiciones no solo son para uso de ICE (electricidad y telecomunicaciones), sino también para la gestión del grupo ICE incluyendo sus subsidiarias, no describe ni señala un costeo o asignación vía driver de la porción del costo del proyecto EAM que podría ser incluido en tarifas, tampoco es claro porqué algunas descripciones técnicas corresponden a consultorías siendo este apartado adiciones.*

*En conclusión, sobre las adiciones correspondientes a Ingeniería y Construcción, se solicita valorar si estas corresponden a activos de uso exclusivo del servicio público regulado, de no ser exclusivo, el eventual reconocimiento tarifario debe ser proporcional en la tarifa del servicio público y finalmente valorar las descripciones, la naturaleza de la erogación, si efectivamente corresponde a la adquisición de un activo o a una consultoría para eventualmente adquirir un paquete tecnológico.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En lo que respecta la Ingeniería y Construcción, la Intendencia de Energía, según consta en el informe técnico, excluyó del cálculo de tarifas los montos relacionados precisamente porque no es posible su trazabilidad, además el ICE mediante el oficio 5407-182-2015 hace la aclaración que las partidas relacionadas a esta área corresponde a actividades no reguladas, por lo cual no son incluidas dentro de los cálculos tarifarios.*

### *6. Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595:*

*Presenta una oposición en contra de los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 por los siguientes motivos:*

- *Las inversiones hechas por el ICE han superado los gastos en proyectos incluso abandonados, como el proyecto Diquís, estas inversiones las cobran aun sin haber cumplido los requisitos y ahora muy fácilmente incluyen dichas cifras en inversión.*
- *Actualmente en planteles del ICE se maneja compras de maquinaria y equipo en abandono, incluso equipo ya utilizado y tomado de los cálculos de tarifas de electricidad.*
- *Previo al proceso de inversión y construcción de plantas hidroeléctricas, los estudios actuales demuestran los costos de inversión elevados.*
- *El ICE triplicó gastos en remuneraciones de la alta gerencia, esto fue denunciado el 29 de octubre del 2018 en el periódico la nación, indica que este monto sumo ¢10 498 millones y este monto lo debemos pagar todos los usuarios con el aumento desmedido en las tarifas eléctricas.*
- *Datos suministrados por la Presidenta Ejecutiva, indica que "El ICE no está en quiebra, tenemos ingresos que superan los gastos", teniendo a medio palo el PMAF, las perdidas sin justificación por ¢314 000 millones y los $146 millones del proyecto Diquís.*
- *El mismo presidente de la republica conoce inversiones como RACSA, televisión por cable, riesgosas que se han tomado y que han generado pérdidas que el ICE ha asumido y aumentado sus costos, por lo cual todos los usuarios lo pagamos con los aumentos solicitados en las tarifas.*
- *Se nota que el ICE prácticamente se ha obligado a comprar energía a empresas privadas o cooperativas y ha preferido abandonar inversiones hechas para beneficiar a otros y hoy los usuarios pagamos tarifas excesivas con justificaciones graves.*
- *Externa la preocupación de que se nota un gran interés de aumentar las tarifas para aumentar la producción eléctrica privada, lo cual se notó con el fallo de la ley de reforma de aguas, donde se pretendía aumentar más la instalación de represas hidroeléctricas en manos de empresas privadas.*
- *Hay inconsistencias que no justifican los gastos excesivos que el ICE presenta en esta solicitud, el estado debe ser garante de tarifas justas como lo dice el artículo 50 de nuestra constitución política y la ley número 7593 de la Autoridad Reguladora, en su justificación apegados a los principios de un servicio al costo.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que durante la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis*

*técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En materia de inversiones, se le indica que la Intendencia de Energía, por medio del proceso de Inversiones, realiza a lo largo del año el seguimiento de todos los proyectos de inversión del sector eléctrico, en los sistemas de generación, transmisión y distribución, incluidos los del ICE. Asimismo, durante la tramitación del estudio ordinario, se realizan visitas técnicas complementarias para verificar el grado de avance y los plazos previstos para su capitalización.*

*En este contexto, se le informa al oponente que no se presentó información relacionada con el proyecto Diquís ni se incorporó en el análisis técnico realizado para el cálculo de la tarifa.*

*Por otro lado, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Además, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, previo análisis técnico, la Intendencia tiene la potestad de excluir todos aquellos gastos e inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, se le indica que la implementación del proyecto sobre Contabilidad Regulatoria permite separar las actividades reguladas de las actividades no reguladas, de manera que en el cálculo de las tarifas de electricidad se incorporen solamente los gastos y costos asociados con este servicio públicos. Asimismo, prevé el procedimiento de asignación de costos comunes, con el fin de promover mayor transparencia y confiabilidad.*

7. ***Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917:***

*Indica el oponente en contra de la solicitud del sistema de distribución ET-076-2018, y los motivos son:*

1. *Incumplimiento del contenido de informe de quejas y denuncias como requisitos de admisibilidad ya que la Dirección de Atención al Usuario hace saber que el ICE presentó el informe de quejas y denuncias del primer semestre del 2018, sin embargo, se consigna que en el informe no se detalló el estado de las reclamaciones recibidas.*

2. *Inconsistencias en las solicitudes de ajustes tarifarios:*

a. *Cambios en porcentajes de ajustes solicitados, el oponente hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y de la corrección de la solicitud y compara los ingresos adicionales pretendidos con lo solicitado inicialmente (20,37%) y los ingresos adicionales con la corrección (8,75%) y considera que existe un error en dicho cálculo pues a mayor aumento debería darse un mayor ingreso y no como se presentó en la solicitud tarifaria, la cual a pesar de indicar un porcentaje mucho menor, proyecta ingresos mayores.*
b. *Liquidación del periodo 2017, donde solicita a la Intendencia verificar a profundidad los datos suministrados.*
c. *Información presentada violenta el equilibrio financiero del prestador, y el oponente hace mención que los datos presentados están hasta el 2019 por lo que se pregunta de ¿cómo financiará el ICE los gastos del 2020?, ¿cómo afectará a los usuarios ésta tarifa?, ¿se está diluyendo los costos y gastos del 2019 en los periodos 2019-2020?, etc. Indica el oponente que el ICE utiliza el pliego tarifario publicado en la resolución RIE-127-2017, lo cual reafirma las serias dudas sobre la justificación y fundamento del ajuste tarifario solicitado por el ICE.*

3. *Valoración de los objetivos que persigue la empresa con el rebalanceo por aplicación T-MTb, donde el oponente transcribe los objetivos de dicha solicitud por parte del ICE, e indica que los objetivos del ICE son la reactivación económica otorgando a las empresas electro intensivas tarifas más competitivas. Indica el oponente que la Intendencia de Energía debe ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas entre los sectores y los sistemas, así como administrar los subsidios entre sectores que beneficien únicamente a los consumidores del sector residencial y preferencial de carácter social que por su condición económica y fin último lo requieran, además debe tener presente para la resolución del rebalanceo tarifario, que la Aresep está llamada a velar porque las fijaciones tarifarias no atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras de los servicios públicos y hace mención sobre el principio de servicio al costo.*

***Petitoria:***

1. *Se admita la presente oposición y sus argumentos.*
2. *Se analice la solicitud de rebalanceo entre las tarifas del sistema de distribución, por el impacto económico que podría representar a una parte de los sectores del sistema.*
3. *Considerar los alegatos expuestos, y en consecuencia se valore exhaustivamente la solicitud tarifaria del sistema de distribución, a fin de disminuir el impacto del aumento resultante en las tarifas.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE, se le indica que la Intendencia de Energía realiza una revisión técnica integral y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, para cada uno de sus sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*En este contexto, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía analiza la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De igual manera se procede en materia de inversiones, en el sentido de que la Intendencia realiza a lo largo del año el seguimiento de los principales proyectos de inversión del sector eléctrico, incluidos los del ICE. Así, de manera complementaria, durante la tramitación del estudio ordinario se realizan visitas técnicas para verificar el grado de avance y disponer de información real para retroalimentar el análisis de las adiciones y retiros, información que es estratégica para la actualización de la base tarifaria y el cálculo del rédito para el desarrollo.*

*En lo que respecta al sistema de distribución, como consta en el informe técnico, la Intendencia realizó la valoración de la propuesta que presentó el ICE para modificar los parámetros aplicables a la tarifa de media tensión b (TMTb), cuyo propósito es la fijación de una tarifa competitiva para las empresas electro-intensivas, en los términos y criterios presentados por la empresa.*

*[…]*

**VI.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de generación que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020 tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de generación que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, de la siguiente manera:

| **ICE Sistema de generación** | | **Estructura de costos sin CVC** | **Estructura de costos sin CVC** | **Estructura de costos sin CVC** |
|---|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige del 1/abr/2019 al 31/dic/2019** | **Rige del 1/ene/2020 al 31/dic/2020** | **Rige a partir del 1/ene/2021** |
| **► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 53,56 | 51,06 | 52,09 |
| Periodo Valle | cada kWh | 43,87 | 41,83 | 42,68 |
| Periodo Noche | cada kWh | 37,25 | 35,51 | 36,23 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 840,52 | 2 708,31 | 2 762,75 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 840,52 | 2 708,31 | 2 762,75 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 52,87 | 50,41 | 51,42 |
| Periodo Valle | cada kWh | 43,31 | 41,29 | 42,12 |
| Periodo Noche | cada kWh | 37,03 | 35,31 | 36,02 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 2 840,52 | 2 708,31 | 2 762,75 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 840,52 | 2 708,31 | 2 762,75 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 0,062 | 0,059 | 0,060 |
| Periodo Valle | cada kWh | 0,052 | 0,049 | 0,050 |
| Periodo Noche | cada kWh | 0,045 | 0,043 | 0,043 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3,305 | 3,151 | 3,215 |
| Periodo Valle | cada kW | 3,305 | 3,151 | 3,215 |
| Periodo Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

**II.** Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de la presente resolución.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—O. C. N° 9123-2019.—Solicitud N° 058-2019.—( IN2019331904 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0025-IE-2019 del 22 de marzo de 2019**

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

**ET-078-2018**

## 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 20 de diciembre del 2018, mediante el oficio 5407-169-2018, y recibida en la Autoridad Reguladora el 21 de diciembre del 2018, 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 05).

**III.** Que el 4 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0007-IE-2019, 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 transmisión de energía eléctrica que presta (folios 89 al 92).

**IV.** Que el 17 de enero del 2019, mediante el oficio 5407-011-2019, ICE presentó la solicitud de prórroga la información solicitada por medio del oficio OF-0007-IE-2019 (folios 93 al 94).

**V.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0077-IE-2019, la IE otorgó la ampliación del plazo solicitada mediante el oficio 5407-011-2019. (folios 172 al 173).

**VI.** Que el 23 de enero del 2019, mediante oficio 5407-015-2019, el ICE presentó la información solicitada mediante el oficio OF-0007-IE-2019, además presenta una modificación en el porcentaje de ajuste, así como en el plazo de la tarifa inicialmente solicitada (folios 99 al 169).

**VII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0113-IE-2019 la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de transmisión de energía eléctrica que presta el ICE (folios 174 al 175).

**VIII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0114-2019 la IE otorgó admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de transmisión de electricidad (folios 176 al 177).

**IX.** Que el 1 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 23 (folio 189).

**X.** Que el 1 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 189).

**XI.** Que el 4 de febrero del 2019, mediante el memorando ME-0225-DGAU-2019 se solicitó corregir lo publicado en los diarios de circulación nacional La Extra y la Teja el día 1 de febrero del 2019 y en la Gaceta número 23, con fundamento en lo expuesto en los oficios OF-0154-IE-2019 y OF-0157-IE-2019 (folio 190).

**XII.** Que el 4 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0157-IE-2019, se realiza la aclaración acerca de las solicitudes de ajuste tarifario presentadas por el ICE (folio 210).

**XIII.** Que el 5 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública Alcance N° 26 en La Gaceta N°25 del 5 de febrero del 2019 (folio 197).

**XIV.** Que el 5 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 197).

**XV.** Que el 11 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0179-IE-2019 se solicitó información adicional a los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 del ICE (folios 211 al 216).

**XVI.** Que el 18 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-025-2019 el ICE solicito prórroga para presentar la información solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 217 al 218).

**XVII.** Que el 15 de febrero de 2019, mediante el informe IN-0037-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 223 al 225).

**XVIII.** Que el 18 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0207-IE-2019, se responde al oficio 5407-025-2019 (folios 221 al 222).

**XIX.** Que el 19 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-033-2019 el ICE remite la información adicional solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 229 al 239).

**XX.** Que el 26 de febrero del 2019 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 5 de marzo del 2019 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0055-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 9-AP-2019 (acta AC-0050-DGAU-2019). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262, Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378, Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 ( en conjunto), Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595, Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

**XXI.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0033-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de transmisión que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0033-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

## *II. ANÁLISIS DEL ASUNTO*

### *1. Solicitud tarifaria*

*De acuerdo con la información aportada por el ICE y que consta en el respectivo expediente, esta empresa solicitó ajustar la tarifa del sistema de transmisión de energía eléctrica, según el siguiente detalle:*

***Cuadro N° 1***
***Sistema de transmisión, ICE***
***Tarifa vigente y propuesta***

| **Tarifa T-TE: Usuarios del servicio de transmisión** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Tarifa Vigente | Tarifa Propuesta | Variación absoluta | Variación relativa (%) |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | ¢ 12,07 | ¢ 13,12 | ¢ 1,05 | 8,69% |
| | | | | | |
| **Tarifa T-TEb: Usuarios del servicio de transmisión $/kWh** | | | | | |
| | | Tarifa Vigente | Tarifa Propuesta | Variación absoluta | Variación relativa (%) |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | $ 0,022 | $ 0,024128497 | $ 0,001928497 | 8,69% |

*La presente solicitud de ajuste tarifario 2019 para el sistema de transmisión tiene como objetivo: i) solicitar un rédito para el desarrollo de 4,91%, ii) atender los costos y gastos de operación y iii) 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 ICE para el servicio de transmisión de energía eléctrica.*

#### *a. Parámetros utilizados*

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019[1], su revisión[2] y Programa Macroeconómico 2019-*

[1] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/PM2018-2019.pdf
[2] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/RevisionPM-2018-2019.pdf

*2020[3], 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. Un esquema de Metas de Inflación hace explícito 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[4].*

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2019-2020, estableció como objetivo de inflación un 3% (incluyendo el efecto del Impuesto al Valor Agregado) para el 2019 y 2020, con un rango de tolerancia de ±1 punto porcentual (p.p.).*

*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, como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. 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 Unidos, se recopila a partir del sitio web[5] del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) -a través del portal estadístico statista.com-, estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,43%, 2,14% y 2,03% para el futuro cercano[6].*

*En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación antes mencionados (interno y externo) y el porcentaje de*

---

[3] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/Programa_Macroeconomico_2019-2020.pdf

[4] BCCR, https://www.bccr.fi.cr/seccion-politica-monetaria/pol%C3%ADtica-monetaria

[5] BLS, http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu

[6] IMF (a través de statista.com), https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/

*depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2015, 2016, 2017 y 2018) y las proyecciones para el 2019 y 2020.*

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

| INDICES | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Variaciones según ARESEP (al final del año)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | -0,80% | 0,76% | 2,58% | 2,02% | 3,00% | 3,00% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,73% | 2,07% | 2,11% | 1,91% | 2,43% | 2,14% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,12% | 2,98% | 2,04% | 6,84% | 0,08% | 0,00% |
| **Variaciones según ARESEP (promedio anual)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | 0,80% | -0,02% | 1,63% | 2,26% | 2,60% | 3,10% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,12% | 1,26% | 2,13% | 2,44% | 1,36% | 2,28% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,54% | 2,05% | 3,66% | 1,62% | 5,30% | -0,03% |
| **Notas:** Los años 2019 y 2020 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) y como variación de los promedios anuales de los respectivos índices. | | | | | | |
| **Fuente:** Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI (statista). | | | | | | |

### *b. Análisis del mercado*

*Este apartado presenta el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de transmisión del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el cual consta de 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 IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de transmisión, presentado por el ICE. Los aspectos más sobresalientes de la solicitud se detallan a continuación:*

1. *El ICE solicita un ajuste tarifario que le permita alcanzar ingresos equivalentes a los ¢127 917,2 millones durante el año 2019. Para lo cual solicitan un incremento del 8,69% en el transporte de electricidad T-TE y para el transporte de electricidad en dólares T-TEb.*

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. (folio 88, ET-078-2018).*

3. *Para cada empresa distribuidora se tomó las estadísticas mensuales de enero 2012 a octubre 2018 y se realizó las proyecciones de las ventas a sus clientes de enero 2019 a diciembre 2019. Para el año 2019, el ICE estima ventas cercanas a los 9 916,7 GWh.*

4. *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. Se utilizó como tarifa vigente la resolución RE-0105-IE-2018 publicada en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre 2018. De esta forma se esperan ingresos por ¢120 026,4 millones para el año 2019 con tarifa vigente.*

5. *Posterior al ajuste solicitado, el ICE espera ingresos para el mismo 2019, por ¢127 917,2 millones con tarifa propuesta.*

6. *El ICE no presenta proyecciones de mercado para el año 2020.*

### *ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía y comparación con los resultados propuestos por el ICE:*

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

1. *La IE actualizó los datos a enero de 2019 y efectuó las proyecciones para cada una de las ocho empresas distribuidoras y las empresas de alta tensión.*

2. *Para estimar la energía que corresponde facturar en la tarifa de transmisión, se toman los registros reales para el año 2018 y se multiplicó por el crecimiento esperado en las ventas a los abonados del sistema de distribución de cada una de las empresas. 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.*

3. *La IE estima que para el año 2019, el Sistema de Transmisión del ICE facturará a sus clientes 10 066,8 GWh de energía trasegada, una diferencia relativa de 1,5% superior a la estimación del ICE. 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-077-2018 y ET-076-2018. Para el año 2020 Aresep estima que el ICE facturará a sus clientes 10 214,9 GWh de energía trasegada.*

4. *Dado que el ICE no presenta estimación para el año 2020 (Cuadros-Ingresos-Tarifaria 2019 ajustado(ene16), cuadros 3.16, 3.17 y 3.18), no se realiza comparación con las estimaciones de este año.*

5. *Los ingresos esperados para el año 2019 se obtienen de multiplicar el total de ventas esperadas por el precio vigente. La IE utiliza el pliego según resolución RE-0105-IE-2018 publicado en la Gaceta 233, Alcance 212 del 14 de diciembre de 2018. Para obtener los ingresos del año 2020 se multiplican las ventas esperadas por el precio vigente según RIE-126-2017 publicadas en la Gaceta 241, Alcance 308 del 20 de diciembre 2017.*

6. *De esta forma el ingreso esperado por Aresep para el periodo 1 de abril-diciembre 2019 con la tarifa vigente se espera esté cercano a los ¢91 197,9 millones (en el anexo Nº1 se muestra el desglose para cada empresa). 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 nacional segregados por empresa distribuidora. Para el año 2020*

*el ingreso esperado por Aresep con tarifa vigente es de ¢111 138,67 millones.*

7. *En este estudio ordinario no se presenta liquidación de mercado considerando que el periodo 2017 se liquidó en el ordinario bajo el expediente ET-054-2018 publicado en la Gaceta 233, Alcance 212 del 14 de diciembre del 2018.*

8. *Considerando lo anterior, se propone un ajuste en las tarifas de transmisión del ICE del 3,70%.*

9. *Dicho aumento regirá a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020. De esta manera, en el caso de la T-TE implica una modificación de su precio de ¢12,07 a ¢12,52 por cada kWh trasegado por las líneas de transmisión del ICE para el año 2019. Para el año 2020 en el caso de la T-TE implica una modificación de su precio de ¢10,88 a ¢11,28 por cada kWh trasegado por las líneas de transmisión del ICE.*

10. *Con la tarifa propuesta se espera que el ingreso alcance los ¢94 598,1 millones en el periodo del 1 de abril al 31 de diciembre de 2019, y para el año 2020 se esperan que el ingreso alcance los ¢115 224,6 millones (en el anexo Nº2 se muestra el desglose para cada empresa).*

11. *Tal como se indicó, el ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente*

### *c. Análisis de inversiones*

*El objeto de este estudio es presentar los resultados y conclusiones del análisis realizado al plan de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el sistema de transmisión de energía eléctrica, presentado en su solicitud de estudio tarifario que se tramita bajo el expediente ET-078-2018.*

#### *i. Adiciones propuestas para el sistema de transmisión según el ICE:*

*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 el 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 2019, 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-078-2018, Carpeta ET-078-2018\ Transmisión\Capitulo Nº 4 Inversiones\Adiciones 2017_2019\Carpetas de Macro y Micro inversiones(Folio 88 y 170), en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión del negocio de transmisión y CENCE.*

### *a) Adiciones del período 2018 y 2019:*

*El ICE presenta 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 2018 y las desarrollas y previstas para el período 2019. El detalle puede ser consultado en las carpetas digitales del Estudio Tarifario ET-078-2018, como se indicó en el apartado anterior.*

*A continuación, se presenta el detalle de las principales macro y micro inversiones consideradas por la empresa en la presente solicitud:*

### *1. Macro-inversiones-Sistema de Transmisión:*

- ✓ *Subestación Pailas Ampliación 2:*

*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.*

*Este proyecto inició construcción en el 21 de junio de 2017, el proyecto contempló el siguiente alcance: Construcción de un módulo de conexión en el espacio 6A7, Traslado de LT Liberia al módulo 6A7, Traslado de LT Mogote al módulo 6A4 y Conexión de LT Pailas II en el módulo 6A1.*

*Debido a la necesidad de habilitar un punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el PG Pailas II, se debió completar el tercer diámetro a 230 kV en la ST Pailas, instalando una sección para la conexión de dicho proyecto por medio de una línea de Transmisión en 230 kV desde la Planta de Pailas II.*

*Durante la visita se constató que la subestación entró en operación el 26 de febrero de 2019. Además, tiene un porcentaje de avance del 99%.*

*Al respecto, se considera que el proyecto es necesario para la conexión y operación de P.G. Pailas II y será capitalizado de acuerdo con lo planeado por el ICE en el 2019.*

- ✓ *Línea de Transmisión Desvío la Carpio*

*Durante la presentación del proyecto el personal técnico del ICE indicó que esta necesidad se explica por la invasión de grupos de familias a la infraestructura del ICE, situación que se presenta desde 1994. La ocupación abarca hasta las propias torres, lo que provoca un acceso limitado para realizar los trabajos de mantenimiento además de un riesgo para personas y personal técnico del ICE.*

*Durante la visita se logró constatar que el proyecto tiene una programación y coordinación compleja que lleva este tipo de obras debido a la situación social existente además es importante mencionar que las torres por su altura y de acuerdo con aviación civil se están pintando de acuerdo con normas internacionales.*

*Dentro del expediente ET-078-2018, se detalla la nueva ruta de la red de transmisión, claramente se observa que el ICE realiza una fuerte inversión con el fin de salir del asentamiento urbano de la zona de la Carpio.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente razonable y de suma importancia para salvaguardar el mantenimiento a nivel de infraestructura, por ende, los recursos solicitados son necesarios para la ejecución de este proyecto que se estima sea capitalizado en el 2019, dado el porcentaje de avance de las obras.*

- ✓ *Anillo Sur*

*El proyecto anillo sur permite trasladar carga del anillo de 138 kV al nuevo anillo de 230 kV, por lo tanto, evita las sobrecargas en las líneas 138 Kv u*

*autotransformadores en las subestaciones de la Caja, San Miguel y Río Macho. El traslado de carga al nivel de 230 Kv se convierte en la mejor opción a largo plazo, ya que de mantener la carga en el nivel de 138 Kv se requiere continuamente compensación reactiva para regular el voltaje en condiciones de operación normal y durante contingencias. Además, que las subestaciones existentes de 138 Kv tienen un espacio muy limitado para instalar nuevos trasformadores, bancos de condensadores y salidas de circuitos de distribución.*

*El proyecto anillo sur contempla nueve proyectos de la mayoría está en ejecución, y cada una de ellas tiene sus propias fechas de inicio, finalización, avance de obra y combinaciones de mecanismos de financiamiento.*

***Cuadro N° 3***
***Lista de proyectos anillos sur***
***Información técnica de los proyectos***

| OBRA | Avance | Finalización | Energización |
|---|---|---|---|
| • LT Tarbaca- El Este (1)** | 33.22% | Feb-20 | Abr-20 |
| • LT Reconstrucción Tarbaca-Parrita (4) | 21.49% | Ene-20 | Abr-20 |
| • LT Derivación Higuito (3) | 37.51% | Ene-20 | Abr-20 |
| • LT El Este- Tejar (5 y 6) | 100% | Mar-18/Abr-20 | Mar-18/Abr-20 |
| • LT San Miguel-El Este (8) | 100% | Mar-12 | Feb-18 |
| • ST El Este (7) | 100% | Mar-18 | Ene-18 |
| • ST Higuito (2)* | 31.82% | Abr-20 | Abr-20 |
| • ST Tejar (10)* | 29% | Ene-20 | Abr-20 |
| • ST San Miguel (9) | 100% | Jun-13 | Jul-17 |

*Fuente: Elaboración propia con datos ICE*

*Acorde con la documentación aportada y los acercamientos en las reuniones y visitas de campo, se señaló que existen retrasos en algunas de las obras, debido en su mayoría a imprevistos en etapas administrativas. A saber, el caso de una licitación desierta y otra con oferentes con precios fuera de las referencias, por ejemplo, así como la falta de oferentes para la construcción de las líneas de transmisión. Esto ocasionó retrasos al tener que repetir procesos licitatorios y posteriormente redefinir el mecanismo de construcción en algunas obras, pasando de ser llave en mano, a mano de obra ICE y otras combinaciones particulares.*

*Estas situaciones han impactado la fecha de energización total del proyecto Anillo Sur, debido a que algunas de las obras son interdependientes para su energización.*

*En el caso de la subestación Tejar, se encuentra en preparación de terrenos, según se pudo constatar durante la visita conjunta, de profesionales del ICE y la Aresep. Será una subestación tipo GIS, que permitirá aprovechar mejor el terreno disponible. Contiguo, se encuentra la subestación de Jasec que se alimentará de dicha subestación. En sitio se observa, además de la preparación del terreno de la subestación, la preparación de los cimientos de las torres de llegada.*

*En la visita de la subestación Higuito, se observa que ya se ha preparado el terreno, allanando el área donde se ubicará la subestación y preparando los accesos para el ingreso de maquinaria. Al momento de la visita, se estaban preparando las armaduras para la cimentación de las diferentes áreas de la subestación.*

*Al respecto se considera que la justificación es técnicamente es razonable y se presentan las obras capitalizadas en el 2018.*

### *2. Micro-inversiones-Sistema de transmisión:*

*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\Capitulo Nº 4 Inversiones\Adiciones 2017_2019\Micro Inversiones, información que consta en el ET-078-2018.*

*De acuerdo con la información presentada en el expediente base de este estudio tarifario, el ICE no presenta las justificaciones para las inversiones de planta general corporativa, para los años 2018 y 2019. Al respecto, sólo se indican montos generales sin detalles de los requerimientos, razón por la cual no es posible garantizar la trazabilidad de estas inversiones. Por tanto, se excluye del sistema de transmisión los rubros asociados a Otros activos en operación-Corporativo.*

*No obstante, sobre las adiciones de Planta General asociadas al sistema de transmisión se 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.*

### *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.*

*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 N° 4***
***Porcentaje de ejecución***
***Sistema de transmisión***

| *Porcentaje de ejecución para el Sistema de Transmisión*<br>*Millones de colones* | | | | |
|---|---|---|---|---|
| *Año* | *Monto de Adiciones Reconocido Aresep* | *Monto Ejecutado ICE* | *Porcentaje de Ejecución de las resoluciones* | *Porcentaje de ejecución ajustado** |
| *2013* | *9 539,25* | *60 546,59* | *635%* | |
| *2014* | *9 539,25* | *52 354,92* | *549%* | |
| *2015* | *62 570,89* | *65 708,04* | *105%* | |
| *2016* | *100 232,69* | *82 399,68* | *82%* | |
| *2017* | *19 844,19* | *4 317,94* | *22%* | |
| *Promedio* | | | *278,51%* | *100%* |

*Fuentes* *Según metodología vigente*
*Carpeta digital* *ET-078-2018 Transmisión\Capitulo Nº 4 Inversiones\sistema de transmisión\ índices de ejecución*

*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.*

### *iii. Adición de activos del sistema de transmisión*

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

***Cuadro N° 5***
***Programa de adición de activos, Propuesta ICE***
***Sistema de transmisión***

| Sistema de Transmisión de Electricidad<br>Programa Adición de Activos 2018-2019, propuesta ICE<br>(Millones de Colones) | | |
|---|---|---|
| | **2018** | **2019** |
| ***Macroinversiones*** | | |
| Transmisión | 31 880,71 | 14 333,00 |
| ***Microinversiones*** | | |
| CENCE | 2 406,16 | 1 465,15 |
| Subestaciones Negocio - Transmisión | 1 424,04 | 6 039,96 |
| Líneas Negocio - Transmisión | 155,00 | 136,48 |
| Planta General - CENCE | 225,85 | 335,65 |
| Planta General - Negocio Transmisión | 419,30 | 351,96 |
| Planta General - Porción de la Corporación | 7 357,53 | 2 922,18 |
| **TOTAL DE ADICIONES** | **43 868,60** | **25 584,38** |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Al respecto, una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentada por ICE, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):*

***Cuadro N° 6***
***Programa de adición de activos, Propuesta Aresep***
***Sistema de transmisión***

| Sistema de Transmisión de Electricidad<br>Programa Adición de Activos 2018-2019, propuesta Aresep<br>(Millones de Colones) | | |
|---|---|---|
| | **2018** | **2019** |
| ***Macroinversiones*** | | |
| Transmisión | 13 273,99 | 14 333,00 |
| ***Microinversiones*** | | |
| CENCE | 0,00 | 1 465,15 |
| Subestaciones Negocio - Transmisión | 246,73 | 6 039,96 |
| Líneas Negocio - Transmisión | 0,00 | 136,48 |
| Planta General - CENCE | 0,00 | 335,65 |
| Planta General - Negocio Transmisión | 348,00 | 351,96 |
| Planta General - Porción de la Corporación | 0,00 | 0,00 |
| **TOTAL DE ADICIONES** | **13 868,73** | **22 662,20** |

*Fuente: Elaboración propia.*

### *iv. Comparativo de adiciones 2018*

*Acorde con la metodología actual, corresponde a la Aresep la verificación de los montos, ejecución y año de reconocimiento de las adiciones. Por ello en relación con la adición de activos para el período 2018, se presenta el análisis detallado sobre las adiciones del período 2018 y cuyo detalle de comparación puede verificarse en el documento Excel "Inversiones ARESEP ICE-TX-CFS-PHM-ET-078-2018 FINAL", adjunto al presente informe.*

*Se debe indicar que se realizó la comparación de las adiciones reconocidas versus las adiciones ejecutadas y reportadas por ICE para el periodo 2018. El detalle puede ser verificado en el archivo de cálculo adjunto mencionado.*

*Al respecto se debe considerar que aquellas adiciones que se ejecutaron y presentan un nivel de sobre ejecución deben formar parte del proceso de liquidación del período 2018, y por ende se realizaron los ajustes correspondientes en el presente análisis tarifario*

### *v. 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-078-2018\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:*

*Es importante resaltar que el ICE presentó el detalle de los activos retirados para el año 2018 y 2019, el cual puede ser verificado en el archivo digital "ARESEP ICE-TX-CFS-PHM-ET-078-2018 FINAL".*

## *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 de ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.*

*ICE obtuvo un costo de capital propio y costo promedio ponderado de capital en el orden que sigue:*

***Cuadro N° 7***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***
***Estimaciones ICE***

| ***Sistema*** | ***Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)*** | ***Costo promedio ponderado del capital (WACC)*** |
|---|---|---|
| *Generación* | *4,87%* | *4,87%* |
| *Transmisión* | *5,44%* | *4,91%* |
| *Distribución* | *4,12%* | *3,88%* |
| *Alumbrado Público* | *3,51%* | *3,93%* |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Del análisis realizado, la IE consideró los siguientes datos:*

***Cuadro N° 8***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***
***Estimaciones Aresep***

| ***Sistema*** | ***Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM)*** | ***Costo promedio ponderado del capital (WACC)*** |
|---|---|---|
| *Generación* | *4,72%* | *5,69%* |
| *Transmisión* | *5,24%* | *5,88%* |
| *Distribución* | *4,05%* | *4,84%* |
| *Alumbrado Público* | *3,50%* | *4,02%* |

*Fuente: Elaboración propia.*

*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 utilizó la información de los estados financieros disponibles al mes de setiembre del 2018.*

*Cabe mencionar, que el ICE suministró la información de cada una de las deudas actualizadas a setiembre del 2018, a partir de las tasas de interés el petente calculó la T.I.R. "Tasa Interna de Retorno" e incorporó la devaluación de la moneda para posteriormente ponderar las deudas y obtener el costo de endeudamiento. Al respecto, esta Intendencia aclara que la T.I.R. no es un mecanismo aceptable metodológicamente, ya que la metodología es clara al*

*indicar que el costo del endeudamiento se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa. El cambiar de método, implicó que el costo de endeudamiento se modificara en cada sistema, afectando el cálculo final del rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 9***
***Costo de Endeudamiento***
***Comparativo (Al ponderar TIR versus tasas de interés)***

| Sistema | T.I.R. | Tasa de Interés |
|---|---|---|
| Generación | 4,87% | 6,36% |
| Transmisión | 4,65% | 6,21% |
| Distribución | 3,55% | 5,89% |
| Alumbrado Público | 6,37% | 7,02% |

*Fuente: Elaboración propia.*

*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 2,35%*

- ✓ *Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,17 la beta desapalancada para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,41, 0,50, 0,30 y 0,20 para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

- ✓ *Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,73%. 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.*

- ✓ *Para el cálculo del costo de endeudamiento se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa con corte a setiembre del año 2018, del cual se reconocieron los siguientes préstamos:*

| IDENTIFICACION | SALDO REVALUADO<br><br>EN DOLARES | Generación | Distribución | Transmisión | Alumbrado Público | Operación Integrada |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **DEUDA EXTERNA** | | | | | | |
| **MULTILATERALES** | | | | | | |
| BID 1931 TRAMO A | 59,71 | 24,09 | 17,47 | 16,16 | 1,09 | 0,90 |
| BID 1931 TRAMO B | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| BID 1908 - CCLIP $ | 158,02 | 62,96 | 37,51 | 56,38 | | 1,17 |
| BID 1908 - CCLIP $20 millones ¢ | 16,47 | 6,56 | 3,91 | 5,88 | | 0,12 |
| BID 1908 - CCLIP $30 millones ¢ | 28,28 | 11,27 | 6,71 | 10,09 | | 0,21 |
| BEI LAS PAILAS | 37,12 | 34,81 | 0,00 | 2,32 | | |
| C.A.F. | 41,67 | 32,95 | | 8,72 | | |
| BID 2076 | 122,50 | 122,50 | | | | |
| BCIE 2151 | 149,84 | 0,00 | 37,52 | 105,59 | | 6,73 |
| BCIE 2109 TRAMO A | 97,77 | 97,77 | | | | |
| BCIE 2109 TRAMO B | 74,81 | 74,81 | | | | |
| BID 2747/OC-CR ¢ | 137,79 | 68,66 | 24,55 | 28,45 | | 16,12 |
| BID 2747/OC-CR $ | 23,66 | 11,79 | 4,22 | 4,89 | | 2,77 |
| **SUBTOTAL** | **947,63** | **548,15** | **131,90** | **238,47** | **1,09** | **28,02** |
| | | | | | | |
| **BILATERALES** | | | | | | |
| JICA CR-P3 | 69,91 | 69,91 | | | | |
| JICA CR-P5 | 108,52 | 108,52 | | | | |
| **SUBTOTAL** | **69,91** | **69,91** | | | | |
| | | | | | | |
| **BANCOS COMERCIALES** | | | | | | |
| SCOTIABANK 2014 | 24,00 | 8,69 | 11,81 | 3,09 | 0,10 | 0,31 |
| EMISION INT. BONOS 2043 | 500,00 | 334,95 | 38,40 | 121,65 | 0,70 | 4,30 |
| EMISION INT. BONOS 2021 | 500,00 | 447,50 | | 52,50 | | |
| **SUBTOTAL** | **1.024,00** | **791,14** | **50,21** | **177,24** | **0,80** | **4,61** |
| | | | | | | |
| **DEUDA INTERNA** | | | | | | |
| EMISION BONOS SERIE B1 | 75,00 | 51,83 | | 23,00 | | 0,17 |
| EMISION BONOS SERIE B3 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E1 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E2 | 125,00 | 86,01 | 4,08 | 33,84 | 0,04 | 1,04 |
| EMISION BONOS F4 | 145,00 | 74,68 | 0,06 | 61,07 | | 9,19 |
| SCOTIABANK TRAMO A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *FIDEICOMISO REVENTAZON $* | *410,42* | *410,42* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* |
| ***SUBTOTAL*** | ***495,00*** | ***310,08*** | ***9,01*** | ***163,26*** | ***0,08*** | ***12,57*** |
| ***TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA EN US$*** | ***2.536,54*** | ***1.719,28*** | ***191,11*** | ***578,98*** | ***1,98*** | ***45,20*** |
| | | | | | | |
| ***DEUDA INTERNA CONTRATADA EN COLONES*** | | | | | | |
| ***IDENTIFICACION*** | ***SALDO REVALUADO EN COLONES*** | ***Generación*** | ***Distribución*** | ***Transmisión*** | ***Alumbrado Público*** | ***Operación Integrada*** |
| *FIDEICOMISO REVENTAZON ¢* | *225.968,25* | *225.968,25* | | *0,00* | | *0,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A1* | *50.000,00* | *34.555,00* | | *15.335,00* | | *110,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A2* | *50.000,00* | *34.555,00* | | *15.335,00* | | *110,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A3* | *20.000,00* | *13.008,00* | *650,00* | *6.046,00* | *6,00* | *290,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A5* | *20.000,00* | *13.008,00* | *650,00* | *6.046,00* | *6,00* | *290,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A6* | *18.756,00* | *12.906,00* | *611,45* | *5.077,25* | *5,63* | *155,67* |
| *EMISION DE BONOS SERIE A6-2014* | *6.351,00* | *6.351,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE F3* | *5.627,00* | *2.897,91* | *2,25* | *2.370,09* | *0,00* | *356,75* |
| *EMISION DE BONOS SERIE F3-2014* | *20.780,00* | *20.780,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* | *0,00* |
| *EMISION DE BONOS SERIE F3-2015* | *1.000,00* | *583,60* | *149,10* | *235,50* | *1,50* | *30,30* |
| *BANCO NACIONAL DE C. R.* | *23.482,11* | *0,00* | *15.794,07* | *7.277,11* | *410,94* | *0,00* |
| *BANCO POPULAR/BCR /DIPOA* | *9.961,94* | *6.634,65* | *3.327,29* | *0,00* | *0,00* | *0,00* |
| *BANCO POPULAR* | *37.857,64* | *35.468,82* | *802,58* | *1.586,24* | *0,00* | *0,00* |
| *FONDO GARANTIAS Y AHORRO* | *11.000,00* | *8.076,20* | *2.368,30* | *555,50* | *0,00* | *0,00* |
| ***SUBTOTAL DEUDA EN COLONES*** | ***500.783,94*** | ***414.792,43*** | ***24.355,03*** | ***59.863,68*** | ***430,06*** | ***1.342,73*** |
| | | | | | | |
| ***TOTAL SECTOR ELECTRICO $*** | ***2.536,54*** | ***1.719,28*** | ***191,11*** | ***578,98*** | ***1,98*** | ***45,20*** |
| ***TOTAL SECTOR ELECTRICO ¢*** | ***500.783,94*** | ***414.792,43*** | ***24.355,03*** | ***59.863,68*** | ***430,06*** | ***1.342,73*** |

*Fuente: Archivo "Costo Deuda Electricidad -SETIEMBRE 2018-.xls"*

*Una vez analizada la información disponible para el cálculo del CAPM y WACC, y dado que las tarifas entrarían a regir el 1 de abril del 2019 (9 meses), el rédito para el desarrollo debe ser ajustado.*

*De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado al ICE para el sistema de generación (modelo WACC) es de 4,72%; mientras que el costo del capital propio es de 5,69%. Sin embargo, para el periodo 2019 la tarifa regirá durante un periodo de 9 meses (abril a diciembre) lo que implica un ajuste en el rédito que quedaría en 5,44%, aunado a los 12 meses del año 2020, para un*

*total de 21 meses, motivo por el cual se ajusta el rédito teórico y se obtiene un rédito ajustado promedio del 5,56%.*

*El resultado del costo ponderado del capital otorgado a ICE difiere debido a que la IE consideró en el cálculo del costo de endeudamiento se utilizó las tasas de interés de los pasivos con costo financiero, no así la T.I.R.*

*Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo para el periodo de abril 2019 a diciembre 2020 es de ¢214 112,63 millones, el cual debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones, y aquellas macro-inversiones, que no conlleven una obligación financiera con terceros.*

*Indicadores financieros del sector electricidad del ICE:*

*En este apartado se incluye un breve análisis de los indicadores financieros de la empresa, para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, así como a nivel consolidado del sector electricidad, tal como se muestra seguidamente:*

***Cuadro N° 10***
***Razones financieras, ICE***
***Con datos a diciembre del año 2017***

| Ratios | Generación | Transmisión | Distribución | Alumbrado | Sector Electricidad ICE |
|---|---|---|---|---|---|
| Razón Corriente/ Liquidez | 1,79 | 0,61 | 0,93 | 1,59 | 1,22 |
| Indice de Endeudamiento | 0,60 | 0,69 | 0,61 | 0,28 | 0,62 |
| Calidad de la deuda | 0,06 | 0,09 | 0,39 | 0,54 | 0,10 |
| Autonomía | 0,65 | 0,45 | 0,63 | 2,62 | 0,62 |
| Apalancamiento | 1,53 | 2,23 | 1,58 | 0,38 | 1,62 |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Tal como se visualiza en la razón de liquidez, ICE tiene capacidad de cubrir en un 122% sus pasivos a corto plazo para el sector electricidad, así como un 179%, 61%, 93% y 159% para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

*Por otra parte, en cuanto al índice de endeudamiento, se observa que un 60%, 69%, 61%, 28% y 62% de los activos se han financiado por terceros, para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*La calidad de la deuda es importante porque refiere a la proporción de los pasivos que se deben cubrir a corto plazo, dicha proporción corresponde al 6%, 9%, 39%, 54% y 10% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*La autonomía nos indica la proporción en que el patrimonio permite cubrir los pasivos de la entidad, dicha proporción corresponde al 65%, 45%, 63%, 262% y 62% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*Por último, pero no menos importante tenemos el indicador de apalancamiento, que es la relación entre crédito y capital propio invertido correspondiente a un 153%, 223%, 158%, 38% y 162% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*De lo anterior podemos concluir, que el ICE en su sistema de transmisión tiene un indicador de liquidez alto, pese a que en el corto plazo sus activos no son suficientes para cubrir la totalidad de sus pasivos; por lo que es recomendable que en el mediano a largo plazo el ICE mantenga u optimice este indicador, con el fin de conservar la capacidad para cubrir sus pasivos y no comprometer el rédito para el desarrollo para el pago de deuda y de esta forma poder mantener una parte de éste para las micro y macro inversiones; es importante indicar que un 77% de sus pasivos a corto plazo para el sistema de transmisión corresponden a efectos por pagar (por la emisión de bonos) y cuentas por pagar en su mayoría institucionales, sería conveniente que el ICE priorice y maximice la inversión con los recursos otorgados vía tarifas.*

*Además, en lo que refiere al endeudamiento, casi dos terceras partes de los activos se han financiado a través de la deuda, financieramente el riesgo ante terceros se amortigua por la disponibilidad de estos activos para hacer frente a sus obligaciones, aunque para el sistema de generación la mayoría de sus activos son no corrientes, lo que limita la posibilidad de convertir gran parte de esos activos en efectivo sin perder valor, por corresponder a activos "no líquidos". Por su parte, una pequeña porción de sus pasivos es a corto plazo (en su mayoría efectos por pagar y cuentas por pagar).*

*Los pasivos del ICE exceden su patrimonio (excepto en el servicio de alumbrado público), esto limita su autonomía financiera; es conveniente gestionar adecuadamente sus recursos, considerando que casi la totalidad del patrimonio corresponde a la reserva de desarrollo, cuya finalidad es la inversión en el servicio eléctrico que se brinda. El apalancamiento del sistema de generación es muy alto, esto indica que el ICE ha financiado sus proyectos con deuda, mediante diferentes fuentes de financiamiento, esta práctica se asocia con un alto nivel de riesgo, debido a que los resultados se pueden ver afectados como resultado del gasto por intereses, la entidad debe procurar mantener sus operaciones y no exponerse a la insolvencia.*

*Cabe mencionar, que es normal que las empresas del Sector Eléctrico Nacional mantengan un índice de apalancamiento alto, debido al costo de los proyectos de inversión desarrollados y que en su gran mayoría se financian a través de la deuda, esto repercute en un beneficio para el usuario por cuanto contribuye a la mejora y fortalecimiento del servicio eléctrico brindado, sin embargo, en el caso del ICE debe prevalecer una adecuada gestión y análisis de los riesgos asociados, dada la magnitud de los pasivos registrados.*

*De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a ICE para el sistema de transmisión (modelo WACC) es de 5,88%; mientras que el costo del capital propio es de 5,24%. Sin embargo, para el periodo 2019 la tarifa regirá durante un periodo de 9 meses (abril a diciembre) lo que implica un ajuste en el rédito que quedaría en 5,27%, aunado a los 12 meses del año 2020, para un total de 21 meses, motivo por el cual se ajusta el rédito teórico y se obtiene un rédito ajustado promedio del 5,58%.*

*El resultado del costo ponderado del capital otorgado a el ICE difiere debido a que la IE consideró en el cálculo del costo de endeudamiento las tasas de interés de los pasivos con costo financiero, no así la T.I.R.*

*Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo para el periodo de abril 2019 a diciembre 2020 es de ¢50 432,62 millones, el cual debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones y aquellas macro-inversiones que no conlleven una obligación financiera con terceros.*

### *e. Base tarifaria*

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente según 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 (CT).*

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

*Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por ICE con corte a diciembre de 2017 en conjunto con los reportes de Contabilidad Regulatoria sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.*

*Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2017 correspondientes a los servicios regulados para el sistema de distribución son:*

***Cuadro N° 11***
***Sistema de transmisión, ICE***
***Saldo de cuentas al 31 de diciembre del 2017***
***Estados Financieros Auditados***
***(Datos en millones de colones)***

| Cuenta | Activo Fijo al costo | Depreciación valor al costo | Valor en Libros |
|---|---|---|---|
| 120-121 | 851 096,00 | 343 910,00 | 507 186,00 |
| 140-141 | 81 549,00 | 49 660,00 | 31 889,00 |
| | **932 645,00** | **393 570,00** | **539 075,00** |

*Fuente: Elaboración propia ET-078-2018.*

*En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizaron los saldos reportados en los Estados Financieros, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe y las tasas de depreciación que se muestran a continuación:*

***Cuadro N° 12***
***Activos Fijos en Operación, ICE***
***Tasas de Depreciación***
***(Expresados en términos porcentuales)***

| | |
|---|---|
| **Generación** | |
| Eólica | 5,00% |
| Geotérmico | 2,25% |
| Hidroeléctrica | 2,25% |
| Solar | 3,17% |
| Térmica | 3,17% |
| **Transmisión** | |
| Centro De Control | 3,17% |
| Lineas De Transmisión | 3,17% |
| Subestaciones | 3,17% |
| **Distribución** | |
| Líneas Aéreas | 3,00% |
| Líneas Subterráneas | 3,00% |
| Otros Equipos | 3,00% |
| **Alumbrado Público** | |
| Alumbrado Público | 4,80% |

***Fuente:*** *Elaboración propia.*

***Cuadro N° 13***
***Otros Activos en Operación, ICE***
***Tasas de Depreciación***
***(Expresados en términos porcentuales)***

| Otros activos en operación | |
|---|---|
| Terrenos | 0,00% |
| Vías De Comunicación Terrestre | 0,00% |
| Edificios | 2,03% |
| Maquinaria y Equipo Para La Producción | 5,00% |
| Equipo Para Construcción | 21,19% |
| Equipo De Transporte | 3,34% |
| Equipo De Comunicaciones | 14,04% |
| Mobiliario y Equipo De Oficina | 10,09% |
| Equipo De Computo | 5,00% |
| Equipo Sanitario, De Laboratorio e Investigación | 13,90% |
| Equipo y Mobiliario Educacional, Deportivo y Recreativo | 14,23% |
| Maquinaria y Equipo Diversos | 19,40% |
| Maquinaria y Equipo De Mantenimiento | 19,93% |
| Equipo Para Fotografía, Video y Publicaciones | 20,06% |
| Maquinaria, Equipo y Vehículos Depreciable Por Uso | 5,00% |
| Plataformas De TI | 10,00% |

***Fuente:*** *Elaboración propia.*

### *i. Adiciones de Activos:*

*Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas en inversiones de la IE. De acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección "Análisis de inversiones." (Ver apartado II.2.c.iii)*

### *ii. Retiro de Activos:*

*En el caso de los retiros de activos para los años sujetos a estudio se utilizaron los cálculos reflejados en el apartado II.2.c.v del presente informe técnico.*

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

*Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por ICE (Según los documentos electrónicos "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos (120) DIC 2017.xls" y "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos (140) DIC-2017.XLS", "AFO_ 2019.xls", "OAO_2019 CENCE.xls" y "OAO_2019 Transmisión.xls"), tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 14***
***Sistema de transmisión, ICE***
***AFNOR y AFNORP***
***(Datos en millones de colones)***

| PERIODO | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|
| **ACTIVOS EN OPERACIÓN** | | | |
| NEGOCIO DE TRANSMISIÓN | 456 077,11 | 445 223,39 | 441 115,01 |
| OPERACIÓN INTEGRADA SEN | 51 108,51 | 49 047,52 | 48 428,45 |
| **TOTAL ACTIVOS EN OPERACIÓN** | **507 185,61** | **494 270,91** | **489 543,46** |
| **OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN** | | | |
| NEGOCIO DE TRANSMISIÓN | 16 805,62 | 15 485,20 | 14 423,23 |
| OPERACIÓN INTEGRADA SEN | 4 439,02 | 3 950,06 | 3 796,24 |
| **TOTAL OTROS ACTIVOS EN OPERACIÓN** | **21 244,64** | **19 435,26** | **18 219,48** |
| **TOTAL ACTIVO FIJO NETO** | **528 430,26** | **513 706,17** | **507 762,94** |
| **AFNORP** | | **521 068,21** | **510 734,55** |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

***Cuadro N° 15***
***Sistema de transmisión, ICE***
***Comparativo ICE-IE***
***AFNOR y AFNORP***
***(Datos en millones de colones)***

| 2018 AFNORP | | ABS | % | 2019 AFNORP | | ABS | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ICE | ARESEP | | | ICE | ARESEP | | |
| 544 240,56 | 521 068,21 | 23 172,34 | 4,26% | 545 011,77 | 510 734,55 | 34 277,21 | 6,29% |

*Fuente: Elaboración propia ET-078-2018.*

*Para el cálculo del AFNOR la IE depuró la base excluyendo los activos completamente depreciados y donados (a estos últimos se les reconoce el gasto de depreciación), así como los activos bajo la categoría 14022 "Maquinaria, equipo y vehículos depreciable por uso", por cuanto la depreciación de estos activos se realiza a través de un método que no es avalado en la metodología tarifaria vigente. Por otra parte, se identificaron algunos activos cuyo valor en libros era inferior al gasto de depreciación anual, por lo tanto, se procedió a la*

*supresión del gasto no realizable en el año 2018 y excluir dichos activos en el año 2019 por estar complemente depreciados para ese periodo.*

*Al determinar la tarifa plana para el periodo abril 2019 a diciembre 2020 del sistema de transmisión, el AFNORP corresponde a la proporción que comprende los meses de abril a diciembre 2019 por el monto de ¢383 817,12 millones aunado a la base tarifaria mantenida para el año 2020 que asciende a la suma de ¢511 756,17 millones.*

### *iv. Depreciación del periodo:*

*Las tasas de depreciación utilizadas fueron las aprobadas por el SNE, el gasto por este concepto para el sistema de transmisión se detalla seguidamente:*

***Cuadro N° 16***
***Sistema de transmisión, ICE***
***Depreciación de los periodos abril a diciembre 2019, 2020 y acumulado***
***(Datos millones de colones)***

| DESCRIPCIÓN | | | |
|---|---|---|---|
| | Abr-Dic 2019 | Ene-Dic 2020 | Acumulado |
| Depreciación activos en operación | 17.740,5 | 23.653,9 | 41.394,4 |
| Depreciación otros activos en operación | 953,7 | 1.271,6 | 2.225,3 |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

*En el caso del gasto por depreciación no se reconoce la erogación de los otros activos en operación registrados bajo la categoría 14022 "Maquinaria, equipo y vehículos depreciable por uso", por cuanto el método de depreciación en función de su uso considera tres unidades de medida para los activos -días, horas y kilómetros- (según indicación del petente en correo del día 26 de febrero del 2019), este método no es avalado bajo la metodología tarifaria actual, por lo tanto no se incorpora el gasto para efectos tarifarios.*

### *f. Capital de trabajo:*

*Se calculó según los datos del estado financiero auditado al 2017 para las cuentas de Ingresos por servicios de electricidad y la cuenta por cobrar comerciales, neto.*

*Del total de gastos a reconocer por Aresep se restaron los correspondiente a depreciación y partidas amortizables, determinando así los costos diarios y por ende el capital de trabajo.*

*Adicional se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses por los que se solicita tarifa. Siendo el monto a reconocer por la IE de ¢3 893,66 millones para el 2019 y ¢5 191,55 millones en el 2020.*

### *g. Análisis financiero*

#### *i. Criterios de proyección aplicados*

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

- ✓ *Se observó la variación de los datos incluidos en el formulario "IE-RE-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 2,26%, 2,60% y 3,10% para los periodos 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*

- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢581,56, ¢612,37 y ¢612,21 por US$ para los periodos 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*

- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*

    - o *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
    - o *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*

- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó el 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.*

- ✓ *ICE suministró la estructura de costos e ingresos para el año 2019, estos últimos se ajustaron a partir de abril 2019 y hasta diciembre 2020. Para efectos de proyección la entidad consideró como periodo base el año 2017. Una vez que el petente definió el requerimiento de ingresos adicionales los distribuyó en el periodo durante el cual regiría la tarifa (abril 2019 a diciembre 2020).*

- ✓ *Para efectos tarifarios, la IE proyectó los datos del año 2019 (periodo completo), estimado sobre el periodo base correspondiente a la liquidación tarifaria del año 2017, en este procedimiento se actualizaron todas las variables que forman parte del cálculo.*

- ✓ *Una vez determinado el ajuste tarifario se procedió a su inclusión sobre las tarifas vigentes (ahora bien, las tarifas vigentes tienen implícitas el efecto de la liquidación del año 2017, por lo que para efectos tarifarios esta liquidación se recupera hasta el mes de diciembre del 2019).*

- ✓ *La IE definió el ajuste que regiría para el periodo 2019, el cual se distribuye en un periodo de 21 meses, para ello la IE obtuvo el monto de la última fijación tarifaria que corresponde a la base actualizada de costos e ingresos según los datos del expediente ET-054-2018, a esta base se incorporó el ajuste determinado, el cual se distribuyó de forma proporcional en el periodo de abril 2019 a diciembre de 2020.*

- ✓ *Es importante indicar que cualquier desviación que se detecte entre las estimaciones y la ejecución de las variables incluidas en el cálculo tarifario se podrán justificar y ajustar en un proceso de liquidación tarifaria.*

- ✓ *Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.*

- ✓ *Se toma como base lo proyectado por la IE para el año 2020 para proyectar los ingresos para el año 2021, manteniendo el redito acumulado del 5,57%, lo que implica una disminución en los ingresos del 1,5% con respecto a los ingresos propuestos para el año 2020.*

*Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*

- ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2017. Las proyecciones del periodo 2018 y 2019 no presentan diferencias respecto a lo solicitado, salvo por los siguientes objetos de gasto:*

  *No. 016 "Retribución por años servidos: El petente indicó:*

  *"(…) la proyección del año base+1 se calcula tomando el año base (último auditado) escalonado por el indicador económico (decreto salarial), con lo*

*cual se obtiene el monto correspondiente a la anualidad acumulada según los años laborados por cada trabajador hasta el año base. Posteriormente se calcula lo correspondiente a un año de anualidad, esto último se obtiene de multiplicar el porcentaje aprobado para el ICE (3,56%) por el salario base proyectado (objeto de gasto 001) para el año base+1 y el año base+2. Finalmente, la proyección total del año base+1 se obtiene de la suma de monto por anualidad acumulada del año base y la anualidad propia del año base+1. De igual forma, la proyección del año base+2, se obtiene de la suma de la anualidad acumulada del año base+2 más la anualidad propia del año base+2."*

*La IE proyectó este objeto de gasto, bajo la metodología referida por el ICE; sin embargo, pese a que se utilizan los mismos criterios persisten las diferencias entre lo solicitado y lo estimado.*

*En el caso de los objetos de gasto No. 018 "Décimo tercer mes", 019 "Salario escolar", 027 "Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS", 028 "Contribución patronal al IMAS", 029 "Contribución patronal al INA", 030 "Contrib. Patronal al fondo de desarrollo social y asignac. familiares", 031 "Contribución patronal al BPDC", 034 "Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS", 035 "Aporte patronal al ROPC", 036 "Aporte patronal al FCL" y 037 "Contrib. Patronal a otros fondos administrados por entes públicos", se estimaron según los porcentajes referidos por el ICE correspondientes a 8,33%, 8,33%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 9,50%, en el mismo orden citados.*

- ✓ *ICE presentó el detalle de la partida "prestaciones legales" en los archivos denominados "Estimación de Jubilados 2018-2022" con el detalle nombre, monto y sistema de los funcionarios que dejaran de laborar para la empresa en el periodo 2019. Para efectos tarifarios, estos gastos se incluyeron como erogaciones de naturaleza no recurrente; sin embargo, es obligación del petente demostrar la ejecución de estos gastos en la etapa de liquidación tarifaria.*

- ✓ *En el archivo "Metodología Ingeniería y Construcción remuneraciones CORTE A DIC 2017_2…doc" se muestra la cantidad de funcionarios fijos y ocasionales de esta actividad atribuible a cada sistema, tal como sigue:*

***Cuadro N° 17***
***Empleados negocio Ingeniería y Construcción***

| Cantidad de empleados del Negocio de Ingeniería y Construcción | | | |
|---|---|---|---|
| **Sistema** | **Fijos** | **Ocasional** | **Total** |
| Generación | 158 | 1769 | 1927 |
| Transmisión | | 406 | 406 |
| Distribución | | 133 | 133 |
| Operación Integrada | | 28 | 28 |
| Gerencia Electricidad | 803 | 1751 | 2554 |
| **Totales** | **961** | **4087** | **5048** |

*Fuente: ET-078-2018*

*Sin embargo, no se logra identificar el monto de remuneraciones proveniente de "Ingeniería y Construcción" y que se carga a los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, por lo que se recomienda en una etapa de fiscalización o liquidación depurar el rubro de remuneraciones, de forma tal que no se asignen costos de actividades ajenas al servicio público brindado.*

*Para efectos de asignar los gastos en la estructura de contabilidad regulatoria, se consideró los conductores expuestos por el petente para la respectiva distribución de los costos.*

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

- ✓ ***Gastos del operación y mantenimiento, estudios preliminares, gastos administrativos, comercialización y gestión productiva:***

*Se utilizó como base los datos correspondientes a la liquidación tarifaria del 2017 aprobada por esta Intendencia, sin embargo, el ICE considero la liquidación presentada en el ET-054-2018, omitiendo las depuraciones hechas por el ente regulador en la anterior fijación, para la proyección del 2018 el ICE considero el total 2017 (recurrente y no recurrente) y aplicó indicadores económicos, arrastrando el efecto de las partidas no recurrentes para siguientes periodos tarifarios. En el caso de la proyección 2018 y 2019 se reconoce solo el efecto de los costos recurrentes aprobados en la pasada liquidación.*

*Para la cuenta "Retribución por años servidos" adicional al indicador económico se reconoce la anualidad de 3.56% con relación al total de sueldos para cargos fijos.*

*En la proyección de las cuentas salariales se proyectan en el 2018 de acuerdo con la información de los decretos aportado por el ICE de 2.21%, las demás cuentas se realizan con inflación de 2.02% de acuerdo con los parámetros económicos de la Intendencia para el 2018, en el 2019 la inflación es de 3,00% y el aumento en las cuentas salariales es de 2,60% correspondiente a la variación promedio anual.*

*El salario escolar se reconoce según lo establecido en el Decreto Ejecutivo No. 39202-MTSS-H un 8,33% para el 2018 y siguientes años proyectados, considerando el total de gastos de sueldos para cargos fijos, jornales, servicios especiales, suplencias, tiempo extraordinario, recargo de funciones, disponibilidad laboral, retribución por años servidos, restricción al ejercicio liberal de la profesión, otros sobresueldos, carrera profesional, zonaje y otras remuneraciones.*

*Para la cuenta décimo tercer mes se considera el 8.33% considerando las cuentas gastos de sueldos para cargos fijos, jornales, servicios especiales, suplencias, tiempo extraordinario, recargo de funciones, disponibilidad laboral, retribución por años servidos, restricción al ejercicio liberal de la profesión, otros sobresueldos, carrera profesional, zonaje, salario escolar y otras remuneraciones.*

*Para las contribuciones patronales se contemplaron para el total de remuneraciones (sueldos para cargos fijos, jornales, servicios especiales, suplencias, tiempo extraordinario, recargo de funciones, disponibilidad laboral, retribución por años servidos, restricción al ejercicio liberal de la profesión, otros sobresueldos, carrera profesional, zonaje, salario escolar, vacaciones y otras remuneraciones) los porcentajes indicados en el apartado de criterios de proyección.*

*Las prestaciones legales se reconocieron de acuerdo con el archivo "Estimación de Jubilados".*

*Para la cuenta de gastos administrativos, prestaciones legales, en el archivo "Estimación de Jubilados", hoja de cálculo "ADMTVOS" presentan el detalle del total de personas que se acogerán al derecho de retito dando un total de ¢710,46 millones, posteriormente en la pestaña "%_DIST_ADMTOS" se presenta el detalle de aplicación de los gastos administrativos y centro de servicio institucional donde se le asigna un 44,35% para el sector electricidad y un 55,65% para telecomunicaciones, por lo que sobre los ¢710,46 millones se asignó 7,0% a trasmisión y un 1,8% a la operación integrada al SEN.*

***Cuadro N° 18***
***Asignación prestaciones legales, Sector Electricidad***

| Segmento | %<br>% promedio |
|---|---|
| Subgerencia Electricidad | 3,2% |
| Generación | 13,4% |
| Transmisión | 7,0% |
| Distribución | 17,6% |
| Alumbrado Público | 1,3% |
| Operación Integrada | 1,8% |
| **Total Sector Electricidad** | **44,35%** |
| | |
| Telecomunicaciones | 55,6% |
| **Total Sector Telecomunicaciones** | **55,65%** |
| **Total I.C.E.** | **100,0%** |

*Fuente: ET-078-2018*

*Adicional se reconoció la base de la liquidación, nueve meses para el 2019 y 12 mes para el 2020 y sobre el exceso (la diferencia entre el 2019 proyectado y la liquidación, ambos los estimados por Aresep) se distribuyó entre los 21 meses donde se está solicitando tarifa, de abril a diciembre 2019 y todo el 2020.*

- ✓ ***Gastos complementarios de operación:***

*En el oficio OF-0179-IE-2019 al ICE se le consulto el motivo porque la cuenta 953 desaparece en la proyección 2019, por lo que en el oficio 5407-033-2019 de respuesta de información adicional, folio 237 el ICE enlista una serie de situaciones entre las que sobresalen el lento crecimiento de la demanda, la no ejecución de Diquís, procesos judiciales contra la institución que provocan que la cuenta no se proyecte, por todo lo anterior esta intendencia no proyecta crecimiento en el 2019, pero siguiendo la línea utilizada en las demás cuentas de gasto, se reconoció la base de la liquidación, nueve meses para el 2019 y 12 meses para el 2020 y sobre el exceso (la diferencia entre el 2019 proyectado, que en este caso es cero y la liquidación) se distribuyó entre los 21 meses donde se está solicitando tarifa, de abril a diciembre en el 2019 y todo el 2020.*

- ✓ ***Servicios de regulación:***

*Es calculado conforme a la publicación en el diario oficial La Gaceta del 13 de noviembre del 2018, alcance N°195, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2019, se asignó a los servicios regulados de generación, trasmisión, distribución 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 2017.*

*Posteriormente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa, dando como resultado para el 2019 un monto proyectado de ¢220,58 millones y para el 2020 ¢212,00 millones por concepto de canon de regulación.*

- ✓ ***Seguros:***

*Para la estimación de la cuenta se utilizó la información remitida por el ICE en el archivo "Gastos Seguros 2018 S-Transmisión", más la revisión de los diferentes contratos y recibos de las pólizas de seguros. El tipo de cambio utilizado fue de acuerdo a los parámetros económicos determinados por la Intendencia; el ICE presento el detalle de los activos asegurables para cada sistema, sin embargo se está incluyendo ¢185,37 millones que se distribuyen en las diferentes actividades de los cuales no hay detalle de los activos que se están asegurando, para el sistema de transmisión se incluye en el 2018 el edificio del CENCE en Santo Domingo de Heredia y en Cañas y en el 2019 la inclusión de seguros de varias subestaciones.*

*Posteriormente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa, dando como resultado para el 2019 un monto proyectado de ¢194.1 millones y para el 2020 ¢258,8 millones por concepto de seguros.*

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

*Para la estimación de esta cuenta se utilizó la información aportada por ICE en concordancia con la metodología vigente, para el cual se suministró auxiliar de activos intangibles indicando descripción de la licencia, fecha de adquisición, monto, tiempo de vigencia, entre otros. Se excluyó de la proyección los activos que ya habían alcanzado su vida útil, y para los activos que están pronto a alcanzar su duración estimada se reconocieron únicamente los meses faltantes por amortizar hasta que su valor en libros fuese cero y se excluyeron de los siguientes periodos.*

*Se excluyeron del auxiliar y las adquisiciones lo correspondiente a Ingeniería y construcción al ser una actividad no regulada, y lo relacionado a la subgerencia de acuerdo con lo indicado en el oficio 5407-182-2015.*

*Consecutivamente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses por los que se solicitó la tarifa. Del total de las amortizaciones de activos existentes y activos nuevos se reconoció para el sistema de trasmisión en el 2019 ¢257 millones y ¢342 millones para el 2020.*

- ✓ ***Alquileres:***

*Para el análisis de este objeto de gasto se analizó la información sobre el gasto anual de arrendamientos remitida por el ICE, correspondiente a Liberia - Papagayo - Nuevo Colón, Tejar, Pailas y Garabito.*

*Adicional se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa. El monto total reconocido por la IE por efecto de arrendamientos es de ¢7 888,6 millones para el 2019 y ¢10 518,1 para el 2020.*

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

*Para el análisis de la cuenta se consultó en la página http://www.enteoperador.org/# las tarifas del 2018 donde se determinó el promedio entre el presupuesto de la CRIE, el EOR, entre la energía demandada o consumida, se determinaron los cargos de la línea SIEPAC y el cargo de regulación del MER-CRIE, posteriormente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa. Del total del costo administrativo del EOR se reconoció en el 2019 ¢9 362,63 millones y ¢9 809,05 para el 2020.*

- ✓ ***Depreciación:***

*Para el cálculo se consideró las tazas de depreciación aprobadas por el SNE, en los casos que no se contaba con una vida útil asociada se utilizó las tablas de depreciación enviadas por el ICE, adicional en el 2016 el ICE cambio la metodología de depreciación de los activos clasificados en la categoría*

*"Maquinaria, Equipo y Vehículos depreciables por uso" de la cuenta 140 "Otros activos en operación", no respetando lo establecido en la metodología RJD-140-2015, que refiere al método de depreciación lineal. Considerando los criterios utilizados en pasados estudios tarifarios se procedió a excluir esta categoría del cálculo de depreciación.*

*En el análisis se excluyó el segmento 40 correspondiente a "Subgerencia" considerando el oficio 5407-182-2015 con fecha 07 de setiembre del 2015, donde el ICE aclaraba que lo concerniente a la UEN PYSA se contabilizaba en el segmento 40 subgerencia, el cual no es regulado.*

*También se excluyó del cálculo los activos correspondientes a inversión, al ser posteriormente capitalizable e incorporado en las adiciones de activos.*

*A su vez, se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa. Del total del costo de depreciación reconocido para el 2019 para la depreciación de activos en operación es de ¢17 740,5 millones y en el 2020 de ¢23 653,9 millones y de Depreciación otros activos en operación para el 2019 ¢953,7 millones y en el 2020 ¢1 271,6 millones.*

- ✓ ***Dividendos EOR:***

*Se reconoció lo indicado en el estado financiero auditado al 2017 Ingresos por inversiones en otras empresas para la cuenta 870 correspondiente a "Empresa propietaria de la red" (EPR) 2017 por un monto de ¢371 millones. (página 393 Estados Financieros Auditados ICE 2017)*

*Posteriormente se consideró sobre la base de la liquidación 2017, 9 meses para el 2019 y todo el 2020, luego se determinó la diferencia entre el monto a reconocer para el 2019 en relación con lo reconocido en la liquidación 2017, este exceso se distribuyó entre los 21 meses que se solicitó la tarifa. Siendo el monto a reconocer por la IE de ¢278,3 millones para el 2019 y ¢371,0 millones en el 2020.*

### *iii. Análisis de resultados:*

*En los siguientes cuadros se presentan los resultados obtenidos del análisis de la petición tarifaria propuesta por ICE para su servicio de transmisión.*

*En el siguiente cuadro se observa que el total de costos y gastos disminuyeron en un 7,35%, respecto a lo propuesto por el ICE para el año 2019:*

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

| DESCRIPCIÓN | 2019 | | Variación | Variación |
|---|---|---|---|---|
| | Cifras según ICE | Cifras según ARESEP | Abs Liq | Porc |
| **COSTOS DE OPERACIÓN** | | | | |
| Operación y Mantenimiento | 27.183,1 | 27.011,2 | - 171,8 | |
| Estudios preliminares | 1.616,6 | 313,5 | - 1.303,1 | |
| Complementarios de operación | - | - | - | |
| Comercialización | 525,3 | 527,6 | 2,2 | |
| Servicios de regulación | 292,5 | 186,3 | - 106,2 | |
| Administrativos | 6.171,8 | 6.078,7 | - 93,2 | |
| Seguros | 268,2 | 270,4 | 2,2 | |
| Depreciación activos en operación | 28.291,3 | 24.267,3 | - 4.024,0 | |
| Absorción de partidas amortizables e intangibles | 332,6 | 200,5 | - 132,1 | |
| Depreciación otros activos en operación | 3.432,6 | 1.977,9 | - 1.454,7 | |
| Alquileres Operativos de Instalaciones | 11.179,6 | 11.208,3 | 28,6 | |
| Costos EOR-OMCA-MER CRIE, Complem. SIEPAC y trans. Regional | 13.717,2 | 13.822,8 | 105,6 | |
| Gestión productiva | 6.228,6 | 6.077,2 | - 151,4 | |
| **TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN** | **99.239,4** | **91.941,5** | **- 7.297,9** | **-7,35%** |

***Fuente: Elaboración Propia***

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

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito obtenido, acumulado para los años 2019 a 2020, se concluye que el servicio de transmisión que presta el ICE requiere ingresos por ¢209 822,7 millones para el periodo indicado, lo que representa un aumento del 3,70% en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de transmisión a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, para un nivel de rédito para el desarrollo acumulado del 5,57%.*

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

*El ajuste propuesto en las tarifas del sistema de transmisión que presta el ICE se explica principalmente por las siguientes razones:*

- ***Estudios Preliminares:*** *dado que el ICE no incorporó en sus proyecciones el ajuste relacionado con el reconocimiento realizado por Aresep, según resolución RE-0105-IE-2018, el monto aprobado es ¢1 303,1 millones menor al solicitado por la petente.*

- ***Servicio de regulación**: dado que el ICE proyectó aplicando un índice de inflación al valor ejecutado en el 2017, lo cual contravienen lo establecido en la metodología tarifaria, se reconoció ¢106,2 millones menos a lo solicitado por la petente.*

- ***Depreciación de activos en operación:** de conformidad con la exclusión de activos que llegaron al final de su vida útil, se procedió a ajustar (disminuir) el gasto por depreciación en ¢4 024 millones respecto a lo solicitado por el ICE.*
- ***Depreciación de otros activos en operación:** de acuerdo con las depuraciones realizadas por la IE a través del análisis de los auxiliares, al cambió en la metodología de depreciación realizado por el ICE y a la exclusión del segmento cuarenta (40), por tratarse de una actividad no regulada, se incorporó un monto por depreciación menor en ¢1 454,7 millones respecto a lo solicitado por el ICE.*

- ***Absorción de partidas amortizables e intangibles:** de conformidad con la exclusión del negocio de "Ingeniería y Construcción" y el segmento cuarenta (por tratarse de una actividad no regulada), se reconoció por concepto de partidas amortizables e intangibles ¢132,1 millones menos a lo propuesto por el ICE.*
- ***Gestión Productiva:** dado que el ICE no ha incorporado en sus proyecciones el ajuste realizado por la Aresep mediante la resolución RE-0105-IE-2018, el gasto por gestión productiva es ¢151,4 millones menor a lo propuesto por la petente.*
  ***Rédito para el desarrollo:** la IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de esta*

*[…]*

## *V. CONCLUSIONES:*

1. *El ICE solicitó un ajuste del 8,69% que regiría del 01 de abril del 2019 hasta el 31 de diciembre del año 2020.*

2. *Estructura de costos y gastos sin combustible: para el año 2019 representa una disminución con respecto a lo solicitado por el ICE de ¢7 297,9 millones, que se reflejan principalmente en los siguientes rubros:*

- ***Estudios Preliminares:** dado que el ICE no incorporó en sus proyecciones el ajuste relacionado con el reconocimiento realizado por*

*Aresep, según resolución RE-0105-IE-2018, el monto aprobado es ¢1 303,1 millones menor al solicitado por la petente*

- ***Servicio de regulación:*** *dado que el ICE proyectó aplicando un índice de inflación al valor ejecutado en el 2017, lo cual contravienen lo establecido en la metodología tarifaria, se reconoció ¢106,2 millones menos a lo solicitado por la petente.*

- ***Depreciación de activos en operación:*** *de conformidad con la exclusión de activos que llegaron al final de su vida útil, se procedió a ajustar (disminuir) el gasto por depreciación en ¢4 024 millones respecto a lo solicitado por el ICE.*

- ***Depreciación de otros activos en operación:*** *de acuerdo con las depuraciones realizadas por la IE a través del análisis de los auxiliares, al cambió en la metodología de depreciación realizado por el ICE y a la exclusión del segmento cuarenta (40), por tratarse de una actividad no regulada, se incorporó un monto por depreciación menor en ¢1 454,7 millones respecto a lo solicitado por el ICE.*

- ***Absorción de partidas amortizables e intangibles:*** *de conformidad con la exclusión del negocio de "Ingeniería y Construcción" y el segmento cuarenta (por tratarse de una actividad no regulada), se reconoció por concepto de partidas amortizables e intangibles ¢132,1 millones menos a lo propuesto por el ICE.*
- ***Gestión Productiva:*** *dado que el ICE no ha incorporado en sus proyecciones el ajuste realizado por la Aresep mediante la resolución RE-0105-IE-2018, el gasto por gestión productiva es ¢151,4 millones menor a lo propuesto por la petente.*
- ***Rédito para el desarrollo:*** *la IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de la misma.*

3. *Tal como se indicó, el ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente, el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente.*

4. *Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un aumento del 3,70% en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de transmisión que presta el ICE, a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020.*

*[…]*

**III.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0033-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

***1. Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262:***

*Indica el oponente que está en contra de las solicitudes de aumento tarifario de los sistemas de generación, transmisión y distribución.*

*El oponente hace mención del aumento planteado inicialmente y al aumento corregido hacia la baja e indica que la reducción no obedece a una reestructuración o un plan de ahorros, que lo único que hace es prorratear el ajuste en 21 meses, además considera que con esta solicitud junto con el aumento que se dio en enero, se acumularía más de un 13% para el 2019, el cual es inconveniente en un año que también entra a regir una nueva ley fiscal.*

***I. Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando más de un 13% de aumento respecto a las tarifas vigentes en diciembre de 2018.*

*El oponente menciona sobre el resultado del aumento ordinario solicitado para el 2018 e indica la importancia del ejercicio regulatorio y de escrutinio público de las solicitudes de aumento tarifario. También hace mención de los resultados de los aumentos por compra a generadores privados, por liquidación del año 2017 y por generación térmica e importaciones e indica que la Aresep no ha logrado la trazabilidad de las partidas "Contables" e "Ingeniería y construcción" y que esto resta transparencia al proceso y genera dudas sobre las tarifas que se han venido pagando, además indica que con la metodología vigente desde el 2015, los consumidores a un riesgo adicional de aumento de tarifas, como se evidencia con lo ocurrido el último año y lo relaciona con el proceso de liquidación. Por otro lado, hace mención sobre las diferentes formas de aumentos que se dan e indica que esto es difícil de dar trazabilidad y además genera incertidumbre por los constantes aumentos que se presentan a lo largo del año.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE generación y llama la atención al proceso de revisión que lleva a cabo la*

*Aresep, en aspectos como: i) aumento de un 13% en ingresos respecto al año 2018, ii) aumento en gastos controlables de hasta 6 veces la inflación proyectada (18%), iii) aumento en el gasto por depreciación, iv) monto incluido por el ICE como "gasto no reconocido por P.H. Reventazón" y en este punto considera que la Aresep debe ser firme en la aplicación de la ley 7593 artículo 32, v) gastos por estudios de preinversión, vi) devolución a los consumidores por litigio entre el ICE y Recope por lo que solicitan la inclusión de la rebaja en las tarifas del año 2019.*

***II. Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando serán de un 13,64%, además indica que se restablece la tarifa T-MTb, relacionada con el servicio a empresas electro intensivas.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE distribución e indica que, si bien la propuesta es prorratear el ajuste a 21 meses, la solicitud es para cubrir costos y gastos del año 2019 y le llama la atención aspectos como: i) aumento de un 20% en ingresos respecto al año 2018 y su efecto para el consumidor que considera es desproporcionado, ii) aumento en gastos controlables de hasta 5 veces la inflación proyectada (15%), iii) aumento en el gasto por depreciación lo que requiere una explicación clara en las inversiones realizadas, iv) componente de distribución que pretende el mayor aumento, de un 28% sobre lo aprobado en 2018, v) base tarifaria y excedente de operación, espera que la Aresep analice con detalle para determinar si estas inversiones corresponden estrictamente para brindar el servicio de distribución, vi) necesidad de una tarifa competitiva para la industria electro intensiva T-MTb donde le surgen preocupaciones como lo es que en una simulación el precio resulta mayor a la tarifa de media tensión, la volatilidad de tipo de cambio, por lo que solicita evaluar una tarifa en colones y otra en dólares y que el interesado escoja si se corre o no el riesgo cambiario.*

***III. Transmisión:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y del aumento modificado por el prorrateo a 21 meses que quedó en 8,69%.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE transmisión e indica que le llama la atención aspectos como: i) los ingresos que aumentarían un 30% respecto a lo aprobado para el 2018, ii) incremento en los gastos de operación y mantenimiento del 26% respecto a lo aprobado por Aresep, iii) crecimiento del gasto de depreciación en 27%, iv) aumento en los costos de operación en el Mercado Eléctrico Regional en 31%.*

***IV. Petitorias:***

***Generación (ET-077-2018):***

1. *Que se revise detalladamente la proyección de ingresos y gastos.*
2. *Que se mantenga firme en las decisiones cuando se ha rechazado aumentos en la base tarifaria (inversiones) y en los incrementos desproporcionados de costos y gastos.*
3. *Que aclare y deje explícito en la resolución, cual es la intención por parte del ICE de incluir ¢92 070 millones en el rubro "Estudios de Preinversión" en el reporte del 2018, pues de aceptarlo podría dar base a una liquidación estratosférica del año 2018, así como la posición de Aresep.*
4. *Que reintegre a los consumidores eléctricos los cobros de más causados por Recope o sus proveedores, que el Tribunal de lo Contencioso, resolvió a favor del ICE.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, en efecto, realiza una revisión detallada y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Siguiendo con la misma línea, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la Intendencia de Energía ha venido aplicando la devolución que corresponde realizar a los usuarios, producto de lo resuelto por los tribunales en contra de Recope y a favor del ICE. En este tema específico, como se indicó en la resolución RIE-027-2018 del 16 de marzo del 2018, por tratarse de recursos relacionados con el uso de combustibles para la generación térmica, la Autoridad Reguladora tomó la decisión de realizar la*

*devolución en tractos, aplicados en las fijaciones por medio de la cuales se realiza el ajuste por concepto de Costo Variable de Combustibles, precisamente para que este reconocimiento permitirá amortiguar parcialmente los ajustes que correspondía, previendo que el haber realizado la devolución en un único trimestre hubiese generado una señal de precios equivoca y temporal.*

***Distribución (ET-076-2018):***

1. *Se solicita moderar el aumento, pues para cubrir el aumento tarifario 2019 los ingresos tienen que crecer un 20% respecto a lo aprobado en 2018.*
2. *Se solicita que se revise a detalle el crecimiento en los rubros de gastos, en especial los gastos que podríamos denominar controlables, pues reflejan un aumento 5 veces más alto que la inflación esperada, así como los gastos de depreciación que suben un 21%.*
3. *En vista de que solicita el aumento más fuerte para el componente de tarifa de distribución, un 28% versus un 21% de transmisión y un 16% generación, solicitamos a la Aresep especial atención a este aspecto, pues tanto en rédito para el desarrollo como en gastos se están pretendiendo cargas en exceso la tarifa a los consumidores abonados del ICE. Un aumento en la base tarifaria de un 23% en un solo año puede ser muy prometedor en activos productivos, pero si no es requerido o incorpora excesos innecesarios, no puede Aresep aceptarlo.*
4. *Sobre el restablecimiento de la T-MTb, solicitamos se apruebe, pero se proceda a revisar desde la perspectiva del consumidor, para que no se ofrezca una tarifa que en vez de reflejar el costo y mejorar la competitividad, se torne poco atractiva respecto a la T-MT colones.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le reitera que como ha sido práctica de la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis detallado y riguroso de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En función de lo anterior, como se puede analizar el informe técnico que da sustento a la presente resolución, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda.*

*Por otro lado, es importante señalar que en materia de inversiones, en todos los sistema, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, se realiza un tratamiento detallado y cuidadoso de todos los elementos relacionados con la base tarifaria, así como el reconocimiento de la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Por último, en lo que respecta a la tarifa de media tensión b (T-MTb), la Autoridad Reguladora realizó la valoración de la propuesta en los términos en que fue solicita por el ICE, cuyo propósito es modificar los parámetros que deben cumplir las empresas electro-intensivas que aplican a esta tarifa que ya existía en el pliego tarifario del ICE.*

***Transmisión (ET-078-2018):***

1. *Moderar el aumento para el sistema de transmisión, porque pretende ingresos un 30% más altos que los aprobados para el año 2018, lo que evidentemente con un limitado crecimiento de la demanda, es un cargo exagerado en la tarifa.*
2. *Revisar el ingreso pretendido en ingresos por ventas al sistema de distribución pues un 38% de aumento es 13 puntos porcentuales arriba de lo solicitado por peaje, aspecto que llama la atención.*
3. *Moderar el aumento pretendido en gastos como son operación y mantenimiento que tiene 8,6 veces más que la inflación proyectada.*
4. *Profundizar la revisión y seguimiento a las inversiones, base tarifaria y depreciación.*
5. *Finalmente, solicitan a la Aresep una revisión del crecimiento en gastos por participación en el Mercado Eléctrico Regional, pues estos rubros crecen en promedio del 2018 a 2019 un 19%, tanto por el crecimiento en colones de cuotas de arrendamientos, como por los costos de operación y regulación del MER que es el que más crece hasta un 31%.*

*En respuesta a los argumentos expresados por el oponente y su petitoria, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de transmisión, se le indica que la Intendencia de Energía, conforme se detalla en el informe técnico realizado, realizó un análisis detallado de los temas señalados, con el propósito de verificar que su petición, en cada caso, se ajuste a la realidad y dinámica del sistema de transmisión.*

*Al respecto, se reitera que la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis técnico riguroso, de los todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos en cada uno de los sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores. Es importante señalar que el proyecto de Contabilidad Regulatoria brinda información estratégica que permite la separación de las actividades reguladas de las no reguladas, así como el tratamiento y asignación de costos y gastos comunes entre sistemas.*

*En este contexto, como se puede apreciar en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda, especialmente cuando se identifican partidas que registran cambios significativos, en cuyo caso deben estar debidamente respaldados y justificados técnicamente, incluido los relacionados con la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER).*

*Por otro lado, al igual que en los otros sistemas, reiterar que, en materia de inversiones, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, el seguimiento que realiza el proceso de inversiones, a lo largo del año, permite a los equipos técnicos disponer de información actualizada para retroalimentar la toma de decisiones, así como facilitar la valoración de la base tarifaria y el tratamiento de componentes asociados como es la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

2. ***Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019:***

*En la resolución RE-0103-IE-2018 se previene de la limitada trazabilidad de la partida denominada "Contables" e "Ingeniería y Construcción" continúa siendo el principal problema que enfrenta la Intendencia de Energía al analizar la información y documentación de respaldo, indica que revisando los expedientes ET-077-2018 y ET-078-2018 no se identifica la trazabilidad de las cuentas.*

*Indica el oponente que existe un incumplimiento de lo dispuestos en la resolución RIE-068-2016 (Contabilidad regulatoria), en su punto Por Tanto V "Indicar a las empresas enlistadas en el Por Tanto I de esta resolución, que, en la presentación de estudios tarifarios a partir de abril del 2017, se deberán utilizar los planes de cuenta uniformes establecidos en esta resolución". Solicita rechazar en todos sus extremos lo contenido en los ET-077-2018 y ET-078-2018.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso con el propósito de excluir del cálculo de la tarifa los costos y gastos que no estén debidamente respaldados, así como aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Como se detalló en el informe técnico emitido para la petición tarifaria por liquidación propuesta en el 2018 por el ICE, la estructura de costos y gastos del sistema incorporó una parte significativa de las partidas denominadas "contables", puesto que el ICE proporcionó información para su debida justificación.*

*No obstante, en aquellos casos en los cuales no se justificó o se determinó que no tiene relación con el servicio, en este sentido la IE excluyó aquellas partidas contables no trazables, así como los gastos relacionados con Ingeniería y Construcción. Lo anterior con el propósito de velar por el principio de servicio al costo.*

3. ***Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074:***

*Indica el oponente que está en contra de los aumentos solicitados por el ICE según expedientes ET-076-2018 y ET-077-2018.*

***Sistema de Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados por el ICE y hace referencia a lo indicado en el inciso b del artículo 3 de la ley de la Aresep, así como del artículo 32 de la misma ley.*

*Por otro lado, el oponente muestra un cuadro con la utilización de las plantas térmicas del ICE e indica que si en los próximos dos años algunas de éstas no van a operar, por lo tanto los gastos asociados son innecesarios para la prestación de los servicios y no deben ser considerados por la Aresep, además indica que existe un exceso importante en la capacidad de generación provocada por un bajo crecimiento en la demanda nacional.*

*Indica el oponente que el costo de generar con diésel es mayor al precio de la electricidad que pueda ser adquirida en el MER y que dado que el excedente de operación del sistema de generación se calcula considerando los activos asociados a las plantas térmicas innecesarias, Aresep no debería incluirlas para este cálculo.*

*Indica el oponente que el ICE tiene una gran cantidad adicional de generación, y aun así solicita un aumento considerando exportaciones menores a las del 2018, lo que considera inaceptable con el proyecto Pailas II se incrementará la capacidad de generación el ICE. Además, el oponente hace mención de los precios de exportación, los cuales son menores a los pagados por El Salvador, y por otro hace un análisis de lo ocurrido en Panamá lo cual provocará una reducción en las exportación a ese país, sin embargo indica que si el ICE puede exportar a precios superiores, las exportaciones llegarían a ¢30 000 millones.*

*Indica el oponente que de eliminar los costos de operación innecesarios e incluir ingresos adicionales por concepto de exportaciones, el ICE obtendría con las tarifas actuales, un monto similar al aumento solicitado.*

***Sistema de Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados e indica que un 43% son para cubrir el eventual aumento de las tarifas de generación, el cual ya se demostró que no es necesario, y de forma similar un 11% para cubrir los costos de transmisión. El ICE propone modificar la definición de la tarifa T-MTb, con el objetivo de lograr que más empresas conectadas a mediana tensión tengan acceso a esa tarifa.*

*El oponente indica sobre las consideraciones de hacer una tarifa diferenciada para el sector productivo y la ventaja que esto implica ya que incrementa la demanda y se diluyen los costos fijos para el resto de los sectores, pero que en Costa Rica al no existir mucha diferencia con las tarifas residenciales, esto ha*

*afectado la competitividad del sector productivo nacional, y hace una comparación de los costos de electricidad con respecto a otros países.*

*Considera el oponente que la propuesta de ofrecer una tarifa T-MTb al sector productivo nacional, se convierte en una excelente estrategia para lograr mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada del sistema nacional de generación.*

***Petitoria:***

1. *Rechazar la solicitud de aumento en las tarifas del sistema de generación, por considerar que el ICE está en la capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
2. *Rechazar el aumento solicitado en las tarifas del sistema de distribución.*
3. *Aprobar la modificación en las condiciones requeridas para acceder a la tarifa T-MTb y el reajuste tarifario propuesto por el ICE.*

*En atención a la petitoria del oponente, relacionada con el ajuste tarifario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, como corresponde en todo estudio ordinario, realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos por el ICE, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*La tramitación del estudio ordinario presentado por el ICE se realiza al amparo de lo establecido en la Ley N°7593 y el derecho que otorga a los regulados de presentar al menos una revisión anual. No obstante, se le indica al oponente que en atención a sus preocupaciones, la Intendencia de Energía realiza el análisis de la documentación que respalda la petición, precisamente para incorporar en el cálculo de la tarifa solamente los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Asimismo, tal y como lo señala el oponente, al amparo de lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, la Intendencia de Energía, previa valoración técnica, ejerce la potestad que la ley otorga a la Autoridad Reguladora para excluir del cálculo de la tarifa los gastos, costos inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De manera complementaria, como consta en el correspondiente expediente y análisis técnico realizado por la Intendencia de Energía, el tratamiento de los ingresos, costos, gastos e inversiones del sistema de distribución se realiza siguiendo la misma práctica regulatoria expuesta, sustentada en un análisis riguroso de la información presentada, de manera que al fijar las tarifas se incorporen solamente los gastos y costos relacionados y justificados con la prestación del servicio.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la tarifa de media tensión b (TMTb) propuesta por el ICE, para las empresas electro-intensivas, es parte integral de la solicitud de ajuste tarifario para su sistema de distribución, razón por la cual no se puede tramitar de manera separada. En este sentido, se le indica al oponente que la tarifa TMTb ya existe dentro del pliego tarifario del ICE, de manera que la Autoridad Reguladora analizó los cambios propuestos por el ICE, incluidos los parámetros que deben cumplir las empresas interesadas en aplicar a esta tarifa.*

4. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378:***

*Indica la oponente que está en contra de las solicitudes presentadas por el ICE.*

*En términos generales, la oponente solicita a la Aresep que el estudio, análisis y la fijación tarifaria, se realice acorde a la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de las y los habitantes del país, considerando la situación que afrontó la sociedad durante el año 2018 y las perspectivas 2019, todo en procura del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica.*

***Sistema de generación ET-077-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, y recomienda a la Aresep revisar la proyección de ventas del sistema, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la*

*Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, en lo que respecta al sistema generación, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las solicitudes tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajuste tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de transmisión ET-078-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*
iii. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las solicitudes tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del*

*principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de distribución ET-076-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos, además del efecto GENTRA dentro de este sistema. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la*

*Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito, y revisar los réditos y costos de los sistemas de generación y transmisión ya que el efecto GENTRA tiene un impacto importante sobre el ajuste que se defina para distribución.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, en lo que respecta al ajuste solicitado por el ICE para su sistema de distribución, tal y como se indicó anteriormente, en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, en este contexto, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, según lo solicitado, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Tal y como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado*

*a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Finalmente, se le informa al oponente que la Autoridad Reguladora, en el marco de la resolución RIE-013-2014, dictó no sólo la separación de sistemas (generación, transmisión, distribución) sino también su tramitación conjunta, dada la interrelación que existe entre ellos. En este sentido, el proyecto de Contabilidad Regulatoria no sólo separa las actividades reguladas de las no reguladas, sino también el procedimiento para la asignación de costos comunes, con el fin de garantizar mayor transparencia y confiabilidad.*

***Servicio de alumbrado público ET-075-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

*ii. Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*

*iii. Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En lo que respecta a la actividad de alumbrado público, este servicio está relacionado con el sistema de distribución y su tratamiento regulatorio es simular a lo expuesto para los sistemas de generación, transmisión y distribución*

*En función de lo anterior, se reitera al oponente lo expuesto anteriormente, en el sentido de que en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, como se indicó, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis*

*técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, que la Autoridad Reguladora tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, atendiendo las peticiones hechas por la empresa regulada, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Además, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

5. ***Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 (en conjunto):***

*Argumentos generales que justifican la oposición:*

i. *La ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 20 "los prestadores de los servicios llevarán contabilidades separadas que diferencien la actividad de servicio público de las que no lo son". Igualmente, el artículo 32 señala en su inciso b; "no se aceptarán costos de las empresas reguladas que sean ajenas a la prestación del servicio público".*
ii. *El artículo 33 de dicha ley indica "toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada, deberán haber cumplido con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición".*

***ET-076-2018 Distribución**:*

*Las adiciones presentadas por el ICE en el negocio de distribución y comercialización se explican mediante el documento "justificación microinversiones_dis_F7800.docx" dicho documento incluye la justificación de adquisición de vehículos eléctricos siendo este un eje no descrito en el resumen ejecutivo. Ahora bien, este documento señala la sustitución de 100 vehículos (20 corresponden al sector eléctrico) para cumplir con las metas y expectativas nacionales de reducción de emisión de carbono.*

*El documento que acompaña esta justificación, no indica con claridad el monto de la sustitución de vehículos que se pretende sea incluido en la tarifa del servicio público regulado.*

*Cabe destacar también que al no haber relación entre la adquisición de vehículos eléctricos y el plan sexenal 2018-2023 que señala el documento, la compra de 100 vehículos eléctricos no se encuentra debidamente justificada como es requerido por la metodología tarifaria, así como su vinculación con el servicio público regulado.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En materia de inversiones, se le indica que el proceso de Inversiones realiza el seguimiento de los proyectos de inversión a lo largo del año, así como visitadas de campo cuando corresponda, con el propósito de retroalimentar al análisis de adiciones y mejoras que corresponde realizar en un estudio ordinario. En lo que respecta a la compra de vehículos, se realiza un análisis por parte del proceso de inversiones para poder determinar la razonabilidad y necesidad del petente.*

***ET-077-2018 Generación***

*El negocio de Ingeniería y Construcción del ICE no es un área o departamento que dedique su labor de manera exclusiva al servicio público regulado, en el documento "Justificación_adiciones_IC.docx" contenido en el archivo .zip de la petición tarifaria (folio 102), señala que las eventuales adiciones no solo son para uso de ICE (electricidad y telecomunicaciones), sino también para la gestión del grupo ICE incluyendo sus subsidiarias, no describe ni señala un costeo o asignación vía driver de la porción del costo del proyecto EAM que podría ser incluido en tarifas, tampoco es claro porqué algunas descripciones técnicas corresponden a consultorías siendo este apartado adiciones.*

*En conclusión, sobre las adiciones correspondientes a Ingeniería y Construcción, se solicita valorar si estas corresponden a activos de uso exclusivo del servicio público regulado, de no ser exclusivo, el eventual reconocimiento tarifario debe ser proporcional en la tarifa del servicio público y finalmente valorar las descripciones, la naturaleza de la erogación, si efectivamente corresponde a la adquisición de un activo o a una consultoría para eventualmente adquirir un paquete tecnológico.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En lo que respecta la Ingeniería y Construcción, la Intendencia de Energía, según consta en el informe técnico, excluyó del cálculo de tarifas los montos relacionados precisamente porque no es posible su trazabilidad, además el ICE mediante el oficio 5407-182-2015 hace la aclaración que las partidas relacionadas a esta área corresponde a actividades no reguladas, por lo cual no son incluidas dentro de los cálculos tarifarios.*

### *6. Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595:*

*Presenta una oposición en contra de los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 por los siguientes motivos:*

- *Las inversiones hechas por el ICE han superado los gastos en proyectos incluso abandonados, como el proyecto Diquís, estas inversiones las cobran aun sin haber cumplido los requisitos y ahora muy fácilmente incluyen dichas cifras en inversión.*
- *Actualmente en planteles del ICE se maneja compras de maquinaria y equipo en abandono, incluso equipo ya utilizado y tomado de los cálculos de tarifas de electricidad.*
- *Previo al proceso de inversión y construcción de plantas hidroeléctricas, los estudios actuales demuestran los costos de inversión elevados.*
- *El ICE triplicó gastos en remuneraciones de la alta gerencia, esto fue denunciado el 29 de octubre del 2018 en el periódico la nación, indica que este monto sumo ¢10 498 millones y este monto lo debemos pagar todos los usuarios con el aumento desmedido en las tarifas eléctricas.*
- *Datos suministrados por la Presidenta Ejecutiva, indica que "El ICE no está en quiebra, tenemos ingresos que superan los gastos", teniendo a medio palo el PMAF, las perdidas sin justificación por ¢314 000 millones y los $146 millones del proyecto Diquís.*
- *El mismo presidente de la republica conoce inversiones como RACSA, televisión por cable, riesgosas que se han tomado y que han generado pérdidas que el ICE ha asumido y aumentado sus costos, por lo cual todos los usuarios lo pagamos con los aumentos solicitados en las tarifas.*
- *Se nota que el ICE prácticamente se ha obligado a comprar energía a empresas privadas o cooperativas y ha preferido abandonar inversiones hechas para beneficiar a otros y hoy los usuarios pagamos tarifas excesivas con justificaciones graves.*
- *Externa la preocupación de que se nota un gran interés de aumentar las tarifas para aumentar la producción eléctrica privada, lo cual se notó con el fallo de la ley de reforma de aguas, donde se pretendía aumentar más la instalación de represas hidroeléctricas en manos de empresas privadas.*
- *Hay inconsistencias que no justifican los gastos excesivos que el ICE presenta en esta solicitud, el estado debe ser garante de tarifas justas como lo dice el artículo 50 de nuestra constitución política y la ley número 7593 de la Autoridad Reguladora, en su justificación apegados a los principios de un servicio al costo.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que durante la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis*

*técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En materia de inversiones, se le indica que la Intendencia de Energía, por medio del proceso de Inversiones, realiza a lo largo del año el seguimiento de todos los proyectos de inversión del sector eléctrico, en los sistemas de generación, transmisión y distribución, incluidos los del ICE. Asimismo, durante la tramitación del estudio ordinario, se realizan visitas técnicas complementarias para verificar el grado de avance y los plazos previstos para su capitalización.*

*En este contexto, se le informa al oponente que no se presentó información relacionada con el proyecto Diquís ni se incorporó en el análisis técnico realizado para el cálculo de la tarifa.*

*Por otro lado, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Además, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, previo análisis técnico, la Intendencia tiene la potestad de excluir todos aquellos gastos e inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, se le indica que la implementación del proyecto sobre Contabilidad Regulatoria permite separar las actividades reguladas de las actividades no reguladas, de manera que en el cálculo de las tarifas de electricidad se incorporen solamente los gastos y costos asociados con este servicio públicos. Asimismo, prevé el procedimiento de asignación de costos comunes, con el fin de promover mayor transparencia y confiabilidad.*

7. ***Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917:***

*Indica el oponente en contra de la solicitud del sistema de distribución ET-076-2018, y los motivos son:*

1. *Incumplimiento del contenido de informe de quejas y denuncias como requisitos de admisibilidad ya que la Dirección de Atención al Usuario hace saber que el ICE presentó el informe de quejas y denuncias del primer semestre del 2018, sin embargo, se consigna que en el informe no se detalló el estado de las reclamaciones recibidas.*

2. *Inconsistencias en las solicitudes de ajustes tarifarios:*
    a. *Cambios en porcentajes de ajustes solicitados, el oponente hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y de la corrección de la solicitud y compara los ingresos adicionales pretendidos con lo solicitado inicialmente (20,37%) y los ingresos adicionales con la corrección (8,75%) y considera que existe un error en dicho cálculo pues a mayor aumento debería darse un mayor ingreso y no como se presentó en la solicitud tarifaria, la cual a pesar de indicar un porcentaje mucho menor, proyecta ingresos mayores.*
    b. *Liquidación del periodo 2017, donde solicita a la Intendencia verificar a profundidad los datos suministrados.*
    c. *Información presentada violenta el equilibrio financiero del prestador, y el oponente hace mención que los datos presentados están hasta el 2019 por lo que se pregunta de ¿cómo financiará el ICE los gastos del 2020?, ¿cómo afectará a los usuarios ésta tarifa?, ¿se está diluyendo los costos y gastos del 2019 en los periodos 2019-2020?, etc. Indica el oponente que el ICE utiliza el pliego tarifario publicado en la resolución RIE-127-2017, lo cual reafirma las serias dudas sobre la justificación y fundamento del ajuste tarifario solicitado por el ICE.*

3. *Valoración de los objetivos que persigue la empresa con el rebalanceo por aplicación T-MTb, donde el oponente transcribe los objetivos de dicha solicitud por parte del ICE, e indica que los objetivos del ICE son la reactivación económica otorgando a las empresas electro intensivas tarifas más competitivas. Indica el oponente que la Intendencia de Energía debe ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas entre los sectores y los sistemas, así como administrar los subsidios entre sectores que beneficien únicamente a los consumidores del sector residencial y preferencial de carácter social que por su condición económica y fin último lo requieran, además debe tener presente para la resolución del rebalanceo tarifario, que la Aresep está llamada a velar porque las fijaciones tarifarias no atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras de los servicios públicos y hace mención sobre el principio de servicio al costo.*

***Petitoria:***

1. *Se admita la presente oposición y sus argumentos.*
2. *Se analice la solicitud de rebalanceo entre las tarifas del sistema de distribución, por el impacto económico que podría representar a una parte de los sectores del sistema.*
3. *Considerar los alegatos expuestos, y en consecuencia se valore exhaustivamente la solicitud tarifaria del sistema de distribución, a fin de disminuir el impacto del aumento resultante en las tarifas.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE, se le indica que la Intendencia de Energía realiza una revisión técnica integral y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, para cada uno de sus sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*En este contexto, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía analiza la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De igual manera se procede en materia de inversiones, en el sentido de que la Intendencia realiza a lo largo del año el seguimiento de los principales proyectos de inversión del sector eléctrico, incluidos los del ICE. Así, de manera complementaria, durante la tramitación del estudio ordinario se realizan visitas técnicas para verificar el grado de avance y disponer de información real para retroalimentar el análisis de las adiciones y retiros, información que es estratégica para la actualización de la base tarifaria y el cálculo del rédito para el desarrollo.*

*En lo que respecta al sistema de distribución, como consta en el informe técnico, la Intendencia realizó la valoración de la propuesta que presentó el ICE para modificar los parámetros aplicables a la tarifa de media tensión b (TMTb), cuyo propósito es la fijación de una tarifa competitiva para las empresas electro-intensivas, en los términos y criterios presentados por la empresa.*

*[…]*

**III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de transmisión que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de transmisión que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, de la siguiente manera:

| ICE<br>Sistema de Transmisión | | Rige desde el 1/abril/2019 al 31/12/2019 | Rige desde el 1/enero/2020 al 31/12/2020 | Rige desde el 1/ene/2021 |
|---|---|---|---|---|
| ▶ **Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión** | | | | |
| *Por consumo de energía* | cada kWh | ₡ 12,52 | ₡ 11,28 | ₡ 11,11 |
| | | | | |
| ▶ **Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión $/kWh** | | | | |
| *Por consumo de energía* | cada kWh | $ 0,0230 | $ 0,0207 | $ 0,0204 |

**II.** Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de la presente resolución.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—Solicitud N°059-2019.—O. C. N° 9123-2019.—( IN2019331909 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0026-IE-2019 del 22 de marzo de 2019**

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

**ET-076-2018**

## 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 20 de diciembre del 2018, mediante el oficio 5407-171-2018, y recibida en la Autoridad Reguladora el 21 de diciembre del 2018, 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 04 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0008-IE-2019, 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 distribución de energía eléctrica que presta (folios 119 al 122).

**IV.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio 5407-011-2019, ICE presentó la solicitud de prórroga la información solicitada por medio del oficio OF-0008-IE-2019 (folios 123 al 124).

**V.** Que el 18 de enero del 2019, mediante el oficio OF-0077-IE-2019, la IE otorgó la ampliación del plazo solicitada mediante el oficio 5407-011-2019. (folios 227 al 228).

**VI.** Que el 23 de enero del 2019, mediante oficios 5407-016-2019 y 5407-018-2019, el ICE presentó la información solicitada mediante el oficio OF-0008-IE-2019, además presenta una modificación en el porcentaje de ajuste, así como en el plazo de la tarifa inicialmente solicitada (folios 129 al 215 y 2017 a 226).

**VII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0115-IE-2019 la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica que presta el ICE (folios 229 al 231).

**VIII.** Que el 25 de enero del 2019 mediante el oficio OF-0116-2019 la IE otorgó admisibilidad formal a la solicitud presentada por el ICE para el servicio de distribución de electricidad (folios 232 al 234).

**IX.** Que el 01 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N° 23 (folio 246).

**X.** Que el 01 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 246).

**XI.** Que el 04 de febrero del 2019, mediante el memorando ME-0225-DGAU-2019 se solicitó corregir lo publicado en los diarios de circulación nacional La Extra y la Teja el día 1 de febrero del 2019 y en la Gaceta número 23, con fundamento en lo expuesto en los oficios OF-0154-IE-2019 y OF-0157-IE-2019 (folio 247).

**XII.** Que el 04 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0157-IE-2019, se realiza la aclaración acerca de las solicitudes de ajuste tarifario presentadas por el ICE (folio 267).

**XIII.** Que el 05 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública Alcance N° 26 en La Gaceta N°25 del 5 de febrero del 2019 (folio 254).

**XIV.** Que el 05 de febrero del 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 254).

**XV.** Que el 11 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0179-IE-2019 se solicitó información adicional a los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 del ICE (folios 271 al 276).

**XVI.** Que el 18 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-025-2019 el ICE solicito prorroga para presentar la información solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 277 al 278).

**XVII.** Que el 15 de febrero de 2019, mediante el informe IN-0037-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 283 al 285).

**XVIII.** Que el 18 de febrero del 2019, mediante el oficio OF-0207-IE-2019, se responde al oficio 5407-025-2019 (folios 281 al 282).

**XIX.** Que el 19 de febrero del 2019, mediante el oficio 5407-034-2019 el ICE remite la información adicional solicitada mediante el oficio OF-0179-IE-2019 (folios 289 al 297).

**XX.** Que el 26 de febrero del 2019 a las 17:15 horas, se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 5 de marzo del 2019 la Dirección General de Atención al Usuario remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0054-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la Audiencia Pública N° 9-AP-2019 (acta AC-0050-DGAU-2019). Se recibieron oposiciones válidas por parte de: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262, Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019, Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378, Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 ( en conjunto), Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595, Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917.

**XXI.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0034-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de distribución que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0034-IE-2019, 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 del sistema de distribución de energía eléctrica, según el siguiente detalle:*

***Cuadro N° 1***
***Sistema de distribución, ICE***
***Tarifa vigente y propuesta***

| Sistema de Distribución | Tarifa Vigente | Tarifa Propuesta | Ajuste absoluto | % Ajuste |
|---|---|---|---|---|
| **T-RE: tarifa residencial** | | | | |
| Bloque 0-40 kWh, cargo fijo | ₡ 3.147,60 | ₡ 3.460,83 | ₡ 313,23 | 9,95% |
| Bloque 41-200 kWh, cada Kwh | ₡ 78,69 | ₡ 86,52 | ₡ 7,83 | 9,95% |
| Bloque mayor a 200 kWh, kWh adicional | ₡ 141,82 | ₡ 155,93 | ₡ 14,11 | 9,95% |
| **TARIFA T-CO: tarifa comercios y servicios** | | | | |
| **Clientes consumo exclusivo energía** | | | | |
| Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh | ₡ 118,52 | ₡ 130,31 | ₡ 11,79 | 9,95% |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| Por consumo de energía (kWh), cada kWh | ₡ 70,92 | ₡ 77,98 | ₡ 7,06 | 9,95% |
| Por consumo de potencia (kW), cada kW | ₡ 11.722,26 | ₡ 12.888,79 | ₡ 1.166,53 | 9,95% |
| **TARIFA T-IN: tarifa industrial** | | | | |
| **Clientes consumo exclusivo energía** | | | | |
| Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh | ₡ 118,52 | ₡ 130,31 | ₡ 11,79 | 9,95% |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| Por consumo de energía (kWh), cada kWh | ₡ 70,92 | ₡ 77,98 | ₡ 7,06 | 9,95% |
| Por consumo de potencia (kW), cada kW | ₡ 11.722,26 | ₡ 12.888,79 | ₡ 1.166,53 | 9,95% |
| **TARIFA T-CS: tarifa preferencial de carácter social** | | | | |
| **Clientes consumo exclusivo energía** | | | | |
| Consumo de energía menor o igual a 3000 kWh, cada kWh | ₡ 79,66 | ₡ 87,59 | ₡ 7,93 | 9,95% |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| Por consumo de energía (kWh), cada kWh | ₡ 47,60 | ₡ 52,34 | ₡ 4,74 | 9,95% |
| Por consumo de potencia (kW), cada kW | ₡ 7.677,23 | ₡ 8.441,22 | ₡ 763,99 | 9,95% |
| **TARIFA T-MT: tarifa media tensión** | | | | |
| **Por consumo de energía (kWh), cada kWh** | | | | |
| Energía Punta, cada kWh | ₡ 68,00 | ₡ 74,77 | ₡ 6,77 | 9,95% |
| Energía Valle, cada kWh | ₡ 25,26 | ₡ 27,77 | ₡ 2,51 | 9,95% |
| Energía Noche, cada kWh | ₡ 15,55 | ₡ 17,10 | ₡ 1,55 | 9,95% |
| **Por consumo de potencia (kW), cada kW** | | | | |
| Potencia Punta, cada kW | ₡ 11.034,49 | ₡ 12.132,57 | ₡ 1.098,08 | 9,95% |
| Potencia Valle, cada kW | ₡ 7.704,42 | ₡ 8.471,12 | ₡ 766,70 | 9,95% |
| Potencia Noche, cada kW | ₡ 4.934,87 | ₡ 5.425,96 | ₡ 491,09 | 9,95% |
| **TARIFA T-MTb: tarifa media tensión en dólares** | | | | |
| **Cargos por energía (kWh), por cada kWh** | | | | |
| Energía Punta, cada kWh | $ 0,122 | $ 0,195 | $ 0,07 | 59,84% |
| Energía Valle, cada kWh | $ 0,043 | $ 0,067 | $ 0,02 | 55,81% |
| Energía Noche, cada kWh | $ 0,027 | $ 0,043 | $ 0,02 | 59,26% |
| **Cargos por potencia (kW), por cada kW** | | | | |
| Potencia Punta, cada kW | $ 19,544 | $ 5,727 | $ (13,817) | -70,70% |
| Potencia Valle, cada kW | $ 13,639 | $ 3,998 | $ (9,641) | -70,69% |
| Potencia Noche, cada kW | $ 8,743 | $ 2,562 | $ (6,181) | -70,70% |

*Mantener el ajuste propuesto para la tarifa de acceso (generación distribuida para autoconsumo) en un 11,14% sobre la tarifa vigente, pasando de ¢27,86/kWh colones a ¢30,96/kWh colones.*

| Generación Distribuida<br>1 Abril 2019 al 31 Diciembre 2020 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Año** | **Tarifa Vigente** | **Tarifa Propuesta** | **Variación Absoluta** | **Variación Relativa (%)** |
| 2019 | ₡ 27,86 | ₡ 30,96 | 3,10 | 11,14% |

*La presente modificación al pliego tarifario del año 2019 para el sistema de distribución tiene como objetivo "coadyuvar a los esfuerzos del Gobierno de la República para lograr la reactivación económica, mejorando el clima de competitividad de estas empresas que en su mayoría son empresas que compiten a nivel internacional, para las cuales el costo de la electricidad es un factor crítico en sus procesos productivos".*

## 2. Análisis de la solicitud

*En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por ICE para el servicio de distribución de energía eléctrica.*

### a. Parámetros utilizados

*Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para los respectivos estudios tarifarios y otras actividades que lo ameriten han sido elaboradas tomando como referencia el diagnóstico de la situación económica presentada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en su Programa Macroeconómico 2018-2019[1], su revisión[2] y Programa Macroeconómico 2019-2020[3], 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. Un esquema de Metas de Inflación hace explícito 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[4].*

[1] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/PM2018-2019.pdf

[2] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/RevisionPM-2018-2019.pdf

[3] BCCR, https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPolticaMonetariaInflacin/Programa_Macroeconomico_2019-2020.pdf

[4] BCCR, https://www.bccr.fi.cr/seccion-politica-monetaria/pol%C3%ADtica-monetaria

*El BCCR en su Programa Macroeconómico 2019-2020, estableció como objetivo de inflación un 3% (incluyendo el efecto del Impuesto al Valor Agregado) para el 2019 y 2020, con un rango de tolerancia de ±1 punto porcentual (p.p.).*

*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, como parte de la transición hacia un esquema monetario de Metas de Inflación que requiere de una mayor flexibilidad cambiaria, la Junta Directiva del Banco Central de Costa Rica (BCCR), en el artículo 5 de la sesión 5677-2015 del 30 de enero del 2015, dispuso migrar de un régimen de banda cambiaria a uno de flotación administrada. 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 Unidos, se recopila a partir del sitio web[5] del "U.S. Bureau of Labor Statistics" (siglas BLS, en inglés). Algunas fuentes, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) -a través del portal estadístico statista.com-, estima inflaciones para los Estados Unidos cercanas al 2,43%, 2,14% y 2,03% para el futuro cercano[6].*

*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 (2015, 2016, 2017 y 2018) y las proyecciones para el 2019 y 2020.*

[5] BLS, http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu

[6] IMF (a través de statista.com), https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/

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

| INDICES | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Variaciones según ARESEP (al final del año)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | -0,80% | 0,76% | 2,58% | 2,02% | 3,00% | 3,00% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,73% | 2,07% | 2,11% | 1,91% | 2,43% | 2,14% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,12% | 2,98% | 2,04% | 6,84% | 0,08% | 0,00% |
| **Variaciones según ARESEP (promedio anual)** | | | | | | |
| Inflación interna (IPC-CR) | 0,80% | -0,02% | 1,63% | 2,26% | 2,60% | 3,10% |
| Inflación Externa (IPC-USA) | 0,12% | 1,26% | 2,13% | 2,44% | 1,36% | 2,28% |
| Depreciación (¢/U.S.$) | -0,54% | 2,05% | 3,66% | 1,62% | 5,30% | -0,03% |
| **Notas:** Los años 2019 y 2020 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) y como variación de los promedios anuales de los respectivos índices. | | | | | | |
| **Fuente:** Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI (statista). | | | | | | |

### *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 básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homologo realizado por ICE, y en una segunda parte 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. Situación actual del mercado*

*Las ventas del sistema de distribución del ICE, en kWh, representan el 40,8 % de la energía eléctrica vendida en el país durante el pasado 2018.*

*Para 2018 esta distribuidora brinda el servicio de electricidad en promedio a 780 026 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 consumo el 37,9% de la energía vendida, tarifa comercios y servicios 20,9%; la tarifa industrial 3,2% tarifa preferencial 3,9%; mientras que la tarifa media tensión y alumbrado público abarcan el 30,9% y 3,2% respectivamente.*

*Según la IE, los abonados de la empresa muestran una tasa de crecimiento promedio anual para el período 2016-2018 del 2%.*

### *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 distribución de electricidad presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan a continuación:*

1. *El ICE solicita un aumento medio del 8,75% en las tarifas sin combustible, para obtener unos ingresos adicionales de ¢56 768 millones y con el ánimo de mitigar el impacto en los clientes finales se solicita que el incremento tarifario sea a 21 meses, considerando que el ajuste entre en vigencia desde el 01 de abril 2019 hasta el 31 de diciembre 2020, 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.*

2. *En cuanto a estructura tarifaria se solicita crear una tarifa TMT especial denominada T-MTb para grandes consumidores cuyo precio sea igual a la tarifa generada en RIE-035-2016. Con esto los clientes se espera que alcancen un promedio anual de 0,10 centavos de USD sin CVC.*

3. *El ajuste anterior, implicaría que el sistema de distribución deje de percibir cerca de ¢6 240,4 millones durante los 21 meses del ajuste tarifario. Esta diferencia en los ingresos será desbalanceada entre el resto de las tarifas de este sistema, lo que implica un incremento en las tarifas del 1,09%.*

4. *De esta forma, para las tarifas Residencial (T-RE), tarifa Industrial (T-IN), tarifa comercios y servicios (T-CO), preferencial de carácter social (T-CS) y tarifa Media Tensión (T-MT) el ajuste final solicitado sea de 9,95%.*

5. *El estudio de mercado del ICE tomó las estadísticas mensuales de las ventas de energía eléctrica totales, a consumidores directos, desde enero 1996 hasta octubre 2018. 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 con base en el menor error cuadrático medio (MAD), se realizó las estimaciones para cada empresa distribuidora utilizando modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) ó de suavizamiento exponencial.*

6. *El ICE proyecta ventas netas de su sistema de distribución por 3871,6 GWh para el año 2019, excluyendo las ventas al sistema de alumbrado público. No se encuentran estimaciones para el año 2020*

7. *Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, ICE utilizó las tarifas sin combustibles fijadas las tarifas vigentes (RE-0106-IE-2018), publicadas en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018. Las ventas en colones de cada sector son el producto de multiplicar el total de kWh a vender por el precio medio de venta de cada kWh. Este procedimiento se aplica para cada tipo de tarifa. Con esto ICE proyectó que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ¢363 542,8 millones de colones para el año 2019.*

8. *Respecto al gasto en compra de energía, potencia y peaje a su propio sistema estimados por el ICE, son detallados en los estudios tarifarios presentados de forma paralela para el ajuste del Sistema de Generación (ET-077-2018) y del sistema de transmisión (ET-078-2018).*

9. *Considerando los ingresos vigentes estimados, y el requerimiento de ingreso adicional, el ICE propone una estructura tarifaria que pretende regir por los 21 meses indicados. Y espera que este ajuste le permitirá a la empresa alcanzar ingresos de ¢387 468,6 millones para el año 2019 excluyendo alumbrado público. No se presenta estimaciones para el año 2020.*

### *iii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por el ICE:*

*La IE actualiza todas las cifras referentes al mercado eléctrico hasta enero de 2019, y realiza proyecciones de este hasta el mes de diciembre de 2020.*

1. *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.*

2. *Respecto al cálculo proyectado para las pérdidas del sistema de distribución, se utiliza 6,93%, que resulta del promedio de los últimos 2 años.*

3. *Las estimaciones de ventas en unidades físicas del estudio de mercado IE y del ICE, son similares; para el año 2019 la IE proyecta ventas totales por 3 879,0 GWh (sin incluir ventas a alumbrado público). La diferencia con respecto a la estimación del ICE es de 0%.*

4. *Para el año 2020 la IE proyecta una venta aproximada a los 3 935,4 GWh (sin incluir ventas a alumbrado público).*

5. *Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, ICE y Aresep utilizan el mismo pliego tarifario vigente para el 2019, establecidos en (RE-0106-IE-2018), publicadas en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018. Sin embargo, para el año 2020, la tarifa utilizada por Aresep es la fijada en RIE-019-2018, publicadas en el Alcance digital No. 52, Gaceta No. 45 del 9 de marzo del 2018.*
6. *Se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con información disponible para el año 2017 (enero a diciembre). Con esto se estiman ingresos con tarifa vigente que ascienden a los ¢374 259, millones para el 2019. En comparación con la proyección del ICE, la IE espera ingresos superiores con una diferencia relativa cercana al 3%.*

7. *En cuanto a la estimación de gastos por compra de energía, potencia y peaje al ICE-Generación y al ICE transmisión, estos se evidencian en los estudios respectivos ET-077-2018 y ET-078-2018 respectivamente, que se analizan de forma paralela al presente estudio tarifario.*

8. *Con base en las estimaciones de la IE y el análisis financiero contable se propone un aumento en las tarifas de 3,81%.*

9. *Con la incorporación de la tarifa T-MTB (ver análisis específico en sección de estructura tarifaria), es necesario ajustar el resto de las tarifas del sistema de distribución (residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y T-MT), para adicionar a la empresa distribuidora un monto de ¢5 810,1 millones de colones, que es el valor estimado para financiar la T-MTb durante los 21 meses que se fija la tarifa. Esto implica un ajuste adicional del 0,97% sobre la base del ajuste anterior.*

10. *De esta forma el ajuste propuesto global para el sistema de distribución del ICE es del 4,82% a partir del 1ero de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020.*

11. *Con esta modificación se estima que el ICE obtendrá una diferencia en sus ingresos cercanos a los ¢23 927,3 millones durante los 21 meses que se fija la tarifa, segregados en ¢9 873.9 millones para el 2019 y ¢14 053,4 millones para el año 2020. El detalle de los resultados anteriores, se observan en el siguiente cuadro:*

***Cuadro Nº 3***
***Sistema distribución, ICE***
***Estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos ingresos vigentes y propuestos por la IE.***
***2019-2020***

| AÑO | VENTAS GWh* | ING.VIG (millones ¢) | ING.PROP (millones ¢) |
|---|---|---|---|
| 2019 | 3 879,0 | 374 259.5 | 385 044,4 |
| 2020 | 3 936,2 | 345 415,4 | 358 468,8 |

*No incluyen alumbrado público.
Fuente: ICE y Aresep, Intendencia de Energía.

12. *Los anexos 1 y 2 muestran la información del cuadro anterior inmediato, pero con desglose por tipo de tarifa.*

13. *Con esto se espera que la tarifa promedio del sistema de distribución para el año 2019 y sin contemplar CVC, pase de ¢95,3 a ¢97,8 y para el 2020 se esperaría una tarifa promedio de ¢88,5.*

14. *Tal como se indicó, el ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente, el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente.*

### *c. Análisis de inversiones*

*El objeto de este estudio es presentar los resultados y conclusiones del análisis realizado al plan de inversiones, adiciones y retiros de activos presentado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) para el sistema de distribución de energía eléctrica, presentado en su solicitud de estudio tarifario para el periodo 2019 que se tramita bajo el expediente ET-076-2018.*

#### *i. Adición de los activos del sistema de distribución:*

*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: Carpeta digital ET-076-2018: ET-076-2018 GEN\ Capitulo 4 Inversiones \Adiciones (folio 216) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para el sistema de distribución.*

*El ICE presenta en los formularios su propuesta de adición de activos y la justificación de estos; sin embargo, posee una serie de obras a las cuales se*

*debieron realizar ajustes debido a que no se encontraban justificaciones y detalles respectos a los montos solicitados, o debido a lo evidenciado durante las visitas técnicas realizadas el 25 y 26 de febrero de 2019.*

*En el archivo de Excel "Calculos Inversiones ET-076-2018 Sistema Dx ICE" en la pestaña "Proyectos ET-2017 y ET-2018" se presentan las obras que debieron ser ajustadas con comentarios que indica el tratamiento realizado. Las obras que se presentan en la pestaña indicada fueron categorizadas para una mejor identificación de acuerdo con lo siguiente:*

- ***Categoría A- Ajustes:*** *Corresponde a obras otorgadas en la tarifaria del ET-064-2017 para el año 2018 que presenta nuevamente en el marco del ET-076-2018 para ese mismo año, pero cuyos montos son inferiores a los otorgados sin que medie justificación sobre el nuevo monto indicado, imposibilitando conocer si corresponde a una actualización del costo o capitalización parcial, debido a esto se mantiene lo indicado en la tarifaria actual (ET-076-2018). La sub-ejecución de recursos deberá ser liquidada en el proceso de liquidación correspondiente.*

- ***Categoría AE- Ajustes Específicos****: Obras que presentan la misma característica de la categoría A pero el monto reportando en el ET-076-2018 es mayor al otorgado en la tarifaria anterior (ET-064-2017) sin que medie justificación del sobre costo. Este es el caso de 16 obras las cuales el monto otorgado por Aresep en el año 2018 se mantiene conforme a lo otorgado en el ET-064-2017. Cualquier sobrecosto en estas obras debe ser liquidado cuando corresponda presentando las justificaciones correspondientes.*

- ***Categoría P- Postergaciones****: corresponde a obras otorgadas para el periodo 2018 en la tarifaria del ET-064-2017 que son reportados como obras por realizarse en 2019 en la tarifaria actual (ET-076-2018). Se otorga el monto solicitado, pero se destaca que las obras deben liquidarse cuando corresponda la liquidación del período 2018.*

- ***Categoría PA- Postergaciones antiguas****: corresponde a obras presentadas para el periodo 2017 en la tarifaria del ET-064-2017, que en el marco del ET-076-2018 son reportados como obras del año 2018, sin que medie justificación respecto al nuevo monto indicado, imposibilitando determinar a que corresponden. Dado que para el período 2017 ya se realizó el proceso de liquidación, no se reconocen los montos solicitados para estas obras.*

- ***Categoría E- Excluidos****: esta categoría contempla proyectos que fueron excluidos ya que, conforme a las inspecciones hechas en el marco del ET-*

*076-2018, se determinó que las mismas no serán capitalizables para el período 2019.*

- ***Categoría L- Liquidación**: corresponde a los proyectos otorgados en la tarifaria del ET-064-2017 para el año 2018 que no presentan datos para el año 2018 de la tarifaria ET-076-2018. Se destacan pues en la liquidación del período 2018 debe indicarse si fueron realizados o no y justificarlo.*

*Así mismo los proyectos 2006-21-021 Ciudad Neily- Paso Canoas y 2016-17-074 Reubicación Carretera Cañas-Limonal fueron excluidos de la fijación tarifaria pues durante las visitas técnicas del día 25 de febrero de 2019, se corroboró que el grado de avance en las obras que muy bajo o nulo, y por la magnitud de estas, se determinó que no será posible su finalización durante el 2019. Cabe mencionar que la solicitud del ICE no corresponde a montos parciales sino al total de la obra.*

*Otro caso específico corresponde al de la obra 2017-03-068 ampliación ruta 32, para el cual también se realizó la visita técnica el día 26 de febrero de 2019, donde fue posible verificar que la obra sí presenta un grado de avance, sin embargo, de la documentación entregada se indica que el monto a capitalizar en 2019 corresponde al 38% del total de la obra eléctrica. No obstante, en los formularios se está solicitando el 44%, por lo cual Aresep procedió a ajustar el monto solicitado para que correspondiera con el 38% que se indica en los documentos entregados durante la visita técnica. El cálculo y desglose específico de esta obra se presenta en el archivo de Excel "Calculos Inversiones ET-076-2018 Sistema Dx ICE" en la pestaña "Proyecto 2017-03-068"*

*El ICE es escueto en sus justificaciones pues sólo indica la razón por la cual solicita las diferentes obras o proyectos mucho de los cuales fueron solicitados y otorgados en anteriores fijaciones tarifarias, sin que medie en la justificación un indicador de si la obra tuvo que ser pospuesta, si lo que se presenta es una actualización del costo, si corresponde a un segmento que no fue capitalizado en las tarifarias anteriores u otras razones siendo no claro el motivo por el cual se presenta la obra u proyecto nuevamente, razón por la que debe ajustarse el monto o incluso excluirse de la solicitud tarifaria.*

*En el caso específico de Planta General, el ICE no presenta justificación alguna de los montos solicitados tanto para el segmento corporativo como para el propio del sistema de distribución. En el caso de planta general propios del sistema de distribución se cuenta con el desglose de los activos que la conforma por lo cual, al ser consistente con anteriores solicitudes y fijaciones tarifarias, por única vez, los montos solicitados son aceptados y ajustados con base en los índices macroeconómicos; sin embargo, para el caso de planta general corporativa no se cuenta con información para resolver por lo cual es excluido de la fijación tarifaria.*

*Por último en el archivo de Excel "Calculos Inversiones ET-076-2018 Sistema Dx ICE" en la pestañas "Presentado ICE" se presenta el desglose por obra y cuenta*

*de la solicitud del ICE, y en la pestaña "Ajustado ARESEP" el desglose del monto ajustado por Aresep junto con el monto final a tomar en consideración en el ajuste tarifario debido a la aplicación de índices económicos, esto con el fin de que el usuario y el ICE tengan completa claridad y trasparencia de las acciones realizadas y sirvan como insumo para su planificación, futuras solicitudes de ajuste tarifario y para la liquidación del período.*

### *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 ejecutado.*

*El ICE presenta un 275,37% de porcentaje de ejecución (tabla 1) lo cual refleja una mala gestión en cuanto a planificación de obras y al cálculo del costo de las mismas; ya que globalmente se realizan mayor cantidad de obras o se tiene sobre costos en éstas provocando el uso de mayor cantidad de recursos que los solicitados e incluso que los aprobados. Dado que no es metodológicamente posible reconocer un monto mayor al solicitado por la empresa el porcentaje de ejecución se ajusta a un 100%.*

***Cuadro N° 4***
***Sistema de distribución, ICE***
***Porcentaje de ejecución***

| Año | Monto ARESEP (millones de colones) | Monto ICE (millones de colones) | Porcentaje de Ejecución | Ajuste del promedio |
|---|---|---|---|---|
| 2013 | 29 983,5 | 55 504,6 | 185,1% | |
| 2014 | 29 983,5 | 26 235,8 | 87,5% | |
| 2015 | 5 087,8 | 43 024,1 | 845,6% | |
| 2016 | 21 747,0 | 19 387,1 | 89,1% | |
| 2017 | 18 532,0 | 31 400,3 | 169,4% | |
| | | **Promedio** | **275,37%** | **100,00%** |

Fuente: archivo "Ejecución_Adiciones_SD_F7803_2013_2017"
Fuente año 2013: Cuadro #10, 129-RCR-2012 ET-138-2012
Fuente año 2015: Cuadro #7 RIE-019-2015 ET-147-2014
Fuente año 2016: Cuadro #7. RIE-127-2015 ET-094-2015
Fuente año 2017: Cuadro #6. RIE-106-2016 ET-057-2016

*Las adiciones reconocidas por la Aresep pueden diferir de lo solicitado por la ICE basados en el análisis de la justificación de la obra que presente la empresa, análisis y revelaciones de las visitas técnicas que se realicen, así como por los índices macroeconómicos y porcentaje de ejecución.*

### *iii. Retiro de activos del sistema de transmisión*

*El retiro de activos del ICE se presenta en el archivo de Excel "Calculos Inversiones ET-076-2018 Sistema Dx ICE" en la pestaña "Retiros".*

### *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 de ICE, así como las circunstancias presentadas que influyeron en el desarrollo de los cálculos.*

*ICE obtuvo un costo de capital propio y costo promedio ponderado de capital en el orden que sigue:*

***Cuadro N° 5***
***Estimaciones ICE***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***

| Sistema | Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM) | Costo promedio ponderado del capital (WACC) |
|---|---|---|
| Generación | 4,87% | 4,87% |
| Transmisión | 5,44% | 4,91% |
| Distribución | 4,12% | 3,88% |
| Alumbrado Público | 3,51% | 3,93% |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Del análisis realizado, la IE consideró los siguientes datos:*

***Cuadro N° 6***
***Estimaciones Aresep***
***Costo de capital propio y***
***costo de capital promedio ponderado***

| Sistema | Modelo de Valoración de | Costo promedio ponderado del capital (WACC) |
|---|---|---|

| | Activos de Capital (CAPM) | |
|---|---|---|
| Generación | 4,72% | 5,69% |
| Transmisión | 5,24% | 5,88% |
| Distribución | 4,05% | 4,84% |
| Alumbrado Público | 3,50% | 4,02% |

Fuente: Elaboración propia.

*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 utilizó la información de los estados financieros disponibles al mes de setiembre del 2018.*

*Cabe mencionar, que el ICE suministró la información de cada una de las deudas actualizadas a setiembre del 2018, a partir de las tasas de interés el petente calculó la T.I.R. "Tasa Interna de Retorno" e incorporó la devaluación de la moneda para posteriormente ponderar las deudas y obtener el costo de endeudamiento. Al respecto, esta Intendencia aclara que la T.I.R. no es un mecanismo aceptable metodológicamente, ya que la metodología es clara al indicar que el costo del endeudamiento se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa. El cambiar de método, implicó que el costo de endeudamiento se modificara en cada sistema, afectando el cálculo final del rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 7***
***Costo de Endeudamiento***
***Comparativo (Al ponderar TIR versus tasas de interés)***

| Sistema | T.I.R. | Tasa de Interés |
|---|---|---|
| Generación | 4,87% | 6,36% |
| Transmisión | 4,65% | 6,21% |
| Distribución | 3,55% | 5,89% |
| Alumbrado Público | 6,37% | 7,02% |

*Fuente: Elaboración propia.*

*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 2,35%*

- ✓ *Para el cálculo de la beta desapalancada se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo del beta apalancado de la inversión; siendo de 0,17 la beta desapalancada para el periodo en estudio y el beta apalancado de 0,41, 0,50, 0,30 y 0,20 para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

- ✓ *Para el cálculo de la prima por riesgo (PR) se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,73%. 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.*

- ✓ *Para el cálculo del costo de endeudamiento se analizaron los contratos e información adicional aportada por la empresa con corte a setiembre del año 2018, del cual se reconocieron los siguientes préstamos:*

| IDENTIFICACION | SALDO REVALUADO EN DOLARES | Generación | Distribución | Transmisión | Alumbrado Público | Operación Integrada |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **DEUDA EXTERNA** | | | | | | |
| **MULTILATERALES** | | | | | | |
| BID 1931 TRAMO A | 59,71 | 24,09 | 17,47 | 16,16 | 1,09 | 0,90 |
| BID 1931 TRAMO B | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| BID 1908 - CCLIP $ | 158,02 | 62,96 | 37,51 | 56,38 | | 1,17 |
| BID 1908 - CCLIP $20 millones ¢ | 16,47 | 6,56 | 3,91 | 5,88 | | 0,12 |
| BID 1908 - CCLIP $30 millones ¢ | 28,28 | 11,27 | 6,71 | 10,09 | | 0,21 |
| BEI LAS PAILAS | 37,12 | 34,81 | 0,00 | 2,32 | | |
| C.A.F. | 41,67 | 32,95 | | 8,72 | | |
| BID 2076 | 122,50 | 122,50 | | | | |
| BCIE 2151 | 149,84 | 0,00 | 37,52 | 105,59 | | 6,73 |
| BCIE 2109 TRAMO A | 97,77 | 97,77 | | | | |
| BCIE 2109 TRAMO B | 74,81 | 74,81 | | | | |
| BID 2747/OC-CR ¢ | 137,79 | 68,66 | 24,55 | 28,45 | | 16,12 |
| BID 2747/OC-CR $ | 23,66 | 11,79 | 4,22 | 4,89 | | 2,77 |
| **SUBTOTAL** | **947,63** | **548,15** | **131,90** | **238,47** | **1,09** | **28,02** |
| | | | | | | |
| **BILATERALES** | | | | | | |
| JICA CR-P3 | 69,91 | 69,91 | | | | |
| JICA CR-P5 | 108,52 | 108,52 | | | | |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **SUBTOTAL** | **69,91** | **69,91** | | | | |
| | | | | | | |
| **BANCOS COMERCIALES** | | | | | | |
| SCOTIABANK 2014 | 24,00 | 8,69 | 11,81 | 3,09 | 0,10 | 0,31 |
| EMISION INT. BONOS 2043 | 500,00 | 334,95 | 38,40 | 121,65 | 0,70 | 4,30 |
| EMISION INT. BONOS 2021 | 500,00 | 447,50 | | 52,50 | | |
| **SUBTOTAL** | **1.024,00** | **791,14** | **50,21** | **177,24** | **0,80** | **4,61** |
| | | | | | | |
| **DEUDA INTERNA** | | | | | | |
| EMISION BONOS SERIE B1 | 75,00 | 51,83 | | 23,00 | | 0,17 |
| EMISION BONOS SERIE B3 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E1 | 75,00 | 48,78 | 2,44 | 22,67 | 0,02 | 1,09 |
| EMISION BONOS SERIE E2 | 125,00 | 86,01 | 4,08 | 33,84 | 0,04 | 1,04 |
| EMISION BONOS F4 | 145,00 | 74,68 | 0,06 | 61,07 | | 9,19 |
| SCOTIABANK TRAMO A | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| FIDEICOMISO REVENTAZON $ | 410,42 | 410,42 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **SUBTOTAL** | **495,00** | **310,08** | **9,01** | **163,26** | **0,08** | **12,57** |
| **TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA EN US$** | **2.536,54** | **1.719,28** | **191,11** | **578,98** | **1,98** | **45,20** |
| | | | | | | |
| **DEUDA INTERNA CONTRATADA EN COLONES** | | | | | | |

| IDENTIFICACION | SALDO REVALUADO EN COLONES | Generación | Distribución | Transmisión | Alumbrado Público | Operación Integrada |
|---|---|---|---|---|---|---|
| FIDEICOMISO REVENTAZON ¢ | 225.968,25 | 225.968,25 | | 0,00 | | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A1 | 50.000,00 | 34.555,00 | | 15.335,00 | | 110,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A2 | 50.000,00 | 34.555,00 | | 15.335,00 | | 110,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A3 | 20.000,00 | 13.008,00 | 650,00 | 6.046,00 | 6,00 | 290,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A5 | 20.000,00 | 13.008,00 | 650,00 | 6.046,00 | 6,00 | 290,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE A6 | 18.756,00 | 12.906,00 | 611,45 | 5.077,25 | 5,63 | 155,67 |
| EMISION DE BONOS SERIE A6-2014 | 6.351,00 | 6.351,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3 | 5.627,00 | 2.897,91 | 2,25 | 2.370,09 | 0,00 | 356,75 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3-2014 | 20.780,00 | 20.780,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| EMISION DE BONOS SERIE F3-2015 | 1.000,00 | 583,60 | 149,10 | 235,50 | 1,50 | 30,30 |
| BANCO NACIONAL DE C. R. | 23.482,11 | 0,00 | 15.794,07 | 7.277,11 | 410,94 | 0,00 |
| BANCO POPULAR/BCR /DIPOA | 9.961,94 | 6.634,65 | 3.327,29 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| BANCO POPULAR | 37.857,64 | 35.468,82 | 802,58 | 1.586,24 | 0,00 | 0,00 |
| FONDO GARANTIAS Y AHORRO | 11.000,00 | 8.076,20 | 2.368,30 | 555,50 | 0,00 | 0,00 |
| **SUBTOTAL DEUDA EN COLONES** | **500.783,94** | **414.792,43** | **24.355,03** | **59.863,68** | **430,06** | **1.342,73** |
| | | | | | | |
| **TOTAL SECTOR ELECTRICO $** | **2.536,54** | **1.719,28** | **191,11** | **578,98** | **1,98** | **45,20** |
| **TOTAL SECTOR ELECTRICO ¢** | **500.783,94** | **414.792,43** | **24.355,03** | **59.863,68** | **430,06** | **1.342,73** |

*Fuente: Archivo "Costo Deuda Electricidad -SETIEMBRE 2018-.xls"*

*De acuerdo con lo anterior, el costo ponderado del capital otorgado a ICE para el sistema de distribución (modelo WACC) es de 4,84%; mientras que el costo del capital propio es de 4,05%. Sin embargo, para el periodo 2019 la tarifa regirá durante un periodo de 9 meses (abril a diciembre), aunado a los 12 meses del año 2020, para un total de 21 meses, motivo por el cual se ajusta el rédito teórico y se obtiene un rédito ajustado promedio del 4,77%.*

*El resultado del costo ponderado del capital otorgado a ICE difiere debido a que la IE consideró en el cálculo del costo de endeudamiento se utilizó las tasas de interés de los pasivos con costo financiero, no así la T.I.R.*

*Es importante indicar que el monto obtenido como rédito para el desarrollo para el periodo de abril 2019 a diciembre 2020 es de ¢25 482,3 millones, el cual debe ser suficiente para atender el costo de la deuda de largo plazo, las micro-inversiones y aquellas macro-inversiones que no conlleven una obligación financiera con terceros.*

***Indicadores financieros del sector electricidad del ICE:***

*A continuación se presenta un breve análisis de los indicadores financieros de la empresa, para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, así como a nivel consolidado del sector electricidad, tal como se muestra seguidamente:*

***Cuadro N° 8***
***Razones financieras, ICE***
***Con datos a diciembre del año 2017***

| Ratios | Generación | Transmisión | Distribución | Alumbrado | Sector Electricidad ICE |
|---|---|---|---|---|---|
| Razón Corriente/ Liquidez | 1,79 | 0,61 | 0,93 | 1,59 | 1,22 |
| Indice de Endeudamiento | 0,60 | 0,69 | 0,61 | 0,28 | 0,62 |
| Calidad de la deuda | 0,06 | 0,09 | 0,39 | 0,54 | 0,10 |
| Autonomía | 0,65 | 0,45 | 0,63 | 2,62 | 0,62 |
| Apalancamiento | 1,53 | 2,23 | 1,58 | 0,38 | 1,62 |

*Fuente: Elaboración propia.*

*Tal como se visualiza, en la razón de liquidez ICE tiene capacidad de cubrir en un 122% sus pasivos a corto plazo para el sector electricidad, así como un 179%, 61%, 93% y 159% para los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público respectivamente.*

*Por otra parte, en cuanto al índice de endeudamiento, se observa que un 60%, 69%, 61%, 28% y 62% de los activos se han financiado por terceros, para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*La calidad de la deuda es importante porque refiere a la proporción de los pasivos que se deben cubrir a corto plazo, dicha proporción corresponde al 6%, 9%, 39%, 54% y 10% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*La autonomía nos indica la proporción en que el patrimonio permite cubrir los pasivos de la entidad, dicha proporción corresponde al 65%, 45%, 63%, 262% y 62% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, en el mismo orden citados.*

*Por último, pero no menos importante tenemos el indicador de apalancamiento, que es la relación entre crédito y capital propio invertido correspondiente a un 153%, 223%, 158%, 38% y 162% para los sistemas de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y el sector electricidad, respectivamente.*

*De lo anterior podemos concluir, que ICE en su sistema de distribución tiene un indicador de liquidez alto, pese a que en el corto plazo sus activos no son suficientes para cubrir la totalidad de sus pasivos, en comparación con los otros sistemas esta relación es bastante alta; por lo que es recomendable que en el mediano a largo plazo ICE mantenga u optimice este indicador, con el fin de*

*conservar la capacidad para cubrir sus pasivos y no comprometer el rédito para el desarrollo para el pago de deuda y de esta forma poder mantener una parte de éste para las micro y macro inversiones; ahora bien, al considerar que un 75% de sus pasivos a corto plazo para el sistema de distribución corresponden a cuentas por pagar institucionales, sería conveniente que el ICE priorice y maximice la inversión con los recursos otorgados vía tarifas.*

*Además, en lo que refiere al endeudamiento, casi dos terceras partes de los activos se han financiado a través de la deuda, financieramente el riesgo ante terceros se amortigua por la disponibilidad de estos activos para hacer frente a sus obligaciones, aunque para el sistema de distribución la mayoría de sus activos son no corrientes, lo que limita la posibilidad de convertir gran parte de esos activos en efectivo sin perder valor, por corresponder a activos "no líquidos". Por su parte, un 39% de sus pasivos es a corto plazo (en su mayoría cuentas por pagar institucionales), por lo que se considera conveniente que en el futuro administre sus recursos adecuadamente.*

*Los pasivos del ICE exceden su patrimonio (excepto en el servicio de alumbrado público), esto limita su autonomía financiera; es conveniente gestionar adecuadamente sus recursos, considerando que casi la totalidad del patrimonio corresponde a la reserva de desarrollo, cuya finalidad es la inversión en el servicio eléctrico que se brinda. El apalancamiento del sistema de distribución es muy alto, esto indica que el ICE ha financiado sus proyectos con deuda, mediante diferentes fuentes de financiamiento, esta práctica se asocia con un alto nivel de riesgo, debido a que los resultados se pueden ver afectados como resultado del gasto por intereses, la entidad debe procurar mantener sus operaciones y no exponerse a la insolvencia.*

*Cabe mencionar, que es normal que las empresas del Sector Eléctrico Nacional mantengan un índice de apalancamiento alto, debido al costo de los proyectos de inversión desarrollados y que en su gran mayoría se financian a través de la deuda, esto repercute en un beneficio para el usuario por cuanto contribuye a la mejora y fortalecimiento del servicio eléctrico brindado, sin embargo, en el caso del ICE debe prevalecer una adecuada gestión y análisis de los riesgos asociados, dada la magnitud de los pasivos registrados.*

### *e. Base tarifaria*

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

*El activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP), se obtiene como una media aritmética simple del activo fijo neto en operación revaluado por planta al mes de diciembre del periodo establecido como el año base y el activo fijo neto*

*en operación revaluado estimado por planta al mes de diciembre del periodo proyectado, así sucesivamente para los años donde se esté solicitando tarifa.*

*Los Estados Financieros Auditados remitidos para el presente estudio por ICE con corte a diciembre de 2017 en conjunto con los reportes de Contabilidad Regulatoria sirven de insumo inicial para el cálculo de la Base Tarifaria.*

*Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2017 correspondientes a Propiedades, planta y equipo que forman parte de la base tarifaria para el sistema de distribución son:*

***Cuadro N° 9***
***Sistema de distribución, ICE***
***Saldo de activos y sus depreciaciones***
***Al 31 de diciembre del 2017***
***Según Estados Financieros Auditados***
***(Datos en millones de colones)***

| Activo en operación al costo | Depreciación acumulada activos en operación costo | Otros activos en operación costo | Depreciación acumulada otros activos en operación costo |
|---|---|---|---|
| **¢564 730** | **¢309 238** | **¢97 125** | **¢53 839** |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos del estado financiero auditado a diciembre 20 (incluyendo la porción que corresponde a "Gerencia Electricidad" y "Corporación").*

*En relación con los criterios técnicos utilizados en el presente estudio, se indica que se utilizaron los saldos reportados en los Estados Financieros, los indicadores económicos citados en la sección de parámetros económicos de este informe y las tasas de depreciación que se muestran a continuación:*

***Cuadro N° 10***
***Activos Fijos en Operación, ICE***
***Tasas de Depreciación***
***(Expresados en términos porcentuales)***

| | |
|---|---|
| **Generación** | |
| Eólica | 5,00% |
| Geotérmico | 2,25% |
| Hidroeléctrica | 2,25% |
| Solar | 3,17% |
| Térmica | 3,17% |
| **Transmisión** | |
| Centro De Control | 3,17% |
| Lineas De Transmisión | 3,17% |
| Subestaciones | 3,17% |
| **Distribución** | |
| Líneas Aéreas | 3,00% |
| Líneas Subterráneas | 3,00% |
| Otros Equipos | 3,00% |
| **Alumbrado Público** | |
| Alumbrado Público | 4,80% |

***Fuente:*** *Elaboración propia.*

***Cuadro N° 11***
***Otros Activos en Operación, ICE***
***Tasas de Depreciación***
***(Expresados en términos porcentuales)***

| **Otros activos en operación** | |
|---|---|
| Terrenos | 0,00% |
| Vías De Comunicación Terrestre | 0,00% |
| Edificios | 2,03% |
| Maquinaria y Equipo Para La Producción | 5,00% |
| Equipo Para Construcción | 21,19% |
| Equipo De Transporte | 3,34% |
| Equipo De Comunicaciones | 14,04% |
| Mobiliario y Equipo De Oficina | 10,09% |
| Equipo De Computo | 5,00% |
| Equipo Sanitario, De Laboratorio e Investigación | 13,90% |
| Equipo y Mobiliario Educacional, Deportivo y Recreativo | 14,23% |
| Maquinaria y Equipo Diversos | 19,40% |
| Maquinaria y Equipo De Mantenimiento | 19,93% |
| Equipo Para Fotografía, Video y Publicaciones | 20,06% |
| Maquinaria, Equipo y Vehículos Depreciable Por Uso | 5,00% |
| Plataformas De TI | 10,00% |

***Fuente:*** *Elaboración propia.*

### *i. Adiciones de Activos:*

*Las adiciones de activos se tomaron de las cifras estimadas por los especialistas en inversiones de la IE. De acuerdo con el análisis de inversiones efectuado, según se detalló en la sección "Análisis de inversiones." (Ver apartado II.2.c.i)*

### *ii. Retiro de Activos:*

*En el caso de los retiros de activos para los años sujetos a estudio se utilizaron los cálculos reflejados en el apartado II.2.c.iii del presente informe técnico.*

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

*Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por ICE (Según los documentos electrónicos "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos (120) DIC 2017.xls" y "IE-RE-7715 Reporte de activos fijos (140) DIC-2017.XLS", "A.F.O. Distribución 2017-2022.xls" y "O.A.O. Distribución 2017-2022.xls"), tal como se muestra a continuación:*

***Cuadro N° 12***
***Sistema de distribución, ICE***
***AFNOR y AFNORP***
***(Datos en millones de colones)***

| PERIODO | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|---|
| **ACTIVO** | | | | |
| **ACTIVO FIJO** | | | | |
| Otros activos en operación costo | 93 657,3 | 97 124,5 | 101 994,6 | 116 178,2 |
| Menos : Depreciación acumulada | 58 716,5 | 53 839,5 | 57 616,9 | 61 797,4 |
| **OTROS ACTIVOS EN OPERACION NETOS** | **34 940,7** | **43 285,0** | **44 377,7** | **54 380,7** |
| Activo fijo en servicio al costo y revaluado | 544 138,9 | 564 730,3 | 576 987,4 | 597 093,8 |
| Menos: Depreciación acumulada activo fijo en | 300 598,4 | 309 238,1 | 321 196,4 | 333 123,5 |
| **ACTIVO FIJO EN SERVICIO NETO** | **243 540,6** | **255 492,2** | **255 790,9** | **263 970,3** |
| **ACTIVO FIJO TOTAL NETO** | **278 481,3** | **298 777,3** | **300 168,6** | **318 351,0** |
| **AFNORP** | | **288 629,3** | **299 472,9** | **309 259,8** |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

***Cuadro N° 13***
***Sistema de distribución, ICE***
***Comparativo ICE-IE***
***AFNOR y AFNORP***
***(Datos en millones de colones)***

| PERIODO | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|---|---|---|
| **ACTIVO** | | | |
| **ACTIVO FIJO** | | | |
| Otros activos en operación costo | 59 150,0 | 60 429,8 | 70 334,3 |
| Otros activos en operación Revaluados | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Menos : Depreciación acumulada | 22 808,7 | 24 059,4 | 25 639,1 |
| **OTROS ACTIVOS EN OPERACION NETOS** | **36 341,3** | **36 370,4** | **44 695,2** |
| Activo fijo en servicio al costo y revaluado | 564 730,3 | 576 134,2 | 545 440,7 |
| Menos: Depreciación acumulada activo fijo en | 309 238,1 | 320 609,9 | 283 294,0 |
| **ACTIVO FIJO EN SERVICIO NETO** | **255 492,2** | **255 524,3** | **262 146,7** |
| **ACTIVO FIJO TOTAL NETO** | **291 833,5** | **291 894,8** | **306 841,9** |
| **AFNORP** | | **291 864,1** | **299 368,3** |

***Fuente???***

*Para el cálculo del AFNOR la IE depuró la base excluyendo los activos completamente depreciados y donados (a estos últimos se les reconoce el gasto de depreciación), así como los activos bajo la categoría 14022 "Maquinaria, equipo y vehículos depreciable por uso", por cuanto la depreciación de estos activos se realiza a través de un método que no es avalado en la metodología tarifaria vigente. Por otra parte, se identificaron algunos activos cuyo valor en libros era inferior al gasto de depreciación anual, por lo tanto, se procedió a la supresión del gasto no realizable en el año 2018 y excluir dichos activos en el año 2019 por estar complemente depreciados para ese periodo.*

*Al determinar la tarifa plana para el periodo abril 2019 a diciembre 2020 del sistema de distribución, la base tarifaria corresponde a la proporción que comprende los meses de abril a diciembre 2019 por el monto de ¢227 112,2 millones aunado a la base tarifaria mantenida para el año 2020 que asciende a la suma de ¢307 419,9 millones.*

### *iv. Depreciación del periodo:*

*Las tasas de depreciación utilizadas fueron las aprobadas por el SNE (detalladas en los cuadros N° 10 y N° 11), el gasto por este concepto para el sistema de distribución se detalla seguidamente:*

***Cuadro N° 14***
***Sistema de distribución, ICE***
***Depreciación de los periodos abril a diciembre 2019, 2020 y acumulado***
***(Datos millones de colones)***

| Gasto por depreciación | Abr-Dic 2019 | 2020 | Acumulado |
|---|---|---|---|
| Activo Fijo En Servicio Al Costo Y Revaluado | 12.678,08 | 16.904,11 | 29.582,20 |
| Otros Activos En Operacion Netos | 1.817,78 | 2.423,71 | 4.241,49 |
| **Total gasto de depreciación** | **14.495,87** | **19.327,82** | **33.823,69** |

***Fuente:*** *Elaboración propia con datos de ICE*

*En el caso del gasto por depreciación no se reconoce la erogación de los otros activos en operación registrados bajo la categoría 14022 "Maquinaria, equipo y vehículos depreciable por uso", por cuanto el método de depreciación en función de su uso considera tres unidades de medida para los activos -días, horas y kilómetros- (según indicación del petente en correo del día 26 de febrero del 2019), este método no es avalado bajo la metodología tarifaria actual, por lo tanto no se incorpora el gasto para efectos tarifarios.*

### *f. Capital de trabajo:*

*El capital de trabajo del sistema de distribución se estimó conforme lo establece la metodología vigente. Siendo el periodo medio de cobro de 34,31 días y los costos diarios de ¢226,91 millones para un total de ¢6 037,5, ¢8 050,0 y ¢14 087,5 millones por concepto de capital de trabajo para los periodos abril a diciembre del 2019, 2020 y el acumulado de estos últimos, en el mismo orden citados.*

*Para los periodos abril a diciembre 2019 y 2020 se incorporó la base tarifaria por los montos de ¢227 112,2 y ¢307 419,0 millones respectivamente (conformada por el AFNORP y el capital de trabajo de ese periodo).*

### *g. Análisis financiero*

#### *i. Criterios de proyección aplicados*

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

- ✓ *Se observó la variación de los datos incluidos en el formulario "IE-RE-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 2,26%, 2,60% y 3,10% para los periodos 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*

- ✓ *Los tipos de cambio promedios utilizados son de ¢581,56, ¢612,37 y ¢612,21 por US$ para los periodos 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*

- ✓ *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*

    - ➢ *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
    - ➢ *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*

- ✓ *Para el análisis de las partidas, se valoraron las justificaciones que presentó el 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.*

- ✓ *ICE suministró la estructura de costos e ingresos para el año 2019, estos últimos se ajustaron a partir de abril 2019 y hasta diciembre 2020. Para efectos de proyección la entidad consideró como periodo base el año 2017. Una vez que el petente definió el requerimiento de ingresos adicionales los distribuyó en el periodo durante el cual regiría la tarifa (abril 2019 a diciembre 2020).*

- ✓ *Para efectos tarifarios, la IE proyectó los datos del año 2019 (periodo completo), estimado sobre el periodo base correspondiente a la liquidación tarifaria del año 2017, en este procedimiento se actualizaron todas las variables que forman parte del cálculo.*

- ✓ *Una vez determinado el ajuste tarifario se procedió a su inclusión sobre las tarifas vigentes (ahora bien, las tarifas vigentes tienen implícitas el efecto de la liquidación del año 2017, por lo que para efectos tarifarios esta liquidación se recupera hasta el mes de diciembre del 2019).*

- ✓ *La IE definió el ajuste que regiría para el periodo 2019, el cual se distribuye en un periodo de 21 meses, para ello la IE obtuvo el monto de la última fijación tarifaria que corresponde a la base actualizada de costos e ingresos según los datos del expediente ET-055-2018, a esta base se incorporó el ajuste determinado, el cual se distribuyó de forma proporcional en el periodo de abril 2019 a diciembre de 2020.*

- ✓ *Es importante indicar que cualquier desviación que se detecte entre las estimaciones y la ejecución de las variables incluidas en el cálculo tarifario se podrán justificar y ajustar en un proceso de liquidación tarifaria.*

- ✓ *Se excluyó de la proyección las erogaciones de naturaleza no recurrente.*

- ✓ *Se toma como base lo proyectado por la IE para el año 2020 para proyectar los ingresos para el año 2021, manteniendo el redito acumulado del 4,77%, lo que implica un ajuste en los ingresos del 3,54% con respecto a los ingresos propuestos para el año 2020.*

*Se analizaron las partidas de remuneraciones considerando los siguientes aspectos:*

- ✓ *El año base utilizado fue con corte a diciembre 2017. Las proyecciones del periodo 2018 y 2019 no presentan diferencias respecto a lo solicitado, salvo por los siguientes objetos de gasto:*

  *No. 016 "Retribución por años servidos: El petente indicó:*

  *"(…) la proyección del año base+1 se calcula tomando el año base (último auditado) escalonado por el indicador económico (decreto salarial), con lo cual se obtiene el monto correspondiente a la anualidad acumulada según los años laborados por cada trabajador hasta el año base. Posteriormente se calcula lo correspondiente a un año de anualidad, esto último se obtiene de multiplicar el porcentaje aprobado para el ICE (3,56%) por el salario base proyectado (objeto de gasto 001) para el año base+1 y el año base+2. Finalmente, la proyección total del año base+1 se obtiene de la suma de monto por anualidad acumulada del año base y la anualidad propia del año base+1. De igual forma, la proyección del año base+2, se obtiene de la suma de la anualidad acumulada del año base+2 más la anualidad propia del año base+2."*

  *La IE proyectó este objeto de gasto, bajo la metodología referida por el ICE; sin embargo, pese a que se utilizan los mismos criterios persisten las diferencias entre lo solicitado y lo estimado.*

  *En el caso de los objetos de gasto No. 018 "Décimo tercer mes", 019 "Salario escolar", 027 "Contribución patronal al seguro de salud de la CCSS", 028*

*"Contribución patronal al IMAS", 029 "Contribución patronal al INA", 030 "Contrib. Patronal al fondo de desarrollo social y asignac. familiares", 031 "Contribución patronal al BPDC", 034 "Contribución patronal al seguro de pensiones CCSS", 035 "Aporte patronal al ROPC", 036 "Aporte patronal al FCL" y 037 "Contrib. Patronal a otros fondos administrados por entes públicos", se estimaron según los porcentajes referidos por el ICE correspondientes a 8,33%, 8,33%, 9,25%, 0,50%, 1,50%, 5,00%, 0,50%, 5,08%, 1,50%, 3,00% y 9,50%, en el mismo orden citados.*

- ✓ *ICE presentó el detalle de la partida "prestaciones legales" en los archivos denominados "Estimación de Jubilados 2018-2022" con el detalle nombre, monto y sistema de los funcionarios que dejaran de laborar para la empresa en el periodo 2019. Para efectos tarifarios, estos gastos se incluyeron como erogaciones de naturaleza no recurrente; sin embargo, es obligación del petente demostrar la ejecución de estos gastos en la etapa de liquidación tarifaria.*

- ✓ *En el archivo "Metodología Ingeniería y Construcción remuneraciones CORTE A DIC 2017_2…doc" se muestra la cantidad de funcionarios fijos y ocasionales de esta actividad atribuible a cada sistema, tal como sigue:*

| Cantidad de empleados del Negocio de Ingeniería y Construcción | | | |
|---|---|---|---|
| **Sistema** | **Fijos** | **Ocasional** | **Total** |
| Generación | 158 | 1769 | 1927 |
| Transmisión | | 406 | 406 |
| Distribución | | 133 | 133 |
| Operación Integrada | | 28 | 28 |
| Gerencia Electricidad | 803 | 1751 | 2554 |
| **Totales** | **961** | **4087** | **5048** |

*Sin embargo, no se logra identificar el monto de remuneraciones proveniente de "Ingeniería y Construcción" y que se carga a los sistemas de generación, transmisión, distribución y alumbrado público, por lo que se recomienda en una etapa de fiscalización o liquidación depurar el rubro de remuneraciones, de forma tal que no se asignen costos de actividades ajenas al servicio público brindado.*

*Para efectos de asignar los gastos en la estructura de contabilidad regulatoria, se consideró los conductores expuestos por el petente para la respectiva distribución de los costos.*

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

- ✓ ***Ingresos por venta de energía, ventas a alumbrado público, ingreso por peaje de distribución, ingreso por generación distribuida, peaje y energía y potencia distribución:***

*Se tomaron los datos recomendados en el estudio de mercado del presente informe.*

- ✓ ***Otros Ingresos:***

*Para la liquidación tarifaria del año 2017, el monto actualizado del rubro "Otros ingresos" ascendió a ¢8 367,00 millones, esta suma se desglosa en ¢2 856 millones, ¢5 466 millones y ¢45 millones, para las actividades de distribución, gerencia electricidad y corporación, respectivamente.*

*Dado que el segmento 40 "Gerencia electricidad" corresponde a una actividad no regulada, se procede a excluir la suma de ¢5 466 millones, por lo que la base del año 2017 se mantiene en la suma de ¢2 901 millones, que representa un 0,86% de los ingresos por concepto de venta de energía para ese periodo.*

*Así las cosas, considerando la metodología vigente para efectos de ajuste tarifario se incluye en el rubro "Otros Ingresos" el monto de ¢3 220,6 millones para el año 2019.*

- ✓ ***Operación y mantenimiento del sistema de distribución:***

***Remuneraciones:***

*Se consideró en las remuneraciones lo indicado en los criterios generales de proyección. Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 el monto de ¢20 862,59 millones por concepto de "Personal".*

- ✓ ***Servicios contratados:***

*En lo que respecta a "servicios contratados" se incluyen las siguientes partidas objeto de gasto:*

| **SERVICIOS** | | | |
|---|---|---|---|
| 051 | Alquiler de Edificios, Locales y Terrenos | 086 | Servicios Generales |
| 053 | Alquiler de Maquinaria, Equipo y Mobiliario | 087 | Vigilancia |
| 059 | Otros Alquileres | 088 | Aseo |
| 064 | Servicio de Agua y Alcantarillado | 089 | Otros Servicios de Gestión y Apoyo |
| 065 | Servicio de energía eléctrica | 094 | Transporte dentro del País |
| 066 | Servicio de Correo | 095 | Viáticos dentro del País |
| 067 | Servicio de Telecomunicaciones | 096 | Transporte en el Exterior |
| 068 | Otros Servicios Básicos | 097 | Viáticos en el Exterior |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 071 | Información | 104 | Actividades de Capacitación |
| 072 | Publicidad | 105 | Actividades Protocolarias y Sociales |
| 073 | Impresión, encuadernación y Otros | 109 | Mantenimiento de Edificios y Locales |
| 074 | Transporte de Bienes | 112 | Mantenim. y Reparación de Maq. y Equipo de Producción |
| 075 | Servicios Aduaneros | 113 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Transporte |
| 076 | Comisiones y Gastos por Servicios Financieros y Comerciales | 114 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Comunicación |
| 077 | Servicios de Transferencia electrónica de Información | 115 | Mantenimiento y Reparación Equipo y Mobiliario de Oficina |
| 081 | Servicios Médicos y de Laboratorio | 116 | Mantenim. y Reparación de Eq. Cómputo y Sistemas de Informac. |
| 082 | Servicios Jurídicos | 117 | Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos |
| 083 | Servicios de Ingeniería | 123 | Otros Impuestos |
| 084 | Servicios en Ciencias Económicas y Sociales | 127 | Intereses Moratorios y Multas |
| 085 | Servicios de desarrollo de Sistema Informáticos | | |

*Las principales diferencias en el año 2019 se centran en los objetos de gasto 074" Transporte de bienes" y 086 "Servicios generales" dado que el ICE proyectó montos de las partidas como recurrentes, cuando en la liquidación del año 2017 se habían definido de naturaleza no recurrente, así como el objeto de gasto 113 "Mantenimiento y reparación equipo de transporte" por cuanto el ICE no consideró el saldo de la base depurada para el año 2017.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 el monto de ¢1 453,12 millones por concepto de "servicios contratados".*

- ✓ ***Materiales:***

*En lo que respecta a "materiales" se incluyen las siguientes partidas:*

| | **MATERIALES Y SUMINISTROS** |
|---|---|
| 141 | Combustibles y Lubricantes |
| 142 | Productos Farmacéuticos y Medicinales |
| 143 | Productos Veterinarios |
| 144 | Tintas, Pinturas y Diluyentes |
| 145 | Otros Productos Químicos |
| 149 | Productos Agroforestales |
| 150 | Alimentos y Bebidas |

| | |
|---|---|
| 151 | Alimentos para Animales |
| 154 | Materiales y Productos Metálicos |
| 155 | Materiales y Productos Minerales y Asfálticos |
| 156 | Madera y sus derivados |
| 157 | Materiales y Productos Eléctricos, Telefónicos y de Cómputo |
| 158 | Materiales y Productos de Vidrio |
| 159 | Materiales y Productos de Plástico |
| 160 | Otros Materiales y Productos de Uso En La Construcción |
| 163 | Herramientas e Instrumentos |
| 164 | Repuestos y Accesorios |
| 174 | Otros Bienes para La Producción y Comercialización |
| 177 | Útiles y Materiales de Oficina y Cómputo |
| 178 | Útiles y Materiales Médico Hospitalario y de Investigación |
| 179 | Productos de Papel, Cartón e Impresos |
| 180 | Textiles y Vestuario |
| 181 | Útiles y Materiales de Limpieza |
| 182 | Útiles y Materiales de Resguardo y Seguridad |
| 183 | Útiles y Materiales de Cocina y Comedor |
| 184 | Otros Útiles, Materiales y Suministros |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*
*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢3 108,12 millones por concepto de "materiales".*

- ✓ ***Otros:***

*En lo que respecta a "otros" se incluyen las siguientes partidas:*

| | | | |
|---|---|---|---|
| 300 | Transferencias Corrientes al Gobierno Central | 879 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Cebadilla |
| 304 | Trasferencia a Fonafifo (Viaje Limpio) | 880 | Utilización Cst Maquinaria Equipo Talleres Miravalles |
| 307 | Becas a funcionarios | 897 | Utilización Cst Gedi |
| 309 | Ayudas a funcionarios | 898 | Utilización C.S. Logística - Sector |
| 311 | Prestaciones Legales | 903 | Carta de Entendimiento Intersectorial |
| 323 | Transferencias Corrientes a Organismos Internacionales | 904 | Utilización C.S. Comercialización Pysa |
| 315 | Transferencias Corrientes a Otras Entidades Privadas sin Fines de Lucro | 906 | Utilización C.S. almacenaje |
| 208 | Diferencias por Tipo de Cambio (Realizad | 907 | Utilización C.S. Distribución |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 812 | Liquidación Obras No Capitalizables | 908 | Utilización C.S. Abastecimiento |
| 816 | Estimación Para Valuación Existencias En Inventarios | 909 | Utilización C.S. Logística Reversa |
| 829 | Servicios Comunicaciones Institucional | 910 | Utilización C.S. Transporte de Personas |
| 830 | Servicios Electricidad Institucional | 911 | Utilización C.S. Mantenimiento de Vehículos |
| 844 | Impuesto de Ventas | 912 | Utilización C.S. Administrar La Flota |
| 845 | Tributo de Bomberos | 915 | Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios |
| 846 | alumbrado Publico | 916 | Utilización C.S. Gestión alquileres de Inmuebles |
| 847 | Costo Variable de Combustible | 917 | Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos |
| 856 | Aplicaciones Proyectos | 919 | Utilización C.S. Limpieza |
| 857 | Utilización C.S Dpsi Protección Institucional | 920 | Utilización Cs Apoyo Técnico |
| 858 | Utilización C.S. Operador Logístico | 922 | Utilización C.S. Dabi |
| 859 | Liquidación Saldos Cecos | 926 | Utilización C.S. Dabi (Adm. Cts. Capacitación y Sodas) |
| 861 | Utilización Solución Tecnológica Personal (D.I.C.) | 930 | Utilización de C.S. Dtsi (Adm Contratos de Seguridad) |
| 862 | Utilización Asesoría Tecnológica (D.I.C.) | 931 | Utilización de Centros de Servicio Dtsi Administrar Seguridad |
| 863 | Utilización Comunicación y Colaboración (D.I.C.) | 932 | Utilización C.S. Dpsi Control Fraude |
| 864 | Utilización Solución Tecnológica al Negocio (D.I.C.) | 937 | Utilización C.S.T Uen Te Chorotega |
| 865 | Utilización Tecnología de Información | 938 | Utilización C.S.T Uen Te Central |
| 866 | Utilización Dabi - Sector | 939 | Utilización C.S. Uen Te Huetar Brunca |
| 867 | Utilización Cst Construcción | 941 | Utilización C.S.T. Uen-Te Fibra Óptica y Tele Protección |
| 868 | Utilización Cst Diseño | 946 | Utilización C.S. Gedi Servicios de Trasiego Fisico |
| 870 | Utilización Cst Estudios Básicos de Ingeniería | 952 | Utilización C.S.T. Radiocomunicaciones |
| 872 | Utilización Cst Investigación y desarrollo | 954 | Utilización C.S. Cade |
| 873 | Utilización Cst Exploración Subterránea | 955 | Traslado Gasto Comercialización de Energía a Telecomunicaciones |
| 874 | Utilización Cs - Centro de Apoyo a Proyectos (Cap) | 956 | Liquidación de Centros de Servicio Técnicos - Inversión |
| 875 | Utilización Cst - Limat | 968 | Impuesto de Venta S.T. Consumo Interno |
| 877 | Utilización Cst Mantenimiento de Generación | 969 | Impuesto Tributo de Cruz Roja S.T. Consumo Interno |
| 878 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Pavas | 970 | Servicio de Emergencias 9-1-1- S.T. Consumo Interno |

*Las principales diferencias en el año 2019 se centran en los objetos de gasto 816 "Estimación para valuación existencias en inventarios" en el periodo base no se consideró esta partida, por su naturaleza corresponde a una erogación no recurrente, cuyo impacto en cada periodo debe estar debidamente justificado, 829 "Servicios comunicaciones institucional" ICE proyecta como recurrente, un gasto clasificado como no recurrente en la etapa de liquidación tarifaria y 916 "Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles" por cuanto en el periodo base (liquidación*

*del año 2017) se excluyeron los costos no justificados y que para el caso de esta tarifaria la entidad no justificó.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢14 427,72 millones por concepto de "otros".*

*El total de gastos de operación y mantenimiento a considerar para el año 2019 asciende a la suma de ¢39 851,55 millones.*

- ✓ ***Comercialización del sistema de distribución:***

  - ✓ ***Remuneraciones:***

*Se consideró en las remuneraciones lo indicado en los criterios generales de proyección. Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢10 749,37 millones por concepto de "Personal".*

  - ✓ ***Servicios contratados:***

*En lo que respecta a "servicios contratados" se incluyen las siguientes partidas objeto de gasto:*

| **SERVICIOS** | | | |
|---|---|---|---|
| 051 | Alquiler de Edificios, Locales y Terrenos | 086 | Servicios Generales |
| 053 | Alquiler de Maquinaria, Equipo y Mobiliario | 087 | Vigilancia |
| 059 | Otros Alquileres | 088 | Aseo |
| 064 | Servicio de Agua y Alcantarillado | 089 | Otros Servicios de Gestión y Apoyo |
| 065 | Servicio de energía eléctrica | 094 | Transporte dentro del País |
| 066 | Servicio de Correo | 095 | Viáticos dentro del País |
| 067 | Servicio de Telecomunicaciones | 096 | Transporte en el Exterior |
| 068 | Otros Servicios Básicos | 097 | Viáticos en el Exterior |
| 071 | Información | 104 | Actividades de Capacitación |
| 072 | Publicidad | 105 | Actividades Protocolarias y Sociales |
| 073 | Impresión, encuadernación y Otros | 109 | Mantenimiento de Edificios y Locales |
| 074 | Transporte de Bienes | 112 | Mantenim. y Reparación de Maq. y Equipo de Producción |
| 075 | Servicios Aduaneros | 113 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Transporte |
| 077 | Servicios de Transferencia electrónica de Información | 114 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Comunicación |
| 081 | Servicios Médicos y de Laboratorio | 115 | Mantenimiento y Reparación Equipo y Mobiliario de Oficina |
| 082 | Servicios Jurídicos | 116 | Mantenim. y Reparación de Eq. Cómputo y Sistemas de Informac. |
| 083 | Servicios de Ingeniería | 117 | Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 084 | Servicios en Ciencias Económicas y Sociales | 123 | Otros Impuestos |
| 085 | Servicios de desarrollo de Sistema Informáticos | 127 | Intereses Moratorios y Multas |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*
*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢514,71 millones por concepto de "servicios contratados".*

- ✓ ***Comisiones:***

*La diferencia para el año 2019 en el objeto de gasto 076 "Comisiones y gastos por servicios financieros y comerciales" se origina de los indicados económicos utilizados en la proyección (inflación).*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢2 522,91 millones por concepto de "comisiones".*

- ✓ ***Materiales:***

*En lo que respecta a "materiales" se incluyen las siguientes partidas:*

| | **MATERIALES Y SUMINISTROS** |
|---|---|
| 141 | Combustibles y Lubricantes |
| 142 | Productos Farmacéuticos y Medicinales |
| 143 | Productos Veterinarios |
| 144 | Tintas, Pinturas y Diluyentes |
| 145 | Otros Productos Químicos |
| 149 | Productos Agroforestales |
| 150 | Alimentos y Bebidas |
| 151 | Alimentos para Animales |
| 154 | Materiales y Productos Metálicos |
| 155 | Materiales y Productos Minerales y Asfálticos |
| 156 | Madera y sus derivados |
| 157 | Materiales y Productos Eléctricos, Telefónicos y de Cómputo |
| 158 | Materiales y Productos de Vidrio |
| 159 | Materiales y Productos de Plástico |
| 160 | Otros Materiales y Productos de Uso En La Construcción |
| 163 | Herramientas e Instrumentos |
| 164 | Repuestos y Accesorios |

| | |
|---|---|
| 174 | Otros Bienes para La Producción y Comercialización |
| 177 | Útiles y Materiales de Oficina y Cómputo |
| 178 | Útiles y Materiales Médico Hospitalario y de Investigación |
| 179 | Productos de Papel, Cartón e Impresos |
| 180 | Textiles y Vestuario |
| 181 | Útiles y Materiales de Limpieza |
| 182 | Útiles y Materiales de Resguardo y Seguridad |
| 183 | Útiles y Materiales de Cocina y Comedor |
| 184 | Otros Útiles, Materiales y Suministros |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*
*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢299,70 millones por concepto de "materiales".*

- ✓ ***Otros:***

*En lo que respecta a "otros" se incluyen las siguientes partidas:*

| | | | |
|---|---|---|---|
| 300 | Transferencias Corrientes al Gobierno Central | 879 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Cebadilla |
| 304 | Trasferencia a Fonafifo (Viaje Limpio) | 880 | Utilización Cst Maquinaria Equipo Talleres Miravalles |
| 307 | Becas a funcionarios | 897 | Utilización Cst Gedi |
| 309 | Ayudas a funcionarios | 898 | Utilización C.S. Logística - Sector |
| 311 | Prestaciones Legales | 903 | Carta de Entendimiento Intersectorial |
| 323 | Transferencias Corrientes a Organismos Internacionales | 904 | Utilización C.S. Comercialización Pysa |
| 315 | Transferencias Corrientes a Otras Entidades Privadas sin Fines de Lucro | 906 | Utilización C.S. almacenaje |
| 208 | Diferencias por Tipo de Cambio (Realizad | 907 | Utilización C.S. Distribución |
| 812 | Liquidación Obras No Capitalizables | 908 | Utilización C.S. Abastecimiento |
| 816 | Estimación Para Valuación Existencias En Inventarios | 909 | Utilización C.S. Logística Reversa |
| 829 | Servicios Comunicaciones Institucional | 910 | Utilización C.S. Transporte de Personas |
| 830 | Servicios Electricidad Institucional | 911 | Utilización C.S. Mantenimiento de Vehículos |
| 844 | Impuesto de Ventas | 912 | Utilización C.S. Administrar La Flota |
| 845 | Tributo de Bomberos | 915 | Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios |
| 846 | alumbrado Publico | 916 | Utilización C.S. Gestión alquileres de Inmuebles |
| 847 | Costo Variable de Combustible | 917 | Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos |
| 856 | Aplicaciones Proyectos | 919 | Utilización C.S. Limpieza |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 857 | Utilización C.S Dpsi Protección Institucional | 920 | Utilización Cs Apoyo Técnico |
| 858 | Utilización C.S. Operador Logístico | 922 | Utilización C.S. Dabi |
| 859 | Liquidación Saldos Cecos | 926 | Utilización C.S. Dabi (Adm. Cts. Capacitación y Sodas) |
| 861 | Utilización Solución Tecnológica Personal (D.I.C.) | 930 | Utilización de C.S. Dtsi (Adm Contratos de Seguridad) |
| 862 | Utilización Asesoría Tecnológica (D.I.C.) | 931 | Utilización de Centros de Servicio Dtsi Administrar Seguridad |
| 863 | Utilización Comunicación y Colaboración (D.I.C.) | 932 | Utilización C.S. Dpsi Control Fraude |
| 864 | Utilización Solución Tecnológica al Negocio (D.I.C.) | 937 | Utilización C.S.T Uen Te Chorotega |
| 865 | Utilización Tecnología de Información | 938 | Utilización C.S.T Uen Te Central |
| 866 | Utilización Dabi - Sector | 939 | Utilización C.S. Uen Te Huetar Brunca |
| 867 | Utilización Cst Construcción | 941 | Utilización C.S.T. Uen-Te Fibra Óptica y Tele Protección |
| 868 | Utilización Cst Diseño | 946 | Utilización C.S. Gedi Servicios de Trasiego Físico |
| 870 | Utilización Cst Estudios Básicos de Ingeniería | 952 | Utilización C.S.T. Radiocomunicaciones |
| 872 | Utilización Cst Investigación y desarrollo | 954 | Utilización C.S. Cade |
| 873 | Utilización Cst Exploración Subterránea | 955 | Traslado Gasto Comercialización de Energía a Telecomunicaciones |
| 874 | Utilización Cs - Centro de Apoyo a Proyectos (Cap) | 956 | Liquidación de Centros de Servicio Técnicos - Inversión |
| 875 | Utilización Cst - Limat | 968 | Impuesto de Venta S.T. Consumo Interno |
| 877 | Utilización Cst Mantenimiento de Generación | 969 | Impuesto Tributo de Cruz Roja S.T. Consumo Interno |
| 878 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Pavas | 970 | Servicio de Emergencias 9-1-1- S.T. Consumo Interno |

*Las principales diferencias en el año 2019 se centran en los objetos de gasto 916 "Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles", 917 "Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos" y 920 "Utilización CS Apoyo Técnico", debido a que ICE no consideró en la base el monto de la liquidación del año 2017 y que fue depurado de conformidad con lo indicado en el informe IN-0047-IE-2018 que dio sustento a la resolución RE-0106-IE-2018 del 03 de diciembre del 2018.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢8 872,41 millones por concepto de "otros".*

- ✓ ***Ambientales:***

*La diferencia no significativa para el año 2019 en el objeto de gasto 871 "Utilización CST estudios básicos de ingeniería" se origina de los indicados económicos utilizados en la proyección (inflación).*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢12,41 millones por concepto de "costos ambientales".*

*El total de gastos de comercialización a considerar para el año 2019 asciende a la suma de ¢22 971,50 millones.*

- ✓ ***Administración del sistema de distribución:***

  - ✓ ***Remuneraciones:***

*Se consideró en las remuneraciones lo indicado en los criterios generales de proyección. Para efectos tarifarios se incluyó en un año 2019 el monto de ¢5 440,77 millones por concepto de "Personal".*

  - ✓ ***Servicios contratados:***

*En lo que respecta a "servicios contratados" se incluyen las siguientes partidas objeto de gasto:*

| **SERVICIOS** | | | |
|---|---|---|---|
| 051 | Alquiler de Edificios, Locales y Terrenos | 086 | Servicios Generales |
| 053 | Alquiler de Maquinaria, Equipo y Mobiliario | 087 | Vigilancia |
| 059 | Otros Alquileres | 088 | Aseo |
| 064 | Servicio de Agua y Alcantarillado | 089 | Otros Servicios de Gestión y Apoyo |
| 065 | Servicio de energía eléctrica | 094 | Transporte dentro del País |
| 066 | Servicio de Correo | 095 | Viáticos dentro del País |
| 067 | Servicio de Telecomunicaciones | 096 | Transporte en el Exterior |
| 068 | Otros Servicios Básicos | 097 | Viáticos en el Exterior |
| 071 | Información | 104 | Actividades de Capacitación |
| 072 | Publicidad | 105 | Actividades Protocolarias y Sociales |
| 073 | Impresión, encuadernación y Otros | 109 | Mantenimiento de Edificios y Locales |
| 074 | Transporte de Bienes | 112 | Mantenim. y Reparación de Maq. y Equipo de Producción |
| 075 | Servicios Aduaneros | 113 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Transporte |
| 076 | Comisiones y Gastos por Servicios Financieros y Comerciales | 114 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Comunicación |
| 077 | Servicios de Transferencia electrónica de Información | 115 | Mantenimiento y Reparación Equipo y Mobiliario de Oficina |
| 081 | Servicios Médicos y de Laboratorio | 116 | Mantenim. y Reparación de Eq. Cómputo y Sistemas de Informac. |
| 082 | Servicios Jurídicos | 117 | Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos |
| 083 | Servicios de Ingeniería | 123 | Otros Impuestos |
| 084 | Servicios en Ciencias Económicas y Sociales | 127 | Intereses Moratorios y Multas |
| 085 | Servicios de desarrollo de Sistema Informáticos | | |

*Las principales diferencias en el año 2019 se centran en los objetos de gasto 071 "Información" debido a que ICE no consideró en la base el monto de la liquidación del año 2017 y que fue depurado de conformidad con lo indicado en el informe IN-0047-IE-2018 que dio sustento a la resolución RE-0106-IE-2018 del 03 de diciembre del 2018.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 el monto de ¢767,28 millones por concepto de "servicios contratados".*

- ✓ ***Materiales:***

*En lo que respecta a "materiales" se incluyen las siguientes partidas:*

| | **MATERIALES Y SUMINISTROS** |
|---|---|
| 141 | Combustibles y Lubricantes |
| 142 | Productos Farmacéuticos y Medicinales |
| 143 | Productos Veterinarios |
| 144 | Tintas, Pinturas y Diluyentes |
| 145 | Otros Productos Químicos |
| 149 | Productos Agroforestales |
| 150 | Alimentos y Bebidas |
| 151 | Alimentos para Animales |
| 154 | Materiales y Productos Metálicos |
| 155 | Materiales y Productos Minerales y Asfálticos |
| 156 | Madera y sus derivados |
| 157 | Materiales y Productos Eléctricos, Telefónicos y de Cómputo |
| 158 | Materiales y Productos de Vidrio |
| 159 | Materiales y Productos de Plástico |
| 160 | Otros Materiales y Productos de Uso En La Construcción |
| 163 | Herramientas e Instrumentos |
| 164 | Repuestos y Accesorios |
| 174 | Otros Bienes para La Producción y Comercialización |
| 177 | Útiles y Materiales de Oficina y Cómputo |
| 178 | Útiles y Materiales Médico Hospitalario y de Investigación |
| 179 | Productos de Papel, Cartón e Impresos |
| 180 | Textiles y Vestuario |

| | |
|---|---|
| 181 | Útiles y Materiales de Limpieza |
| 182 | Útiles y Materiales de Resguardo y Seguridad |
| 183 | Útiles y Materiales de Cocina y Comedor |
| 184 | Otros Útiles, Materiales y Suministros |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*
*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢65,16 millones por concepto de "materiales".*

- ✓ ***Otros:***

*En lo que respecta a "otros" se incluyen las siguientes partidas:*

| | | | |
|---|---|---|---|
| 300 | Transferencias Corrientes al Gobierno Central | 880 | Utilización Cst Maquinaria Equipo Talleres Miravalles |
| 304 | Trasferencia a Fonafifo (Viaje Limpio) | 897 | Utilización Cst Gedi |
| 307 | Becas a funcionarios | 898 | Utilización C.S. Logística - Sector |
| 309 | Ayudas a funcionarios | 903 | Carta de Entendimiento Intersectorial |
| 311 | Prestaciones Legales | 904 | Utilización C.S. Comercialización Pysa |
| 323 | Transferencias Corrientes a Organismos Internacionales | 906 | Utilización C.S. almacenaje |
| 315 | Transferencias Corrientes a Otras Entidades Privadas sin Fines de Lucro | 907 | Utilización C.S. Distribución |
| 208 | Diferencias por Tipo de Cambio (Realizad | 908 | Utilización C.S. Abastecimiento |
| 816 | Estimación Para Valuación Existencias En Inventarios | 909 | Utilización C.S. Logística Reversa |
| 829 | Servicios Comunicaciones Institucional | 910 | Utilización C.S. Transporte de Personas |
| 830 | Servicios Electricidad Institucional | 911 | Utilización C.S. Mantenimiento de Vehículos |
| 844 | Impuesto de Ventas | 912 | Utilización C.S. Administrar La Flota |
| 845 | Tributo de Bomberos | 915 | Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios |
| 846 | alumbrado Publico | 916 | Utilización C.S. Gestión alquileres de Inmuebles |
| 847 | Costo Variable de Combustible | 917 | Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos |
| 856 | Aplicaciones Proyectos | 919 | Utilización C.S. Limpieza |
| 857 | Utilización C.S Dpsi Protección Institucional | 920 | Utilización Cs Apoyo Técnico |
| 859 | Liquidación Saldos Cecos | 922 | Utilización C.S. Dabi |
| 861 | Utilización Solución Tecnológica Personal (D.I.C.) | 926 | Utilización C.S. Dabi (Adm. Cts. Capacitación y Sodas) |
| 862 | Utilización Asesoría Tecnológica (D.I.C.) | 930 | Utilización de C.S. Dtsi (Adm Contratos de Seguridad) |
| 863 | Utilización Comunicación y Colaboración (D.I.C.) | 931 | Utilización de Centros de Servicio Dtsi Administrar Seguridad |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 864 | Utilización Solución Tecnológica al Negocio (D.I.C.) | 932 | Utilización C.S. Dpsi Control Fraude |
| 865 | Utilización Tecnología de Información | 937 | Utilización C.S.T Uen Te Chorotega |
| 866 | Utilización Dabi - Sector | 938 | Utilización C.S.T Uen Te Central |
| 867 | Utilización Cst Construcción | 939 | Utilización C.S. Uen Te Huetar Brunca |
| 868 | Utilización Cst Diseño | 941 | Utilización C.S.T. Uen-Te Fibra Óptica y Tele Protección |
| 870 | Utilización Cst Estudios Básicos de Ingeniería | 946 | Utilización C.S. Gedi Servicios de Trasiego Fisico |
| 872 | Utilización Cst Investigación y desarrollo | 952 | Utilización C.S.T. Radiocomunicaciones |
| 873 | Utilización Cst Exploración Subterránea | 954 | Utilización C.S. Cade |
| 874 | Utilización Cs - Centro de Apoyo a Proyectos (Cap) | 955 | Traslado Gasto Comercialización de Energía a Telecomunicaciones |
| 875 | Utilización Cst - Limat | 956 | Liquidación de Centros de Servicio Técnicos - Inversión |
| 877 | Utilización Cst Mantenimiento de Generación | 968 | Impuesto de Venta S.T. Consumo Interno |
| 878 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Pavas | 969 | Impuesto Tributo de Cruz Roja S.T. Consumo Interno |
| 879 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Cebadilla | 970 | Servicio de Emergencias 9-1-1- S.T. Consumo Interno |

*Las principales diferencias en el año 2019 se centran en los objetos de gasto 864 "Utilización solución tecnológica al negocio (d.i.c.)" y 870 "Utilización CST estudios básicos de ingeniería", cuya diferencia radica en la proyección con los indicados económicos mencionados en los criterios generales.*
*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢2 334,82 millones por concepto de "otros".*

*El total de gastos administrativos asociados al sistema de distribución para el año 2019 corresponde al monto de ¢8 608,02 millones.*

- ✓ ***Gestión Productiva del sistema de distribución:***

  - ✓ ***Remuneraciones:***

*Se consideró en las remuneraciones lo indicado en los criterios generales de proyección. Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢5 595,33 millones por concepto de "Personal".*

  - ✓ ***Servicios contratados:***

*En lo que respecta a "servicios contratados" se incluyen las siguientes partidas objeto de gasto:*

| **SERVICIOS** | | | |
|---|---|---|---|
| 051 | Alquiler de Edificios, Locales y Terrenos | 086 | Servicios Generales |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 053 | Alquiler de Maquinaria, Equipo y Mobiliario | 087 | Vigilancia |
| 059 | Otros Alquileres | 088 | Aseo |
| 064 | Servicio de Agua y Alcantarillado | 089 | Otros Servicios de Gestión y Apoyo |
| 065 | Servicio de energía eléctrica | 094 | Transporte dentro del País |
| 066 | Servicio de Correo | 095 | Viáticos dentro del País |
| 067 | Servicio de Telecomunicaciones | 096 | Transporte en el Exterior |
| 068 | Otros Servicios Básicos | 097 | Viáticos en el Exterior |
| 071 | Información | 104 | Actividades de Capacitación |
| 072 | Publicidad | 105 | Actividades Protocolarias y Sociales |
| 073 | Impresión, encuadernación y Otros | 109 | Mantenimiento de Edificios y Locales |
| 074 | Transporte de Bienes | 112 | Mantenim. y Reparación de Maq. y Equipo de Producción |
| 075 | Servicios Aduaneros | 113 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Transporte |
| 076 | Comisiones y Gastos por Servicios Financieros y Comerciales | 114 | Mantenimiento y Reparación Equipo de Comunicación |
| 077 | Servicios de Transferencia electrónica de Información | 115 | Mantenimiento y Reparación Equipo y Mobiliario de Oficina |
| 081 | Servicios Médicos y de Laboratorio | 116 | Mantenim. y Reparación de Eq. Cómputo y Sistemas de Informac. |
| 082 | Servicios Jurídicos | 117 | Mantenimiento y Reparación de Otros Equipos |
| 083 | Servicios de Ingeniería | 123 | Otros Impuestos |
| 084 | Servicios en Ciencias Económicas y Sociales | 127 | Intereses Moratorios y Multas |
| 085 | Servicios de desarrollo de Sistema Informáticos | | |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*

*A pesar de que no existieron diferencias significativas, se extrae lo indicado por el ICE en el expediente ET-055-2018 para el objeto de gasto 059 “Otros alquileres” que cita "En este apartado se registra el pago del Canon Ferroviario, el cual se suscribió en el convenio CON-045-08 ICE-INFOFER, donde se definió que el ICE debe cancelar un canon anual por el permio del derecho de uso de la servidumbre de línea férrea, equivalente a 520.45 km lineales de vía. El Sector de Electricidad está haciendo uso de este derecho, por consiguiente, es responsable de cancelar dicho canon. Asimismo, un año lo cancela el sector eléctrico y el siguiente el sector de telecomunicaciones. El año 2017, el pago estuvo bajo la responsabilidad del sector eléctrico, cuyo pago fue de ¢168,49 millones de colones, y, el monto correspondiente al Sistema Distribución fue de un 40% del total de la orden de pago." Conforme a lo expuesto por ICE, se considera esta erogación en los periodos 2017 y 2019, no así en el año 2018.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 el monto de ¢378,25 millones por concepto de “servicios contratados”.*

- ✓ ***Materiales:***

*En lo que respecta a “materiales” se incluyen las siguientes partidas:*

| | **MATERIALES Y SUMINISTROS** |
|---|---|
| 141 | Combustibles y Lubricantes |

| | |
|---|---|
| 142 | Productos Farmacéuticos y Medicinales |
| 143 | Productos Veterinarios |
| 144 | Tintas, Pinturas y Diluyentes |
| 145 | Otros Productos Químicos |
| 149 | Productos Agroforestales |
| 150 | Alimentos y Bebidas |
| 151 | Alimentos para Animales |
| 154 | Materiales y Productos Metálicos |
| 155 | Materiales y Productos Minerales y Asfálticos |
| 156 | Madera y sus derivados |
| 157 | Materiales y Productos Eléctricos, Telefónicos y de Cómputo |
| 158 | Materiales y Productos de Vidrio |
| 159 | Materiales y Productos de Plástico |
| 160 | Otros Materiales y Productos de Uso En La Construcción |
| 163 | Herramientas e Instrumentos |
| 164 | Repuestos y Accesorios |
| 174 | Otros Bienes para La Producción y Comercialización |
| 177 | Útiles y Materiales de Oficina y Cómputo |
| 178 | Útiles y Materiales Médico Hospitalario y de Investigación |
| 179 | Productos de Papel, Cartón e Impresos |
| 180 | Textiles y Vestuario |
| 181 | Útiles y Materiales de Limpieza |
| 182 | Útiles y Materiales de Resguardo y Seguridad |
| 183 | Útiles y Materiales de Cocina y Comedor |
| 184 | Otros Útiles, Materiales y Suministros |

*Cabe mencionar que los datos de la IE respecto a lo solicitado por el petente no presentan diferencias significativas, se estimó el año 2019 con la inflación.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢102,83 millones por concepto de "materiales".*

- ✓ ***Otros:***

*En lo que respecta a "otros" se incluyen las siguientes partidas:*

| | | | |
|---|---|---|---|
| 300 | Transferencias Corrientes al Gobierno Central | 879 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Cebadilla |
| 304 | Trasferencia a Fonafifo (Viaje Limpio) | 880 | Utilización Cst Maquinaria Equipo Talleres Miravalles |
| 307 | Becas a funcionarios | 897 | Utilización Cst Gedi |
| 309 | Ayudas a funcionarios | 898 | Utilización C.S. Logística - Sector |
| 311 | Prestaciones Legales | 903 | Carta de Entendimiento Intersectorial |
| 323 | Transferencias Corrientes a Organismos Internacionales | 904 | Utilización C.S. Comercialización Pysa |
| 315 | Transferencias Corrientes a Otras Entidades Privadas sin Fines de Lucro | 906 | Utilización C.S. almacenaje |
| 208 | Diferencias por Tipo de Cambio (Realizad | 907 | Utilización C.S. Distribución |
| 812 | Liquidación Obras No Capitalizables | 908 | Utilización C.S. Abastecimiento |
| 816 | Estimación Para Valuación Existencias En Inventarios | 909 | Utilización C.S. Logística Reversa |
| 829 | Servicios Comunicaciones Institucional | 910 | Utilización C.S. Transporte de Personas |
| 830 | Servicios Electricidad Institucional | 911 | Utilización C.S. Mantenimiento de Vehículos |
| 844 | Impuesto de Ventas | 912 | Utilización C.S. Administrar La Flota |
| 845 | Tributo de Bomberos | 915 | Utilización C.S. Mantenimiento de Edificios |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 846 | alumbrado Publico | 916 | Utilización C.S. Gestión alquileres de Inmuebles |
| 847 | Costo Variable de Combustible | 917 | Utilización C.S. Gestión de Servicios Públicos |
| 856 | Aplicaciones Proyectos | 919 | Utilización C.S. Limpieza |
| 857 | Utilización C.S Dpsi Protección Institucional | 920 | Utilización Cs Apoyo Técnico |
| 858 | Utilización C.S. Operador Logístico | 922 | Utilización C.S. Dabi |
| 859 | Liquidación Saldos Cecos | 926 | Utilización C.S. Dabi (Adm. Cts. Capacitación y Sodas) |
| 861 | Utilización Solución Tecnológica Personal (D.I.C.) | 930 | Utilización de C.S. Dtsi (Adm Contratos de Seguridad) |
| 862 | Utilización Asesoría Tecnológica (D.I.C.) | 931 | Utilización de Centros de Servicio Dtsi Administrar Seguridad |
| 863 | Utilización Comunicación y Colaboración (D.I.C.) | 932 | Utilización C.S. Dpsi Control Fraude |
| 864 | Utilización Solución Tecnológica al Negocio (D.I.C.) | 937 | Utilización C.S.T Uen Te Chorotega |
| 865 | Utilización Tecnología de Información | 938 | Utilización C.S.T Uen Te Central |
| 866 | Utilización Dabi - Sector | 939 | Utilización C.S. Uen Te Huetar Brunca |
| 867 | Utilización Cst Construcción | 941 | Utilización C.S.T. Uen-Te Fibra Óptica y Tele Protección |
| 868 | Utilización Cst Diseño | 946 | Utilización C.S. Gedi Servicios de Trasiego Físico |
| 870 | Utilización Cst Estudios Básicos de Ingeniería | 952 | Utilización C.S.T. Radiocomunicaciones |
| 871 | Utilización Cst Estudios Básicos de Ingeniería | 954 | Utilización C.S. Cade |
| 872 | Utilización Cst Investigación y desarrollo | 955 | Traslado Gasto Comercialización de Energía a Telecomunicaciones |
| 873 | Utilización Cst Exploración Subterránea | 956 | Liquidación de Centros de Servicio Técnicos - Inversión |
| 874 | Utilización Cs - Centro de Apoyo a Proyectos (Cap) | 968 | Impuesto de Venta S.T. Consumo Interno |
| 875 | Utilización Cst - Limat | 969 | Impuesto Tributo de Cruz Roja S.T. Consumo Interno |
| 877 | Utilización Cst Mantenimiento de Generación | 970 | Servicio de Emergencias 9-1-1- S.T. Consumo Interno |
| 878 | Utilización Cst Maquinaria y Equipo Talleres Pavas | | |

*La principal diferencia en el año 2019 se centra en el objeto de gasto 916 "Utilización C.S. Gestión Alquileres de Inmuebles", debido a que ICE no consideró en la base el monto de la liquidación del año 2017 y que fue depurado de conformidad con lo indicado en el informe IN-0047-IE-2018 que dio sustento a la resolución RE-0106-IE-2018 del 03 de diciembre del 2018.*

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢3 466,24 millones por concepto de "otros".*

- ✓ ***Ambientales:***

*Para efectos tarifarios se incluyó en el año 2019 un monto de ¢14,79 millones por concepto de "costos ambientales".*

*El total de gastos asociados a la gestión productiva del sistema de distribución para el año 2019 corresponde al monto de ¢9 557,44 millones.*

- ✓ ***Seguros:***

*Para la estimación de la cuenta se utilizó la información remitida por el ICE el archivo "Gastos Seguros 2018 S-Transmisión", más la revisión de los diferentes contratos y recibos de las pólizas de seguros. El tipo de cambio utilizado fue de acuerdo a los parámetros económicos de la Intendencia; el ICE presentó el detalle de los activos asegurables para cada sistema, sin embargo se está incluyendo ¢185,37 millones que se distribuyen en las diferentes actividades de los cuales no hay detalle de los activos que se están asegurando, para el sistema de transmisión se incluye en el 2018 el edificio del CENCE en Santo Domingo de Heredia y en Cañas y en el 2019 la inclusión de seguros de varias subestaciones.*

*En la cuenta de seguros se incluyó para el año 2019 la suma de ¢94,3 millones.*

- ✓ ***Absorción de partidas amortizables e intangibles del sistema de distribución:***

*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 activos intangibles indicando descripción de la licencia, fecha de adquisición, monto, tiempo de vigencia, entre otros. Se excluyo de la proyección los activos que ya habían alcanzado su vida útil, y para los activos que están pronto a alcanzar su duración estimada se reconocieron únicamente los meses faltantes por amortizar hasta que su valor en libros fuese cero y se excluyeron de los siguientes periodos.*

*Se excluyeron del auxiliar y las adquisiciones lo correspondiente a Ingeniería y construcción al ser una actividad no regulada, y lo relacionado a la subgerencia de acuerdo a lo indicado en el oficio 5407-182-2015.*

*Para la cuenta de absorción de partidas amortizables e intangibles se incluyó en el año 2019 la suma de ¢323,9 millones.*

- ✓ ***Servicios de Regulación del sistema de distribución:***

*Es calculado conforme a la publicación en la gaceta del 13 de noviembre del 2018, alcance N°195, del canon a cobrar por empresa regulada para el año 2019, se asignó a los servicios regulados de generación, trasmisión, distribución 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 2017.*

*Para el año 2019 se estimó el canon de regulación atribuible al sistema de distribución la suma de ¢603,5 millones.*

- ✓ ***Gastos por incobrables:***

*Para justificar esta partida el ICE remite el archivo "Justificación del gasto por estimación para incobrables.pdf" en el cual refiere a la política para estimar los incobrables y cita:*
*"(…) 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 estos 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 periodo 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.*
*El monto de Estimación para incobrables deberá revisarse periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual incobrabilidad.*
*(…) Para hacer el cálculo de la estimación por incobrables, se toma el saldo de las facturaciones pendientes con una antigüedad de 90 días de vencidas, y se les aplica un 100% a ese saldo. Se da este periodo de tiempo, debido a que cuando a los 45 días después de suspendido el sistema lo clasifica en como liquidado, es decir incauta Cobro Administrativo, donde se le incauta el Depósito de Garantía y se le aplica contra el saldo pendiente este cálculo se hace en forma automática de acuerdo a la cédula de antigüedad, emitida por el sistema ICE.*
*(…) La estimación actual cubre el 92% de las cuentas de dudosa recuperación, tales como: Cobro Administrativo y Cobro Judicial."*

*Al observar el comportamiento de la cartera del ICE se evidencia la recuperación de la cartera en un lapso menor a 10 años, lo que evidencia que existe incertidumbre acerca de la recuperación de la cartera aún después de generarse la estimación. No se demuestra el monto de la incobrabilidad una vez agotadas las gestiones para su recuperación (incluso el cobro por la vía judicial).*

*Esta intendencia reconoce que, en el caso de demostrar la incobrabilidad de las facturaciones, una vez agotadas todas las gestiones para su cobro (incluyendo la vía judicial) y se materializa el gasto por incobrables, por lo que para efectos tarifarios el petente debe demostrar las erogaciones a incluir por concepto de incobrables. Por lo indicado, no se incluye la estimación de incobrables dentro del cálculo tarifario.*

- ✓ ***Gastos por peaje de distribución:***

*ICE no presentó a nivel de costos lo relacionado al peaje de distribución, pese a que presentó la contrapartida en el rubro de ingresos (el cual se explica en el apartado de "Mercado"), no suministró este u otros insumos esenciales en el cálculo de la metodología, además debido al impacto económico que este ajuste genera en las demás empresas distribuidoras, se recomiendó realizar dicho análisis mediante un estudio tarifario de oficio, para determinar el ajuste tanto del ICE como de las otras empresas reguladas.*

### *i. Análisis de resultados:*

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

*El gasto más representativo para el año 2019 corresponde a "Energía y potencia distribución" en este último el gasto estimado por la IE es inferior al propuesto por el petente (esto se explica en el apartado de análisis del mercado).*

*En el siguiente cuadro se observa que el total de costos y gastos disminuyó respecto al propuesto por el ICE para el año 2019 en un 6,7%, tal como se muestra seguidamente:*

***Cuadro N° 15***
***Sistema de distribución, ICE***
***Resumen de costos y gastos de operación***
***Periodo 2019***
***(millones de colones)***

| | Año 2019 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Costos** | **ICE** | **ARESEP** | **Δ ABS** | **Δ %** | **PESO** |
| Operación y Mantenimiento | 40.950,46 | 39.850,99 | (1.099,47) | -2,7% | 4,0% |
| Comercialización de Distribución | 25.244,85 | 22.971,50 | (2.273,35) | -9,0% | 8,3% |
| Servicios de regulación | 747,50 | 603,54 | (143,97) | -19,3% | 0,5% |
| Administrativos | 8.717,86 | 8.608,02 | (109,84) | -1,3% | 0,4% |
| Seguros | 93,56 | 94,33 | 0,77 | 0,8% | 0,0% |
| Depreciación activos en operación | 17.611,22 | 16.900,45 | (710,77) | -4,0% | 2,6% |
| Absorción de partidas amortizables e intangibles | 761,94 | 323,94 | (438,00) | -57,5% | 1,6% |
| Depreciación otros activos en operación | 5.317,57 | 2.979,02 | (2.338,55) | -44,0% | 8,5% |
| Energía y Potencia distribución | 250.534,62 | 229.775,30 | (20.759,32) | -8,3% | 75,6% |
| Gastos por incobrables | 1.046,86 | - | (1.046,86) | 100,0% | 3,8% |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Peaje | 50.538,10 | 52.037,30 | 1.499,20 | 3,0% | -5,5% |
| Gestión productiva | 9.587,78 | 9.557,44 | (30,34) | -0,3% | 0,1% |
| **Total de costos y gastos** | **411.152,33** | **383.701,82** | **(27.450,50)** | **-6,7%** | **100,0%** |

Fuente: Elaboración propia, Aresep.

### *ii. 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 ¢652 412,2 millones, para el periodo que comprende de abril 2019 a diciembre 2020, lo anterior representa ajustes en la estructura de costos y gastos del sistema de distribución que presta el ICE del -6,7% para el año 2019. Cabe mencionar, que esta Intendencia decidió implementar una tarifa plana que comprende del 01 de abril del 2019 al 31 de diciembre del 2020, concordante con lo solicitado por el ICE. Por otro lado, el ICE solicitó incluir la tarifa T-MTb por medio de un rebalanceo, esto representa un incremento total sobre las tarifas vigentes del 4,82%.*

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

*El ICE presentó su estado de resultados regulatorio para el año 2019, en el cual se puede observar los costos estimados a incurrir para ese periodo. Ahora bien, para el periodo de abril 2019 a diciembre 2020, el ICE requirió ingresos adicionales por la suma de ¢56 768,00 millones (fuente: Oficio 5407-016-2019 del 23 de enero del 2019), mientras que la IE estimó los ingresos adicionales en el monto de ¢23 917,63 millones, lo que implica una diferencia de ¢32 850,37 millones, que se explica principalmente por:*

- *La disminución en el costo por concepto de "Energía y Potencia de distribución" cuya estimación es inferior a la propuesta por el ICE en ¢20 759,3 millones,*
- *Se reconoció ¢6 691,2 millones menos a lo propuesto por el ICE en las restantes cuentas que conforman la estructura de gastos.*
- *La IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de la misma.*

### *III. Estructura Tarifaria*

- ***Análisis de la tarifa T-MTb***

*Respecto a la incorporación de la tarifa T-MTb, la IE considera pertinente la propuesta del ICE para variar la tarifa T-MTb, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir con las exigencias de su entorno y brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción del sector industrial de su zona de concesión.*

*Al analizar la propuesta de ICE, se concuerda con la estimación de abonados potenciales, realizando revisión de consumos, son 22 las empresas potenciales para suscribirse a la propuesta. Aresep considera para el análisis el consumo real de estas empresas a lo largo del año 2018.*

*Respecto al consumo esperado, se proyecta que las empresas tendrán un consumo para el año 2019 (abril a diciembre) de 340,2 GWh y de 450,8 GWh para el año 2020. La distribución de este consumo en periodos horarios se hizo manteniendo la repartición porcentual del año 2018. El consumo de potencia, respecto al consumo del año 2018, se supone invariante para los años 2019 y 2020.*

*Posterior al ajuste ordinario propuesto (aumento de 3,81%) se estima el precio medio de estos abonados en ¢74,1 por kWh para el año 2019 y de ¢68,9 por kWh para el año 2020.*

*Respecto a la estructura de la tarifa T-MTb, Aresep considera relevante dar continuidad a las señales tarifarias pretendidas mediante la primera aplicación de la tarifa T-MTb, en 2016 mediante la RIE-035-2016, esta buscaba una mayor coherencia con el peso energía/potencia y señales de eficiencia energética a través de la diferenciación por los periodos horarios.*

*Sin embargo, la IE, considera oportuno modificar la tarifa para que se encuentre expresada en colones, de esta forma homogenizarla con respecto al resto de las tarifas del sistema de distribución y con respecto a las tarifas establecidas para T-MTb del resto de empresas (por ejemplo, Jasec). Utilizando un tipo de cambio de ¢608,58 y tomando como base la estructura tarifaria de la T-MTb establecida en RIE-035-2016 se obtiene la siguiente propuesta de estructura tarifaria:*

| ► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b | | |
|---|---|---|
| *Por consumo de energía (kWh)* | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 118,67 |
| Periodo Valle | cada kWh | 40,77 |
| Periodo Noche | cada kWh | 26,17 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3 485,34 |
| Periodo Valle | cada kW | 2 433,10 |
| Periodo Noche | cada kW | 1 559,18 |

*Con esta tarifa se espera que los abonados que ingresarán alcancen una tarifa promedio de ¢63,76 millones para el año 2019 y de ¢63,85 para el año 2020*

*Dado lo anterior, los 22 abonados potenciales tendrán una disminución tarifaria que rondará el 15% al pasar de la tarifa media tensión convencional a la nueva tarifa media tensión B, este rebajo sería para el 2019, para el año 2020 se estima en 7%.*

*Considerando el consumo proyectado y la diferencia entre tarifas (¢10,3 para 2019 y de ¢5,09 para 2020), se estima que la disminución en los ingresos de la empresa distribuidora estará cercana a los ¢5 810,4 millones de colones durante el periodo de 21 meses entre el primero de abril de 2019 al 31 de diciembre de 2020.*

*Respecto al financiamiento del beneficio anterior, es importante explicitar que recaerá para el resto de las tarifas (residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y media tensión) y será igualmente distribuida entre ellas.*

*Para estas tarifas el incremento será de un 0,97% respecto a la tarifa ajustada (con incremento del estudio ordinario del 3,81%).*

*Al incluir el ajuste ordinario y el ajuste por T-MTb, el ajuste final global es de 4,82%.*

- ***Ajuste tarifario***

*De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ICE vigente que se fijó en RE-0106-IE-2018 publicadas en el Alcance digital No. 212, Gaceta No. 233 del 14 de diciembre del 2018, vigente para el año 2019 y la tarifa fijada en RIE-019-2018, publicadas en el Alcance digital No. 52, Gaceta No. 45 del 9 de marzo del 2018, vigente a partir del año 2020, deben ajustarse con un incremento del 4,82% a partir del 01 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento (columna 1 y 3).*

*Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles. De esta forma se mantiene la práctica que Aresep utiliza de forma universal para la entrada en vigencia de ajustes en las tarifas de los sistemas de*

*generación y distribución de electricidad, donde el cambio en pliegos tarifarios debe coincidir con las fechas establecidas (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre) para la revisión y ajuste del costo variable por combustible (CVC). Lo anterior, ayuda en primera instancia a la labor regulatoria al evitar el recalculo del CVC, también facilita los procesos de liquidación de periodos posteriores, esto al no tener dos pliegos tarifarios vigentes para un mismo mes, por ejemplo. Por otra parte, esta práctica no afecta financieramente a la distribuidora, debido a que se ajustan los parámetros necesarios para mantener el equilibrio financiero en el periodo de vigencia, y finalmente, favorece al usuario final, quien tendrá la seguridad que las tarifas eléctricas se mantendrán invariables durante el resto de las fechas, lo cual les contribuye a mejorar su planificación y preparación de consumo eléctrico.*

*El aumento se realiza igual para todo el periodo de 21 meses y para todas las tarifas (columna 2 y 4), a excepción de la T-MTb, la cual recibe el tratamiento explicado*

*A partir del 1 de enero del 2021 resulta necesario ajustar un nuevo pliego tarifario, que incorpore ajuste ordinario, calculando costos, y evitando el rebalanceo por T-MTb, se estima un ajuste en las tarifas de 3,54% con respecto a la tarifa propuesta para el 2020 (columna 5).*

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

## *Cuadro 16*
## *Sistema de distribución, ICE*
## *Estructura de costos y tarifas del sistema de distribución 2019-2021.*

| ICE Sistema de distribución | | Columna 1 | Columna 2 | Columna 3 | Columna 4 | Columna 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Estructura de costos sin CVC | 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 del 1/ene/2019 hasta el 31/dic/2019** | **Propuesto desde el 1/abr/2019 al 31/dic/2019** | **Vigente a partir del 1/ene/2020** | **Propuesto desde el 1/ene/2020 al 31/dic/2020** | **Propuesto a partir del 1/ene/2021** |
| **► Tarifa T-RE: tarifa residencial** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Bloque 0-40 | Cargo fijo | 3 147.60 | 3 299.20 | 2 917.60 | 3 058.40 | 3 166.80 |
| Bloque 41-200 | cada kWh | 78.69 | 82.48 | 72.94 | 76.46 | 79.17 |
| Bloque 201 y más | cada kWh | 141.82 | 148.66 | 131.45 | 137.79 | 142.67 |
| **► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios** | | | | | | |
| **○ Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 118.52 | 124.23 | 109.85 | 115.14 | 119.22 |
| **○ Clientes consumo energía y potencia** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 70.92 | 74.34 | 65.73 | 68.90 | 71.34 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 11 722.26 | 12 287.27 | 10 865.01 | 11 388.70 | 11 791.86 |
| **► Tarifa T-IN: tarifa Industrial** | | | | | | |
| **○ Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 118.52 | 124.23 | 109.85 | 115.14 | 119.22 |
| **○ Clientes consumo energía y potencia** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 70.92 | 74.34 | 65.73 | 68.90 | 71.34 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 11 722.26 | 12 287.27 | 10 865.01 | 11 388.70 | 11 791.86 |
| **► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social** | | | | | | |
| **○ Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 79.66 | 83.50 | 73.83 | 77.39 | 80.13 |
| **○ Clientes consumo energía y potencia** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 47.60 | 49.89 | 44.12 | 46.25 | 47.89 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 7 677.23 | 8 047.27 | 7 115.79 | 7 458.77 | 7 722.81 |
| **► Tarifa T-MT: tarifa media tensión** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 68.00 | 71.28 | 63.03 | 66.07 | 68.41 |
| Periodo Valle | cada kWh | 25.26 | 26.48 | 23.41 | 24.54 | 25.41 |
| Periodo Noche | cada kWh | 15.55 | 16.30 | 14.41 | 15.10 | 15.63 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 11 034.49 | 11 566.35 | 10 227.54 | 10 720.51 | 11 100.02 |
| Periodo Valle | cada kW | 7 704.42 | 8 075.77 | 7 141.00 | 7 485.20 | 7 750.18 |
| Periodo Noche | cada kW | 4 934.87 | 5 172.73 | 4 573.98 | 4 794.45 | 4 964.17 |
| **► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares** | | | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 0.122 | 118.67 | 0.113 | 118.67 | |
| Periodo Valle | cada kWh | 0.043 | 40.77 | 0.040 | 40.77 | |
| Periodo Noche | cada kWh | 0.027 | 26.17 | 0.025 | 26.17 | |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 19.544 | 3 485.34 | 18.115 | 3 485.34 | |
| Periodo Valle | cada kW | 13.639 | 2 433.10 | 12.642 | 2 433.10 | |
| Periodo Noche | cada kW | 8.743 | 1 559.18 | 8.104 | 1 559.18 | |

## *T-MTb Tarifa Media Tensión b*

a. *Aplicación:*
   - *Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios), con una vigencia de 21 meses contados a partir de abril de 2019 hasta diciembre de 2020, la cual estará sujeta a revisión por parte de la Autoridad Reguladora, debiendo*

*comprometerse los clientes a consumir como mínimo 1 000 000 KWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses del año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.*

- *Para los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.*
- *Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.*
- *Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.*

b. *Características del servicio: Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".*

*[…]*

## *V. CONCLUSIONES:*

1. *ICE en su solicitud refirió al ajuste del 9,95% (excepto la tarifa TMT-b) a partir del 1 de abril de 2019 al 31 de diciembre de 2020.*

2. *Para efectos de explicar los cambios en las tarifas propuestas, nos referimos al periodo 2019, estos se explican por los siguientes ajustes:*

- *La disminución en el costo por concepto de "Energía y Potencia de distribución" cuya estimación es inferior a la propuesta por el ICE en ¢20 759,3 millones,*
- *Se reconoció ¢6 691,2 millones menos a lo propuesto por el ICE en las restantes cuentas que conforman la estructura de gastos.*
- *La IE procedió a ajustar el rédito para el desarrollo, dado que el ICE utilizó para el cálculo del costo de la deuda a largo plazo la tasa interna de retorno (TIR), siendo lo correcto utilizar el promedio ponderado de las tasas de interés, lo que provocó un aumento de la misma.*

3. *El ajuste regirá del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, lo que implica que el periodo tarifario es de 21 meses, por consiguiente, el petente podrá realizar el proceso de liquidación hasta el término de vigencia de la tarifa, según lo establecido en la metodología vigente.*

4. *El ICE no presentó a nivel de costos lo relacionado a la tarifa de peaje de distribución, solamente presentó lo concerniente a ingresos, por consiguiente se excluye dicha tarifa y se recomienda realizar el análisis de la misma, mediante un estudio tarifario de oficio, para determinar el ajuste tanto del ICE como de las otras empresas reguladas.*

5. *Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un aumento del 4,82%, la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta el ICE, a partir del 1 de abril del 2019 hasta el 31 de diciembre del 2020.*

   *[…]*

**III.** Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0034-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

1. ***Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Egloff Gerli, cédula número 1-0399-0262:***

*Indica el oponente que está en contra de las solicitudes de aumento tarifario de los sistemas de generación, transmisión y distribución.*

*El oponente hace mención del aumento planteado inicialmente y al aumento corregido hacia la baja e indica que la reducción no obedece a una reestructuración o un plan de ahorros, que lo único que hace es prorratear el ajuste en 21 meses, además considera que con esta solicitud junto con el aumento que se dio en enero, se acumularía más de un 13% para el 2019, el cual es inconveniente en un año que también entra a regir una nueva ley fiscal.*

***I. Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando más de un 13% de aumento respecto a las tarifas vigentes en diciembre de 2018.*

*El oponente menciona sobre el resultado del aumento ordinario solicitado para el 2018 e indica la importancia del ejercicio regulatorio y de escrutinio público de las*

*solicitudes de aumento tarifario. También hace mención de los resultados de los aumentos por compra a generadores privados, por liquidación del año 2017 y por generación térmica e importaciones e indica que la Aresep no ha logrado la trazabilidad de las partidas "Contables" e "Ingeniería y construcción" y que esto resta transparencia al proceso y genera dudas sobre las tarifas que se han venido pagando, además indica que con la metodología vigente desde el 2015, los consumidores a un riesgo adicional de aumento de tarifas, como se evidencia con lo ocurrido el último año y lo relaciona con el proceso de liquidación. Por otro lado, hace mención sobre las diferentes formas de aumentos que se dan e indica que esto es difícil de dar trazabilidad y además genera incertidumbre por los constantes aumentos que se presentan a lo largo del año.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE generación y llama la atención al proceso de revisión que lleva a cabo la Aresep, en aspectos como: i) aumento de un 13% en ingresos respecto al año 2018, ii) aumento en gastos controlables de hasta 6 veces la inflación proyectada (18%), iii) aumento en el gasto por depreciación, iv) monto incluido por el ICE como "gasto no reconocido por P.H. Reventazón" y en este punto considera que la Aresep debe ser firme en la aplicación de la ley 7593 artículo 32, v) gastos por estudios de preinversión, vi) devolución a los consumidores por litigio entre el ICE y Recope por lo que solicitan la inclusión de la rebaja en las tarifas del año 2019.*

***II. Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y el efecto de acumularlos con el aumento que se dio en enero, acumulando serán de un 13,64%, además indica que se restablece la tarifa T-MTb, relacionada con el servicio a empresas electro intensivas.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE distribución e indica que, si bien la propuesta es prorratear el ajuste a 21 meses, la solicitud es para cubrir costos y gastos del año 2019 y le llama la atención aspectos como: i) aumento de un 20% en ingresos respecto al año 2018 y su efecto para el consumidor que considera es desproporcionado, ii) aumento en gastos controlables de hasta 5 veces la inflación proyectada (15%), iii) aumento en el gasto por depreciación lo que requiere una explicación clara en las inversiones realizadas, iv) componente de distribución que pretende el mayor aumento, de un 28% sobre lo aprobado en 2018, v) base tarifaria y excedente de operación, espera que la Aresep analice con detalle para determinar si estas inversiones corresponden estrictamente para brindar el servicio de distribución, vi) necesidad de una tarifa competitiva para la industria electro intensiva T-MTb donde le surgen preocupaciones como lo es que en una simulación el precio resulta mayor a la tarifa de media tensión, la volatilidad de tipo de cambio, por lo que solicita evaluar una tarifa en colones y otra en dólares y que el interesado escoja si se corre o no el riesgo cambiario.*

***III. Transmisión:***

*El oponente hace mención sobre los ingresos solicitados y del aumento modificado por el prorrateo a 21 meses que quedó en 8,69%.*

*El oponente realiza un análisis de los principales rubros del estado de resultados de ICE transmisión e indica que le llama la atención aspectos como: i) los ingresos que aumentarían un 30% respecto a lo aprobado para el 2018, ii) incremento en los gastos de operación y mantenimiento del 26% respecto a lo aprobado por Aresep, iii) crecimiento del gasto de depreciación en 27%, iv) aumento en los costos de operación en el Mercado Eléctrico Regional en 31%.*

***IV. Petitorias:***

***Generación (ET-077-2018):***

1. *Que se revise detalladamente la proyección de ingresos y gastos.*
2. *Que se mantenga firme en las decisiones cuando se ha rechazado aumentos en la base tarifaria (inversiones) y en los incrementos desproporcionados de costos y gastos.*
3. *Que aclare y deje explícito en la resolución, cual es la intención por parte del ICE de incluir ¢92 070 millones en el rubro "Estudios de Preinversión" en el reporte del 2018, pues de aceptarlo podría dar base a una liquidación estratosférica del año 2018, así como la posición de Aresep.*
4. *Que reintegre a los consumidores eléctricos los cobros de más causados por Recope o sus proveedores, que el Tribunal de lo Contencioso, resolvió a favor del ICE.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, en efecto, realiza una revisión detallada y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Siguiendo con la misma línea, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la*

*realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la Intendencia de Energía ha venido aplicando la devolución que corresponde realizar a los usuarios, producto de lo resuelto por los tribunales en contra de Recope y a favor del ICE. En este tema específico, como se indicó en la resolución RIE-027-2018 del 16 de marzo del 2018, por tratarse de recursos relacionados con el uso de combustibles para la generación térmica, la Autoridad Reguladora tomó la decisión de realizar la devolución en tractos, aplicados en las fijaciones por medio de la cuales se realiza el ajuste por concepto de Costo Variable de Combustibles, precisamente para que este reconocimiento permitirá amortiguar parcialmente los ajustes que correspondía, previendo que el haber realizado la devolución en un único trimestre hubiese generado una señal de precios equivoca y temporal.*

***Distribución (ET-076-2018):***

1. *Se solicita moderar el aumento, pues para cubrir el aumento tarifario 2019 los ingresos tienen que crecer un 20% respecto a lo aprobado en 2018.*
2. *Se solicita que se revise a detalle el crecimiento en los rubros de gastos, en especial los gastos que podríamos denominar controlables, pues reflejan un aumento 5 veces más alto que la inflación esperada, así como los gastos de depreciación que suben un 21%.*
3. *En vista de que solicita el aumento más fuerte para el componente de tarifa de distribución, un 28% versus un 21% de transmisión y un 16% generación, solicitamos a la Aresep especial atención a este aspecto, pues tanto en rédito para el desarrollo como en gastos se están pretendiendo cargas en exceso la tarifa a los consumidores abonados del ICE. Un aumento en la base tarifaria de un 23% en un solo año puede ser muy prometedor en activos productivos, pero si no es requerido o incorpora excesos innecesarios, no puede Aresep aceptarlo.*
4. *Sobre el restablecimiento de la T-MTb, solicitamos se apruebe, pero se proceda a revisar desde la perspectiva del consumidor, para que no se ofrezca una tarifa que en vez de reflejar el costo y mejorar la competitividad, se torne poco atractiva respecto a la T-MT colones.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le reitera que como ha sido práctica de la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis detallado y riguroso de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio*

*al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En función de lo anterior, como se puede analizar el informe técnico que da sustento a la presente resolución, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda.*

*Por otro lado, es importante señalar que en materia de inversiones, en todos los sistema, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, se realiza un tratamiento detallado y cuidadoso de todos los elementos relacionados con la base tarifaria, así como el reconocimiento de la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados. En este contexto, se realizó una valoración detallada de las adiciones y retiros, así como de la base tarifaria y temas relacionados, como es el caso de las estimaciones por depreciación, con el propósito de asegurar que los cálculos están apegados a la realidad y las disposiciones metodológicas que corresponde aplicar en este estudio ordinario. En lo que corresponde a los gastos por concepto de preinversión, como se detalla en el informe técnico, esta Intendencia procedió de manera rigurosa y apegados a lo que establece el marco metodológico.*

*Por último, en lo que respecta a la tarifa de media tensión b (T-MTb), la Autoridad Reguladora realizó la valoración de la propuesta en los términos en que fue solicita por el ICE, cuyo propósito es modificar los parámetros que deben cumplir las empresas electro-intensivas que aplican a esta tarifa que ya existía en el pliego tarifario del ICE.*

***Transmisión (ET-078-2018):***

1. *Moderar el aumento para el sistema de transmisión, porque pretende ingresos un 30% más altos que los aprobados para el año 2018, lo que evidentemente con un limitado crecimiento de la demanda, es un cargo exagerado en la tarifa.*

2. *Revisar el ingreso pretendido en ingresos por ventas al sistema de distribución pues un 38% de aumento es 13 puntos porcentuales arriba de lo solicitado por peaje, aspecto que llama la atención.*
3. *Moderar el aumento pretendido en gastos como son operación y mantenimiento que tiene 8,6 veces más que la inflación proyectada.*
4. *Profundizar la revisión y seguimiento a las inversiones, base tarifaria y depreciación.*
5. *Finalmente, solicitan a la Aresep una revisión del crecimiento en gastos por participación en el Mercado Eléctrico Regional, pues estos rubros crecen en promedio del 2018 a 2019 un 19%, tanto por el crecimiento en colones de cuotas de arrendamientos, como por los costos de operación y regulación del MER que es el que más crece hasta un 31%.*

*En respuesta a los argumentos expresados por el oponente y su petitoria, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de transmisión, se le indica que la Intendencia de Energía, conforme se detalla en el informe técnico realizado, realizó un análisis detallado de los temas señalados, con el propósito de verificar que su petición, en cada caso, se ajuste a la realidad y dinámica del sistema de transmisión.*

*Al respecto, se reitera que la Intendencia de Energía, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, realiza un análisis técnico riguroso, de los todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos en cada uno de los sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores. Es importante señalar que el proyecto de Contabilidad Regulatoria brinda información estratégica que permite la separación de las actividades reguladas de las no reguladas, así como el tratamiento y asignación de costos y gastos comunes entre sistemas.*

*En este contexto, como se puede apreciar en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición de ajuste ordinario, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. En atención a sus preocupaciones, se le indica que la Intendencia de Energía, realiza un análisis de los gastos recurrentes y no recurrentes, para asegurar que su tratamiento tarifario se realice según corresponda, especialmente cuando se identifican partidas que registran cambios significativos, en cuyo caso deben estar debidamente respaldados y justificados técnicamente, incluido los relacionados con la participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER).*

*Por otro lado, al igual que en los otros sistemas, reiterar que, en materia de inversiones, la Intendencia de Energía realiza visitas de campo para verificar las adiciones y retiros, así como la racionalidad de los plazos para la capitalización de proyectos de inversión cuando corresponda. En este sentido, el seguimiento que*

*realiza el proceso de inversiones, a lo largo del año, permite a los equipos técnicos disponer de información actualizada para retroalimentar la toma de decisiones, así como facilitar la valoración de la base tarifaria y el tratamiento de componentes asociados como es la depreciación, de manera que sea consistente con lo establecido en el marco metodológico y lo resuelto en fijaciones anteriores.*

*De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

2. ***Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca R.L.), cédula de persona jurídica número 3-004-045117, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula número 5-0165-0019:***

*En la resolución RE-0103-IE-2018 se previene de la limitada trazabilidad de la partida denominada "Contables" e "Ingeniería y Construcción" continúa siendo el principal problema que enfrenta la Intendencia de Energía al analizar la información y documentación de respaldo, indica que revisando los expedientes ET-077-2018 y ET-078-2018 no se identifica la trazabilidad de las cuentas.*

*Indica el oponente que existe un incumplimiento de lo dispuestos en la resolución RIE-068-2016 (Contabilidad regulatoria), en su punto Por Tanto V "Indicar a las empresas enlistadas en el Por Tanto I de esta resolución, que, en la presentación de estudios tarifarios a partir de abril del 2017, se deberán utilizar los planes de cuenta uniformes establecidos en esta resolución". Solicita rechazar en todos sus extremos lo contenido en los ET-077-2018 y ET-078-2018.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso con el propósito de excluir del cálculo de la tarifa los costos y gastos que no estén debidamente respaldados, así como aquellos que previa valoración técnica sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Como se detalló en el informe técnico emitido para la petición tarifaria por liquidación propuesta en el 2018 por el ICE, la estructura de costos y gastos del sistema incorporó una parte significativa de las partidas denominadas "contables", puesto que el ICE proporcionó información para su debida justificación.*

*No obstante, en aquellos casos en los cuales no se justificó o se determinó que no tiene relación con el servicio, en este sentido la IE excluyó aquellas partidas contables no trazables, así como los gastos relacionados con Ingeniería y Construcción. Lo anterior con el propósito de velar por el principio de servicio al costo.*

3. ***Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, cédula jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Jack Liberman Ginsburg, cédula número 8-0031-0074:***

*Indica el oponente que está en contra de los aumentos solicitados por el ICE según expedientes ET-076-2018 y ET-077-2018.*

***Sistema de Generación ET-077-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados por el ICE y hace referencia a lo indicado en el inciso b del artículo 3 de la ley de la Aresep, así como del artículo 32 de la misma ley.*

*Por otro lado, el oponente muestra un cuadro con la utilización de las plantas térmicas del ICE e indica que si en los próximos dos años algunas de éstas no van a operar, por lo tanto los gastos asociados son innecesarios para la prestación de los servicios y no deben ser considerados por la Aresep, además indica que existe un exceso importante en la capacidad de generación provocada por un bajo crecimiento en la demanda nacional.*

*Indica el oponente que el costo de generar con diésel es mayor al precio de la electricidad que pueda ser adquirida en el MER y que dado que el excedente de operación del sistema de generación se calcula considerando los activos asociados a las plantas térmicas innecesarias, Aresep no debería incluirlas para este cálculo.*

*Indica el oponente que el ICE tiene una gran cantidad adicional de generación, y aun así solicita un aumento considerando exportaciones menores a las del 2018, lo que considera inaceptable con el proyecto Pailas II se incrementará la capacidad de generación el ICE. Además, el oponente hace mención de los precios de exportación, los cuales son menores a los pagados por El Salvador, y por otro hace un análisis de lo ocurrido en Panamá lo cual provocará una reducción en las exportación a ese país, sin embargo indica que si el ICE puede exportar a precios superiores, las exportaciones llegarían a ¢30 000 millones.*

*Indica el oponente que de eliminar los costos de operación innecesarios e incluir ingresos adicionales por concepto de exportaciones, el ICE obtendría con las tarifas actuales, un monto similar al aumento solicitado.*

***Sistema de Distribución ET-076-2018:***

*El oponente hace mención de los ingresos solicitados e indica que un 43% son para cubrir el eventual aumento de las tarifas de generación, el cual ya se demostró que no es necesario, y de forma similar un 11% para cubrir los costos de transmisión. El ICE propone modificar la definición de la tarifa T-MTb, con el objetivo de lograr que más empresas conectadas a mediana tensión tengan acceso a esa tarifa.*

*El oponente indica sobre las consideraciones de hacer una tarifa diferenciada para el sector productivo y la ventaja que esto implica ya que incrementa la demanda y se diluyen los costos fijos para el resto de los sectores, pero que en Costa Rica al no existir mucha diferencia con las tarifas residenciales, esto ha afectado la competitividad del sector productivo nacional, y hace una comparación de los costos de electricidad con respecto a otros países.*

*Considera el oponente que la propuesta de ofrecer una tarifa T-MTb al sector productivo nacional, se convierte en una excelente estrategia para lograr mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada del sistema nacional de generación.*

***Petitoria:***

1. *Rechazar la solicitud de aumento en las tarifas del sistema de generación, por considerar que el ICE está en la capacidad de alcanzar el rédito para el desarrollo con las tarifas actuales.*
2. *Rechazar el aumento solicitado en las tarifas del sistema de distribución.*
3. *Aprobar la modificación en las condiciones requeridas para acceder a la tarifa T-MTb y el reajuste tarifario propuesto por el ICE.*

*En atención a la petitoria del oponente, relacionada con el ajuste tarifario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le indica que la Intendencia de Energía, como corresponde en todo estudio ordinario, realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos por el ICE, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*La tramitación del estudio ordinario presentado por el ICE se realiza al amparo de lo establecido en la Ley N°7593 y el derecho que otorga a los regulados de presentar al menos una revisión anual. No obstante, se le indica al oponente que en atención a sus preocupaciones, la Intendencia de Energía realiza el análisis de la documentación que respalda la petición, precisamente para incorporar en el cálculo de la tarifa solamente los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Asimismo, tal y como lo señala el oponente, al amparo de lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, la Intendencia de Energía, previa valoración técnica, ejerce la potestad que la ley otorga a la Autoridad Reguladora para excluir del cálculo de la*

*tarifa los gastos, costos inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De manera complementaria, como consta en el correspondiente expediente y análisis técnico realizado por la Intendencia de Energía, el tratamiento de los ingresos, costos, gastos e inversiones del sistema de distribución se realiza siguiendo la misma práctica regulatoria expuesta, sustentada en un análisis riguroso de la información presentada, de manera que al fijar las tarifas se incorporen solamente los gastos y costos relacionados y justificados con la prestación del servicio.*

*Finalmente, se le indica al oponente que la tarifa de media tensión b (TMTb) propuesta por el ICE, para las empresas electro-intensivas, es parte integral de la solicitud de ajuste tarifario para su sistema de distribución, razón por la cual no se puede tramitar de manera separada. En este sentido, se le indica al oponente que la tarifa TMTb ya existe dentro del pliego tarifario del ICE, de manera que la Autoridad Reguladora analizó los cambios propuestos por el ICE, incluidos los parámetros que deben cumplir las empresas interesadas en aplicar a esta tarifa.*

4. ***Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378:***

*Indica la oponente que está en contra de las solicitudes presentadas por el ICE.*

*En términos generales, la oponente solicita a la Aresep que el estudio, análisis y la fijación tarifaria, se realice acorde a la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de las y los habitantes del país, considerando la situación que afrontó la sociedad durante el año 2018 y las perspectivas 2019, todo en procura del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica.*

***Sistema de generación ET-077-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*

*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, y recomienda a la Aresep revisar la proyección de ventas del sistema, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, en lo que respecta al sistema generación, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las solicitudes tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajuste tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de transmisión ET-078-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.**

*ii. Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*

*iii. Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, se le indica al oponente que en un estudio ordinario corresponde realizar un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. En este sentido, la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, en atención a las solicitudes*

*tarifarias presentadas por los regulados, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, según lo expuesto por el oponente, la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Unido a lo anterior, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Por último, se le indica al oponente que el tratamiento del rédito, tal y como consta en el informe técnico, se realiza de conformidad con lo establecido en la metodología aprobada por la Junta Directiva.*

***Sistema de distribución ET-076-2019:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

*i. Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos, además del efecto GENTRA dentro de este sistema. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
*Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir*

*engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*

ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos, hace un análisis de estos rubros, además indica que los costos previstos para 2019 supera la inflación que ha sido menor al 3% en los últimos tres años. Solicita a la Aresep que realice una revisión de los datos de gasto estimados para el 2018 que inciden directamente en los datos del 2019.*

iii. *Sobre el rédito para el desarrollo pretendido para el sistema, la oponente hace mención de la metodología para calcularlo y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito, y revisar los réditos y costos de los sistemas de generación y transmisión ya que el efecto GENTRA tiene un impacto importante sobre el ajuste que se defina para distribución.*

iv. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En atención los argumentos expuestos por el oponente, en lo que respecta al ajuste solicitado por el ICE para su sistema de distribución, tal y como se indicó anteriormente, en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, en este contexto, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, la Autoridad Reguladora, según lo solicitado, tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*Tal y como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis técnico de la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

*Finalmente, se le informa al oponente que la Autoridad Reguladora, en el marco de la resolución RIE-013-2014, dictó no sólo la separación de sistemas (generación, transmisión, distribución) sino también su tramitación conjunta, dada la interrelación que existe entre ellos. En este sentido, el proyecto de Contabilidad Regulatoria no sólo separa las actividades reguladas de las no reguladas, sino también el procedimiento para la asignación de costos comunes, con el fin de garantizar mayor transparencia y confiabilidad.*

***Servicio de alumbrado público ET-075-2018:***

*La oponente hace mención de lo solicitado, tanto en porcentajes, como el monto de ingresos y rédito para el desarrollo y que se utilizarán los recursos.*

*Indica el oponente que los aspectos de oposición son:*

i. *Vigencia del aumento solicitado donde hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y a la corrección de la solicitud, donde amplía el plazo y cambia el porcentaje y los ingresos. Además, el oponente indica que el aumento pretendido es mayor a la inflación del 2018.*
   *Por otro lado, indica que se opone a la propuesta por el ICE para mitigar el impacto en los clientes finales pues, en realidad lo que hace es reducir engañosamente el incremento tarifario solicitado, y hace un análisis de las implicaciones. Solicita a la Aresep que, si determina que el sistema requiere un aumento, se dimensione racionalmente la vigencia del mismo para no sobrepasar el horizonte temporal del 2019.*
ii. *Comportamiento de ingresos, costos y gastos y rédito para el desarrollo, hace un análisis de estos rubros, y la oponente hace mención de la metodología para calcular el rédito y considera que lo que proporciona es un rédito de referencia. Solicita a la Aresep definir, según la experiencia, la industria y la coyuntura económica actual, un valor apropiado del rédito*
iii. *Sobre los recursos solicitados para el plan de inversión 2019, solicita la oponente que se revise el programa de inversiones planteado por el ICE para el año 2019.*

*En lo que respecta a la actividad de alumbrado público, este servicio está relacionado con el sistema de distribución y su tratamiento regulatorio es simular a lo expuesto para los sistemas de generación, transmisión y distribución*

*En función de lo anterior, se reitera al oponente lo expuesto anteriormente, en el sentido de que en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza un análisis integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, que respaldan el ajuste tarifario pretendido. Se reitera, como se indicó, que la inflación es solamente una de las variables que se utiliza para realizar el análisis técnico, de conformidad con lo establecido en el marco metodológico. Asimismo, que la Autoridad Reguladora tiene la potestad de tramitar ajustes tarifarios por períodos superiores a un año calendario, atendiendo las peticiones hechas por la empresa regulada, asegurando que los análisis técnicos contemplen el estudio de todas las variables relacionadas, tal y como lo establece la metodología aplicable.*

*Por otro lado, de conformidad con lo externado por el oponente, se le indica que la Intendencia de Energía realiza un análisis detallado y riguroso de todos los gastos y costos estimados por la empresa en su petición, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Además, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*En materia de inversiones, se le informa que el proceso de Inversiones de la Intendencia de Energía realiza, a lo largo del año, el seguimiento de todos los proyectos de inversión de las empresas reguladas del sector eléctrico, incluido el ICE. Así, durante la tramitación del presente estudio tarifario, de manera complementaria, se realizaron visitas técnicas para verificar el grado de avance de los proyectos, con el fin de que el análisis de adiciones y retiros esté ajustado a la realidad, por tratarse de un insumo estratégico para la valoración de la base tarifaria y la estimación de rédito.*

5. ***Erwen Masís Castro, cédula número 2-0569-0795 y Rodolfo Peña Flores cédula número 1-0612-0096 (en conjunto):***

*Argumentos generales que justifican la oposición:*

i. *La ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en su artículo 20 "los prestadores de los servicios llevarán contabilidades separadas que diferencien la actividad de servicio público de las que no lo son". Igualmente, el artículo 32 señala en su inciso b; "no se aceptarán costos de las empresas reguladas que sean ajenas a la prestación del servicio público".*
ii. *El artículo 33 de dicha ley indica "toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada, deberán haber cumplido con las*

*condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición".*

***ET-076-2018 Distribución**:*

*Las adiciones presentadas por el ICE en el negocio de distribución y comercialización se explican mediante el documento "justificación microinversiones_dis_F7800.docx" dicho documento incluye la justificación de adquisición de vehículos eléctricos siendo este un eje no descrito en el resumen ejecutivo. Ahora bien, este documento señala la sustitución de 100 vehículos (20 corresponden al sector eléctrico) para cumplir con las metas y expectativas nacionales de reducción de emisión de carbono.*

*El documento que acompaña esta justificación, no indica con claridad el monto de la sustitución de vehículos que se pretende sea incluido en la tarifa del servicio público regulado.*

*Cabe destacar también que al no haber relación entre la adquisición de vehículos eléctricos y el plan sexenal 2018-2023 que señala el documento, la compra de 100 vehículos eléctricos no se encuentra debidamente justificada como es requerido por la metodología tarifaria, así como su vinculación con el servicio público regulado.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de distribución, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En materia de inversiones, se le indica que el proceso de Inversiones realiza el seguimiento de los proyectos de inversión a lo largo del año, así como visitadas de campo cuando corresponda, con el propósito de retroalimentar al análisis de adiciones y mejoras que corresponde realizar en un estudio ordinario. En lo que respecta a la compra de vehículos, se realiza un análisis por parte del proceso de inversiones para poder determinar la razonabilidad y necesidad del petente.*

***ET-077-2018 Generación***

*El negocio de Ingeniería y Construcción del ICE no es un área o departamento que dedique su labor de manera exclusiva al servicio público regulado, en el documento "Justificación_adiciones_IC.docx" contenido en el archivo .zip de la petición tarifaria (folio 102), señala que las eventuales adiciones no solo son para uso de ICE (electricidad y telecomunicaciones), sino también para la gestión del grupo ICE incluyendo sus subsidiarias, no describe ni señala un costeo o asignación vía driver de la porción del costo del proyecto EAM que podría ser incluido en tarifas, tampoco es claro porqué algunas descripciones técnicas corresponden a consultorías siendo este apartado adiciones.*

*En conclusión, sobre las adiciones correspondientes a Ingeniería y Construcción, se solicita valorar si estas corresponden a activos de uso exclusivo del servicio público regulado, de no ser exclusivo, el eventual reconocimiento tarifario debe ser proporcional en la tarifa del servicio público y finalmente valorar las descripciones, la naturaleza de la erogación, si efectivamente corresponde a la adquisición de un activo o a una consultoría para eventualmente adquirir un paquete tecnológico.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE para su sistema de generación, se le informa que en la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En este contexto, como consta en el informe técnico realizado, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados.*

*En lo que respecta la Ingeniería y Construcción, la Intendencia de Energía, según consta en el informe técnico, excluyó del cálculo de tarifas los montos relacionados precisamente porque no es posible su trazabilidad, además el ICE mediante el oficio 5407-182-2015 hace la aclaración que las partidas relacionadas a esta área corresponde a actividades no reguladas, por lo cual no son incluidas dentro de los cálculos tarifarios.*

### *6. Roberto Lacayo Bonilla, cédula número 6-0224-0595:*

*Presenta una oposición en contra de los expedientes ET-075-2018, ET-076-2018, ET-077-2018 y ET-078-2018 por los siguientes motivos:*

- *Las inversiones hechas por el ICE han superado los gastos en proyectos incluso abandonados, como el proyecto Diquís, estas inversiones las cobran aun sin haber cumplido los requisitos y ahora muy fácilmente incluyen dichas cifras en inversión.*
- *Actualmente en planteles del ICE se maneja compras de maquinaria y equipo en abandono, incluso equipo ya utilizado y tomado de los cálculos de tarifas de electricidad.*
- *Previo al proceso de inversión y construcción de plantas hidroeléctricas, los estudios actuales demuestran los costos de inversión elevados.*
- *El ICE triplicó gastos en remuneraciones de la alta gerencia, esto fue denunciado el 29 de octubre del 2018 en el periódico la nación, indica que este monto sumo ¢10 498 millones y este monto lo debemos pagar todos los usuarios con el aumento desmedido en las tarifas eléctricas.*
- *Datos suministrados por la Presidenta Ejecutiva, indica que "El ICE no está en quiebra, tenemos ingresos que superan los gastos", teniendo a medio palo el PMAF, las perdidas sin justificación por ¢314 000 millones y los $146 millones del proyecto Diquís.*
- *El mismo presidente de la republica conoce inversiones como RACSA, televisión por cable, riesgosas que se han tomado y que han generado pérdidas que el ICE ha asumido y aumentado sus costos, por lo cual todos los usuarios lo pagamos con los aumentos solicitados en las tarifas.*
- *Se nota que el ICE prácticamente se ha obligado a comprar energía a empresas privadas o cooperativas y ha preferido abandonar inversiones hechas para beneficiar a otros y hoy los usuarios pagamos tarifas excesivas con justificaciones graves.*
- *Externa la preocupación de que se nota un gran interés de aumentar las tarifas para aumentar la producción eléctrica privada, lo cual se notó con el fallo de la ley de reforma de aguas, donde se pretendía aumentar más la instalación de represas hidroeléctricas en manos de empresas privadas.*
- *Hay inconsistencias que no justifican los gastos excesivos que el ICE presenta en esta solicitud, el estado debe ser garante de tarifas justas como lo dice el artículo 50 de nuestra constitución política y la ley número 7593 de la Autoridad Reguladora, en su justificación apegados a los principios de un servicio al costo.*

*En atención a lo expuesto por el oponente, se le indica que durante la tramitación de todo estudio ordinario, en cumplimiento de las potestades que otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de todas las estimaciones de ingresos, gastos, costos e inversiones que dan sustento a la petición, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar los intereses de consumidores, usuarios y prestadores.*

*En materia de inversiones, se le indica que la Intendencia de Energía, por medio del proceso de Inversiones, realiza a lo largo del año el seguimiento de todos los proyectos de inversión del sector eléctrico, en los sistemas de generación, transmisión y distribución, incluidos los del ICE. Asimismo, durante la tramitación del estudio ordinario, se realizan visitas técnicas complementarias para verificar el grado de avance y los plazos previstos para su capitalización.*

*En este contexto, se le informa al oponente que no se presentó información relacionada con el proyecto Diquís ni se incorporó en el análisis técnico realizado para el cálculo de la tarifa.*

*Por otro lado, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza el análisis exhaustivo de la documentación de respaldo aportada por el ICE en su petición, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. Además, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 de la Ley N° 7593, previo análisis técnico, la Intendencia tiene la potestad de excluir todos aquellos gastos e inversiones que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*Por último, se le indica que la implementación del proyecto sobre Contabilidad Regulatoria permite separar las actividades reguladas de las actividades no reguladas, de manera que en el cálculo de las tarifas de electricidad se incorporen solamente los gastos y costos asociados con este servicio públicos. Asimismo, prevé el procedimiento de asignación de costos comunes, con el fin de promover mayor transparencia y confiabilidad.*

7. ***Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, cédula número 5-0302-0917:***

*Indica el oponente en contra de la solicitud del sistema de distribución ET-076-2018, y los motivos son:*

1. *Incumplimiento del contenido de informe de quejas y denuncias como requisitos de admisibilidad ya que la Dirección de Atención al Usuario hace saber que el ICE presentó el informe de quejas y denuncias del primer semestre del 2018, sin embargo, se consigna que en el informe no se detalló el estado de las reclamaciones recibidas.*

2. *Inconsistencias en las solicitudes de ajustes tarifarios:*
    a. *Cambios en porcentajes de ajustes solicitados, el oponente hace mención de lo originalmente solicitado por el ICE y de la corrección de la solicitud y compara los ingresos adicionales pretendidos con lo*

*solicitado inicialmente (20,37%) y los ingresos adicionales con la corrección (8,75%) y considera que existe un error en dicho cálculo pues a mayor aumento debería darse un mayor ingreso y no como se presentó en la solicitud tarifaria, la cual a pesar de indicar un porcentaje mucho menor, proyecta ingresos mayores.*

b. *Liquidación del periodo 2017, donde solicita a la Intendencia verificar a profundidad los datos suministrados.*
c. *Información presentada violenta el equilibrio financiero del prestador, y el oponente hace mención que los datos presentados están hasta el 2019 por lo que se pregunta de ¿cómo financiará el ICE los gastos del 2020?, ¿cómo afectará a los usuarios ésta tarifa?, ¿se está diluyendo los costos y gastos del 2019 en los periodos 2019-2020?, etc. Indica el oponente que el ICE utiliza el pliego tarifario publicado en la resolución RIE-127-2017, lo cual reafirma las serias dudas sobre la justificación y fundamento del ajuste tarifario solicitado por el ICE.*

3. *Valoración de los objetivos que persigue la empresa con el rebalanceo por aplicación T-MTb, donde el oponente transcribe los objetivos de dicha solicitud por parte del ICE, e indica que los objetivos del ICE son la reactivación económica otorgando a las empresas electro intensivas tarifas más competitivas. Indica el oponente que la Intendencia de Energía debe ejecutar acciones orientadas a establecer tarifas competitivas entre los sectores y los sistemas, así como administrar los subsidios entre sectores que beneficien únicamente a los consumidores del sector residencial y preferencial de carácter social que por su condición económica y fin último lo requieran, además debe tener presente para la resolución del rebalanceo tarifario, que la Aresep está llamada a velar porque las fijaciones tarifarias no atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras de los servicios públicos y hace mención sobre el principio de servicio al costo.*

***Petitoria:***

1. *Se admita la presente oposición y sus argumentos.*
2. *Se analice la solicitud de rebalanceo entre las tarifas del sistema de distribución, por el impacto económico que podría representar a una parte de los sectores del sistema.*
3. *Considerar los alegatos expuestos, y en consecuencia se valore exhaustivamente la solicitud tarifaria del sistema de distribución, a fin de disminuir el impacto del aumento resultante en las tarifas.*

*En atención a la petitoria hecha por el oponente, en lo que respecta al ajuste tarifario ordinario solicitado por el ICE, se le indica que la Intendencia de Energía realiza una revisión técnica integral y rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones pretendidos, para cada uno de sus sistemas, con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, al mismo tiempo, armonizar*

*los intereses de consumidores, usuarios y prestadores, de conformidad con las potestades que le otorga la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.*

*En este contexto, como se detalla en el informe técnico, la Intendencia de Energía analiza la documentación de respaldo aportada por el ICE, con el fin de incorporar en el cálculo de la tarifa sólo los gastos y costos asociados a la prestación del servicio público, así como aquellos que estén debidamente justificados. De igual manera, previa valoración técnica, se excluyen los gastos y costos que sean considerados excesivos o desproporcionados.*

*De igual manera se procede en materia de inversiones, en el sentido de que la Intendencia realiza a lo largo del año el seguimiento de los principales proyectos de inversión del sector eléctrico, incluidos los del ICE. Así, de manera complementaria, durante la tramitación del estudio ordinario se realizan visitas técnicas para verificar el grado de avance y disponer de información real para retroalimentar el análisis de las adiciones y retiros, información que es estratégica para la actualización de la base tarifaria y el cálculo del rédito para el desarrollo.*

*En lo que respecta al sistema de distribución, como consta en el informe técnico, la Intendencia realizó la valoración de la propuesta que presentó el ICE para modificar los parámetros aplicables a la tarifa de media tensión b (TMTb), cuyo propósito es la fijación de una tarifa competitiva para las empresas electro-intensivas, en los términos y criterios presentados por la empresa.*

*[…]*

**III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de distribución que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, tal y como se dispone;

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

**I.** Fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustibles del sistema de distribución que presta el ICE a partir del 1 de abril de 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2020, de la siguiente manera:

| ICE<br>Sistema de distribución | | Estructura de costos sin CVC | Estructura de costos sin CVC | Estructura de costos sin CVC |
|---|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige desde el 1/abr/2019 al 31/dic/2019** | **Rige desde el 1/ene/2020 al 31/dic/2020** | **Rige a partir del 1/ene/2021** |
| **► Tarifa T-RE: tarifa residencial** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Bloque 0-40 | Cargo fijo | 3 299,20 | 3 058,40 | 3 166,80 |
| Bloque 41-200 | cada kWh | 82,48 | 76,46 | 79,17 |
| Bloque 201 y más | cada kWh | 148,66 | 137,79 | 142,67 |
| **► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios** | | | | |
| ○ **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 124.23 | 115,14 | 119,22 |
| - | | | | |
| ○ **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 74.34 | 68,90 | 71,34 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 12 287.27 | 11 388,70 | 11 791,86 |
| **► Tarifa T-IN: tarifa Industrial** | | | | |
| ○ **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 124.23 | 115,14 | 119,22 |
| - | | | | |
| ○ **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 74.34 | 68,90 | 71,34 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 12 287.27 | 11 388,70 | 11 791,86 |
| **► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social** | | | | |
| ○ **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 83.50 | 77,39 | 80,13 |
| - | | | | |
| ○ **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | cada kWh | 49.89 | 46,25 | 47,89 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | cada kW | 8 047.27 | 7 458,77 | 7 722,81 |
| **► Tarifa T-MT: tarifa media tensión** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 71,28 | 66,07 | 68,41 |
| Periodo Valle | cada kWh | 26,48 | 24,54 | 25,41 |
| Periodo Noche | cada kWh | 16,30 | 15,10 | 15,63 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 11 566,35 | 10 720,51 | 11 100,02 |
| Periodo Valle | cada kW | 8 075,77 | 7 485,20 | 7 750,18 |
| Periodo Noche | cada kW | 5 172,73 | 4 794,45 | 4 964,17 |
| **► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en dólares** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kWh | 118,67 | 118,67 | |
| Periodo Valle | cada kWh | 40,77 | 40,77 | |
| Periodo Noche | cada kWh | 26,17 | 26,17 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| Periodo Punta | cada kW | 3 485,34 | 3 485,34 | |
| Periodo Valle | cada kW | 2 433,10 | 2 433,10 | |
| Periodo Noche | cada kW | 1 559,18 | 1 559,18 | |

***T-MTb Tarifa Media Tensión b***

c. Aplicación:

- Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios), con una vigencia de 21 meses contados a partir de abril de 2019 hasta diciembre de 2020, la cual estará sujeta a revisión por parte de la Autoridad Reguladora, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 1 000 000 KWh/mes de energía y 2 000 kW/mes de potencia, al menos 10 de los últimos 12 meses del año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente en la facturación del doceavo mes, se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.
- Par los clientes con un servicio nuevo, éstos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de potencia y energía señaladas en esta aplicación, no así en cuanto al cumplimiento del consumo histórico de los 12 meses.
- Los clientes que incumplan con los apartados anteriores, se les reclasificará en la tarifa T-MT y para que puedan optar nuevamente por esta tarifa, deberán cumplir con lo indicado en el punto 1 de esta aplicación.
- Excluir de la condición de consumo mínimo de potencia y energía a los clientes que demuestren cumplir con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que hayan realizado acciones de eficiencia energética.

Características del servicio: Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

**II.** Fijar la tarifa de acceso a las redes de distribución del ICE, a partir del 1 de abril del 2019 y hasta el 31 de diciembre del 2020, de la siguiente manera:

| ICE | Vigente | Propuesta | Δ Absoluta | Δ Porcentual |
|---|---|---|---|---|
| Tarifa de acceso cada kWh | 27,86 | 28,27 | 0,41 | 1,5% |

**III.** Tener como respuesta a las oposiciones lo externado en el Considerando II de la presente resolución.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—Solicitud N°060-2019.—O. C. N° 9123-2019.—( IN2019331911 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0027-IE-2019 del 22 de marzo de 2019**

# APLICACIÓN PARA EL II TRIMESTRE DE 2019 DE LA "METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD, PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES (CVC) UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA CONSUMO NACIONAL" PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.

**ET-018-2019**

## RESULTANDO:

**I.** Que el 19 de marzo del 2012, mediante resolución RJD-017-2012, la Junta Directiva aprobó la "*Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional"*, tramitada en el expediente OT-111-2011 y publicada en La Gaceta Nº 74 del 17 de abril del 2012; la cual fue modificada mediante resolución RJD-128-2012 del 1 de noviembre del 2012, publicada en el Alcance Digital Nº 197 a La Gaceta Nº 235 del 5 de diciembre del 2012.

**II.** Que el 07 de marzo de 2019, mediante oficio OF-0311-IE-2019, la Intendencia de Energía solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo.

**III.** Que el 08 de marzo de 2019, mediante el oficio IN-0028-IE-2019, la Intendencia de Energía emitió el informe de la aplicación trimestral de la "Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional".

**IV.** Que el 08 de marzo del 2019, mediante el oficio OF-0314-IE-2019, sobre la base del informe técnico IN-0028-IE-2019 citado, el Intendente de Energía solicitó la convocatoria a participación ciudadana (folios 03 al 40).

**V.** Que el 14 de marzo del 2019 se publicó en La Gaceta N° 52, la convocatoria a participación ciudadana, dicho día se publicó también en los diarios de circulación nacional La Teja, La Extra y La Nación. El 20 de marzo del 2019, a las dieciséis horas venció el plazo para presentar posiciones (folios 178).

**VI.** Que el 19 de marzo de 2019, mediante la resolución RE-0022-IE-2019, la Intendencia de Energía establece ajuste tarifario para el sistema de distribución de la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca).

**VII.** Que el 20 de marzo del 2019, mediante el oficio IN-070-DGAU-2019, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) aportó el informe de oposiciones y coadyuvancias, en el cual se indica que vencido el plazo establecido, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.

**VIII.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante la resolución RE-0024-IE-2019, la Intendencia de Energía establece ajuste tarifario para el sistema de generación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

**IX.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante la resolución RE-0026-IE-2019, la Intendencia de Energía establece ajuste tarifario para el sistema de distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

**X.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0035-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión tarifaria y en dicho estudio técnico recomendó establecer los cargos trimestrales por empresa para el II trimestre 2019 aplicables a la estructura de costos sin combustibles.

## CONSIDERANDO:

**I.** Que del informe técnico IN-0035-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

### *II. ANÁLISIS DEL ASUNTO*

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

*La aplicación de la "Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional" permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la generación térmica, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las*

*empresas distribuidoras del país, razón por la cual la metodología también prevé un procedimiento extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución.*

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

*A continuación se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Combustibles para el II trimestre 2019.*

## ***Análisis del mercado***

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

### *1.1 Sistema de generación*

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

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

*Las ventas se obtienen a partir del estudio de mercado realizado para cada una de las empresas distribuidoras, con la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados por sectores hasta enero del 2019.*

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

*La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía de este, dando como resultado un 11,4%[1]. Con esta información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.*

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

*Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se utilizaron las series de tiempo disponibles desde enero 2010 a enero de 2019.*

*Los ingresos sin combustibles del sistema de generación se calcularon tomando en cuenta las tarifas según la RE-0024-IE-2019, expediente ET-077-2018. En el siguiente cuadro se muestran los ingresos sin combustibles para el sistema de generación del ICE, los ingresos con combustibles y las ventas en unidades físicas.*

*CUADRO Nº 1*
*SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE*
*ESTIMACIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS, INGRESOS(*) SIN COMBUSTIBLES Y CON COMBUSTIBLES POR MES*
*II TRIMESTRE 2019*

| Mes | Ventas (GWh) | Ingresos sin combustible (Millones de colones) | Ingresos con combustible (Millones de colones) |
|---|---|---|---|
| Abril | 852,00 | 45 753,32 | 49 293,06 |
| Mayo | 829,96 | 44 333,75 | 45 672,09 |
| Junio | 792,43 | 42 821,14 | 43 279,77 |
| TOTAL | 2 474,39 | 132 908,21 | 138 244,91 |

*(*) Se incluye los ingresos de los usuarios directos*
***Fuente:*** *Intendencia de Energía, Aresep.*

### *1.2 Generación térmica e importaciones*

*Es importante tener presente la importante disminución que se registró en la generación térmica del año 2017 y 2018 y el bajo consumo de combustibles estimado para 2019, lo cual impacta las tarifas finales, esto debido a una mayor generación eléctrica con fuentes renovables y un aumento en las importaciones de energía provenientes del Mercado Eléctrico Regional (MER). La primera se explica por mejores condiciones en el clima y a nuevos proyectos que han empezado a*

[1] Correspondientes a 2015.

*inyectar energía al sistema y la segunda se relaciona con el esfuerzo que ha venido realizando la Intendencia de Energía, promoviendo acciones para que el Mercado Eléctrico Nacional se beneficie de las oportunidades que brinda el Mercado Eléctrico Regional.*

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

*La Intendencia actualizó las cifras de ventas a los abonados directos y las empresas distribuidoras a enero de 2019. Asimismo, se actualizó a ese mes, los datos por concepto de compras de energía al sistema de generación y transmisión del ICE.*

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

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

*Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:*

- *La resolución RE-0026-IE-2019, expediente ET-076-2018 para ICE.*
- *La resolución RE-022-IE-2019, expediente ET-006-2019 para COOPELESCA.*
- *La resolución RE-0016-IE-2019, expediente ET-071-2018 para ESPH publicados en la Gaceta 37, Alcance 41 del 21 de febrero de 2019.*
- *La resolución RE-0012-IE-2019, expediente ET-062-2018 para JASEC publicados en la Gaceta 27, Alcance 28 del 7 de febrero de 2019.*
- *La resolución RE-0003-IE-2019 expediente ET-048-2018 para CNFL publicados en la Gaceta 18, Alcance 19 del 25 de enero de 2019.*

- *La resolución RE-0108-IE-2018, expediente ET-032-2018 para COOPEGUANACASTE publicados en la Gaceta 7, Alcance 7 del 10 de enero de 2019.*

- *La resolución RIE-045-2018, expediente ET-015-2018 para COOPESANTOS publicados en la Gaceta 90, Alcance 108 del 23 de mayo de 2018.*
- *La resolución RIE-045-2018, expediente ET-015-2018 para COOPEALFARORUIZ publicados en la Gaceta 90, Alcance 108 del 23 de mayo de 2018.*

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

*CUADRO Nº 2*
*ESTIMACIÓN DE COMPRAS DE ENERGÍA AL ICE GENERACION, INGRESOS SIN Y CON COMBUSTIBLES POR VENTA DE ENERGÍA A SUS ABONADOS POR EMPRESA*
*MILLONES DE COLONES*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Empresa | Costo de la energía comprada sin combustible | Costo CVC por compra de energía | Ingresos sin combustibles | Ingresos con combustibles |
|---|---|---|---|---|
| ICE | 59 129,44 | 2 377,00 | 101 404,17 | 103 781,17 |
| CNFL | 50 385,20 | 2 025,49 | 82 977,90 | 85 003,38 |
| JASEC | 6 761,48 | 271,81 | 11 953,54 | 12 225,36 |
| ESPH | 6 110,59 | 245,65 | 10 922,63 | 11 168,27 |
| COOPELESCA | 3 174,88 | 127,63 | 10 234,44 | 10 362,07 |
| COOPEGUANACASTE | 3 718,92 | 149,50 | 11 064,13 | 11 213,63 |
| COOPESANTOS | 957,48 | 38,49 | 2 778,33 | 2 816,82 |
| COOPEALFARO | 347,63 | 13,97 | 576,52 | 590,49 |
| **TOTAL** | **130 585,63** | **5 249,54** | **231 911,65** | **237 161,20** |

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

*La columna: "Ingreso con combustible" incluye el costo variable por combustibles actualizado para el año 2019 en cada una de las tarifas, utilizando el cargo trimestral indicado en el cuadro No. 11 del presente informe.*

### *1.4 Análisis de los combustibles*

*Para estimar en unidades físicas la generación térmica para el II trimestre 2019, se tomaron las proyecciones obtenidas por Aresep de la forma que anteriormente se detalló, esto por cuanto para este momento se han actualizado todos los mercados de las distribuidoras, y se cuenta con información real para todas las empresas al mes de enero 2019; de manera que la generación térmica estimada por Aresep para el II trimestre 2019 es de 35,43 GWh, al igual que el ICE. A continuación se presentan ambas estimaciones por mes:*

*CUADRO Nº 3*
*SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE*
*ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON PLANTAS TÉRMICAS POR MES*
*EN GWh*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Mes | Estimación ARESEP GWh | Estimación ICE GWh |
|---|---|---|
| **Abril** | 27,56 | 27,56 |
| **Mayo** | 7,87 | 7,87 |
| **Junio** | 0,00 | 0,00 |
| **TOTAL** | 35,43 | 35,43 |

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

*Es importante indicar que el balance de energía asumido por Aresep considera las importaciones estimadas por el ICE para el periodo, de forma que las mismas sustituyen generación térmica, cuando su costo es menor.*

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

*CUADRO Nº 4*
*ESTIMACIÓN DEL GASTO EN COMBUSTIBLES POR GENERACIÓN TÉRMICA*
*POR TRIMESTRE*
*MILLONES DE COLONES*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Ente | II Trimestre | TOTAL |
|---|---|---|
| **ARESEP** | 3 960,81 | 3 960,81 |
| **ICE** | 4 535,56 | 4 535,56 |

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

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

*Para distribuir la energía entre las plantas térmicas, la Autoridad Reguladora utiliza el siguiente criterio: se inicia asignando la generación de la planta con mayor rendimiento (kWh/litro) y luego a las de menor rendimiento, siguiendo la forma de distribución por plantas del ICE en los casos en que la generación térmica estimada por Aresep es menor a la del ICE. En los meses en los que Aresep hubiera estimado una generación mayor, se asignaría a la planta con mayor rendimiento un monto no mayor al máximo que el ICE le haya asignado anteriormente (para tomar en cuenta las restricciones técnicas que puedan existir) y así, con las demás plantas. El rendimiento de las plantas utilizado es el promedio real por planta obtenido de la información aportada por el ICE mediante el oficio 5407-029-2019.*

*Los precios de los combustibles (diésel térmico, búnker y búnker de bajo azufre) utilizados para los cálculos son los aprobados mediante la resolución RE-0019-IE-2019, publicada en La Gaceta 41, Alcance 45 del 27 de febrero de 2019, correspondientes a los precios vigentes. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente.*

*Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel térmico se utilizó la fórmula establecida en la RIE-065-2018 del*

*expediente ET-018-2018, publicada en La Gaceta 139, Alcance 139 del 1 de agosto de 2018 y por concepto de transporte de búnker se utilizó la fórmula establecida en la resolución RIE-079-2014, expediente ET-107-2014, publicada en la Gaceta 208, Alcance 61 del 29 de octubre de 2014. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de "Barranca" con una distancia promedio de 7 Km a planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.*

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

*CUADRO Nº 5*
*PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA*
*COLONES POR LITRO*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Componente | Búnker Térmico ICE | Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre2 | Total general |
|---|---|---|---|
| **Precio Plantel** | 295,43 | 322,25 | 308,84 |
| **Impuesto único** | 23,75 | 145,50 | 84,63 |
| **Flete** | 4,96 | 4,17 | 4,56 |
| **TOTAL** | 324,14 | 471,92 | 398,03 |

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

*Para realizar los cálculos y las proyecciones, el precio del combustible total, se convierte a dólares utilizando el tipo de cambio de venta para las operaciones con el sector público no bancario de la misma fecha que la publicación de la resolución de los combustibles utilizada, en este caso, de ¢608,58 del miércoles, 27 de febrero de 2019. Pero para calcular el gasto de combustible se utiliza el tipo de cambio promedio anual proyectado para el 2019 de ¢614,17 por dólar.*

*Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el II trimestre 2019, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:*

*CUADRO Nº 6*
*CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA*
*MILLONES DE COLONES*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Mes | Gasto en combustible para Generación |
|---|---|
| **Abril** | 3 081,11 |
| **Mayo** | 879,70 |
| **Junio** | 0,00 |
| **TOTAL** | **3 960,81** |

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

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

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

#### *1.5.1 Gasto de combustibles para el II trimestre 2019:*

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

*El cargo por combustibles para el II trimestre es de 4,02%.*

#### *1.5.2 Ajuste trimestral:*

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

*Para el presente estudio, se liquidaron los meses de noviembre, diciembre 2018 y enero del 2019, para realizar las presentes liquidaciones se tomaron los costos e ingresos por CVC de la información remitida por el ICE mediante el oficio 5407-029-2019 y validados contra la información periódica suministrada por las diferentes empresas reguladas.*

*Además, para los meses en estudio se tenía un rezago que debía recuperarse procedente de las liquidaciones homólogas a las calculadas en este apartado, de la fijación anterior y tras anterior de CVC. Mediante el estudio ET-045-2018 se determinó una liquidación de ¢-267,62 millones por mes, que tenía que devolverse a los usuarios en los meses de noviembre y diciembre, de igual modo en el estudio ET-068-2018 se obtuvo una liquidación por mes ¢-343,89 de millones que tenía que devolverse al ICE en enero.*

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

*A continuación se presenta la liquidación de los meses de noviembre y diciembre 2018 así como enero del 2019:*

*CUADRO Nº 7*
*AJUSTE TRIMESTRAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN*
*NOVIEMBRE, DICIEMBRE 2018 Y ENERO 2019*
*MILLONES DE COLONES*

| Mes | Ingresos por CVC | Gastos por CVC | Liguidación de anteriores CVC a recuperar | Saldo del mes |
|---|---|---|---|---|
| **Enero** | 994,80 | 525,14 | -343,89 | 125,77 |
| **Noviembre** | -413,43 | 15,85 | -267,62 | -696,90 |
| **Diciembre** | -426,45 | 110,70 | -267,62 | -804,77 |
| **TOTAL** | **154,92** | **651,69** | **-879,13** | **-1 375,90** |

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

*Como se observa en el cuadro anterior, durante este periodo se obtuvo una liquidación negativa. Lo implica que se le debe devolver recursos al ICE, considerando que con la tarifa otorgada no se cubrió la totalidad de los costos en que incurrió en dichos meses y se generó un faltante de recursos. Consecuentemente en los próximos tres meses se le debe reconocer al ICE un aumento en la tarifa equivalente a ¢458,63 millones por mes.*

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

*Sin embargo se realiza una revisión para los meses de noviembre y diciembre 2018 así como enero del 2019, de los ingresos que las empresas distribuidoras percibieron por el cobro del factor de CVC del sistema de distribución de su respectiva empresa, así como el gasto incurrido por el pago del factor de CVC del sistema de generación otorgado tarifariamente al ICE en los meses respectivos.*

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

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

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

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

*CUADRO Nº 8*
*LIQUIDACIÓN POR INGRESOS Y GASTOS DE CVC*
*AÑO 2017 Y PRIMER SEMESTRE 2018. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN*
*MILLONES DE COLONES*

| Empresa | Ingresos por CVC | Gastos por CVC | Liguidación de anteriores CVC a recuperar | Saldo acumulado |
|---|---|---|---|---|
| CNFL | 2 875,79 | 3 074,16 | 427,51 | 229,14 |
| COOPEALFARO | 19,05 | 17,34 | 2,00 | 3,71 |
| COOPEGUANACASTE | 316,32 | 256,04 | -39,73 | 20,56 |
| COOPELESCA | 205,97 | 116,01 | -14,99 | 74,97 |
| COOPESANTOS | 58,61 | 38,20 | -2,92 | 17,50 |
| ESPH | 525,11 | 487,97 | 16,96 | 54,10 |
| ICE | 3 073,29 | 3 596,80 | 573,28 | 49,77 |
| JASEC | 436,57 | 376,36 | -29,67 | 30,54 |
| **TOTAL** | **7 510,71** | **7 962,87** | **932,44** | **480,29** |

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

### *1.5.3 Ajuste total al sistema de generación*

*De los cálculos anteriores, para el II trimestre del 2019 el monto total a reconocer por concepto de combustibles para generación térmica es de 4 086,58 millones, la liquidación por ingresos y gastos de CVC en el sistema de generación fue de -1 250,13 millones, dicha liquidación al ser negativa aumenta el factor de combustible a incorporar en tarifas.*

*En el cuadro 9 del presente informe, se detalla el cálculo del factor de combustible para el sistema de generación; al tomar el costo por CVC estimado y al incorporar las liquidaciones correspondientes, se obtiene un resultado neto de: ¢5 336,7 millones; los cuales deben ser reflejados en las tarifas finales del sistema de generación y en las compras en el sistema de distribución para el periodo de interés.*

*CUADRO Nº 9*
*CÁLCULO DEL FACTOR POR CVC PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN POR TRIMESTE.*
*MILLONES DE COLONES*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Mes | II Trimestre |
|---|---|
| **Ingresos sin CVC** | 132 908,21 |
| **Costo CVC** | 4 086,58 |
| **Liquidación de CVC a recuperar** | -1 250,13 |
| **Factor de combustible** | **4,02%** |

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

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

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

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

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

*CUADRO Nº 10*
*MONTOS POR COMPRAS DE ENERGÍA, GASTO CVC E INGRESOS SIN CVC POR EMPRESA DISTRIBUIDORA*
*MILLONES DE COLONES*
*II TRIMESTRE 2019.*

| Empresa | Costo de la energía comprada sin combustible | Costo CVC por compra de energía | Ingresos sin combustibles |
|---|---|---|---|
| ICE | 59 129,44 | 2 377,00 | 101 404,17 |
| CNFL | 50 385,20 | 2 025,49 | 82 977,90 |
| JASEC | 6 761,48 | 271,81 | 11 953,54 |
| ESPH | 6 110,59 | 245,65 | 10 922,63 |
| COOPELESCA | 3 174,88 | 127,63 | 10 234,44 |
| COOPEGUANACASTE | 3 718,92 | 149,50 | 11 064,13 |
| COOPESANTOS | 957,48 | 38,49 | 2 778,33 |
| COOPEALFARO | 347,63 | 13,97 | 576,52 |
| **TOTAL** | **130 585,63** | **5 249,54** | **231 911,65** |

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

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

*CUADRO Nº 11*
*CARGO TRIMESTRAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA*
*II TRIMESTRE 2019.*

| SISTEMA | EMPRESA | II Trimestre |
|---|---|---|
| GENERACIÓN | ICE T-CB y T-SD | 4,02% |
| | ICE T-UD | 4,02% |
| DISTRIBUCIÓN | ICE | 2,34% |
| | CNFL | 2,44% |
| | JASEC | 2,27% |
| | ESPH | 2,25% |
| | COOPELESCA | 1,25% |
| | COOPEGUANACASTE | 1,35% |
| | COOPESANTOS | 1,39% |
| | COOPEALFARORUIZ | 2,42% |

***Fuente:*** *Intendencia Energía, ARESEP.*

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

### *2. Estructura tarifaria*

*En este informe no se incluyen las descripciones de las aplicaciones de cada una de las tarifas de los pliegos tarifarios, por lo que se mantiene las establecidas en la resolución RE-0112-IE-2018, mas las descripciones adicionadas para la aplicación de la tarifa T-MTb.*

## *III. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN*

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

## *IV. CONSULTA PÚBLICA*

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

*Se publicó el 14 de marzo del 2019 en La Gaceta 52. Asimismo, fue publicada en dicho día, en tres periódicos de circulación nacional: La Teja, La Extra y La Nación.*

*En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (IN-070-DGAU-2019), se indica que: vencido el plazo establecido, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.*

## *V. CONCLUSIONES*

1. *Los ingresos sin combustibles del ICE generación para el II trimestre 2019 son de ¢132 908,21 millones.*

2. *Las unidades físicas de generación térmica estimadas por Aresep para el II trimestre 2019 son de 35,43 GWh.*

3. *El gasto estimado por Aresep en consumo de combustibles para generación térmica para el II trimestre es de 3 960,81 millones.*

4. *El monto del ajuste correspondiente a los meses de noviembre y diciembre 2018, así como enero del 2019, que se traslada al II trimestre del 2019, incluidos los combustibles del periodo se calculó en ¢-1 375,90 millones (que implica una devolución al ICE de ¢458,63 millones por mes).*

5. *De acuerdo con el análisis técnico realizado, los cargos del ICE generación por combustibles para el II trimestre es de 4,02% para las tarifas T-CB, T-SD y T-UD. Además, para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras para el II trimestre 2019 los porcentajes son los indicados en el cuadro Nº 11.*

*[…]*

**II.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es establecer los cargos trimestrales por empresa para el II trimestre 2019 aplicables a la estructura de costos sin combustibles, tal y como se dispone;

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

**I.** Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el II trimestre 2019 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas:

| SISTEMA | EMPRESA | II Trimestre |
|---|---|---|
| GENERACIÓN | ICE T-CB y T-SD | 4,02% |
| | ICE T-UD | 4,02% |
| DISTRIBUCIÓN | ICE | 2,34% |
| | CNFL | 2,44% |
| | JASEC | 2,27% |
| | ESPH | 2,25% |
| | COOPELESCA | 1,25% |
| | COOPEGUANACASTE | 1,35% |
| | COOPESANTOS | 1,39% |
| | COOPEALFARORUIZ | 2,42% |

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

| ICE Sistema de generación | | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Energía Punta | cada kWh | 53,56 | 55,71 |
| | b. Energía Valle | cada kWh | 43,87 | 45,63 |
| | c. Energía Noche | cada kWh | 37,25 | 38,75 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Potencia Punta | cada kW | 2 840,52 | 2 954,71 |
| | e. Potencia Valle | cada kW | 2 840,52 | 2 954,71 |
| | f. Potencia Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 |
| **Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Energía Punta | cada kWh | 52,87 | 55,00 |
| | b. Energía Valle | cada kWh | 43,31 | 45,05 |
| | c. Energía Noche | cada kWh | 37,03 | 38,52 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Potencia Punta | cada kW | 2 840,52 | 2 954,71 |
| | e. Potencia Valle | cada kW | 2 840,52 | 2 954,71 |
| | f. Potencia Noche | cada kW | 0,00 | 0,00 |
| **Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Energía Punta | cada kWh | 0,062 | 0,064 |
| | b. Energía Valle | cada kWh | 0,052 | 0,054 |
| | c. Energía Noche | cada kWh | 0,045 | 0,047 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Potencia Punta | cada kW | 3,305 | 3,438 |
| | e. Potencia Valle | cada kW | 3,305 | 3,438 |
| | f. Potencia Noche | cada kW | 0,000 | 0,000 |

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

| ICE Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-40 kWh | Cargo fijo | 3 299,20 | 3 376,40 |
| b. Bloque 41-200 kWh | cada kWh | 82,48 | 84,41 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | cada kWh | 148,66 | 152,14 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 124,23 | 127,14 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Consumo de Energía cada kWh | cada kWh | 74,34 | 76,08 |
| *c. Consumo de Potencia cada kW* | cada kW | 12 287,27 | 12 574,79 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 124,23 | 127,14 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Consumo de Energía cada kWh | cada kWh | 74,34 | 76,08 |
| *c. Consumo de Potencia cada kW* | cada kW | 12 287,27 | 12 574,79 |
| **Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 83,50 | 85,45 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Consumo de Energía cada kWh | cada kWh | 49,89 | 51,06 |
| *c. Consumo de Potencia cada kW* | cada kW | 8 047,27 | 8 235,58 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 71,28 | 72,95 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 26,48 | 27,10 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 16,30 | 16,68 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 11 566,35 | 11 837,00 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 8 075,77 | 8 264,74 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 5 172,73 | 5 293,77 |
| **Tarifa T-MTb tarifa media tensión en dólares** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 118,67 | 121,45 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 40,77 | 41,72 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 26,17 | 26,78 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 3 485,34 | 3 566,90 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 2 433,10 | 2 490,04 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 1 559,18 | 1 595,67 |

***Continua…***

| CNFL Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019** | **Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019** |
| **Tarifa T-PR tarifa promocional** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 118,41 | 121,30 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 213 870,00 | 219 090,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 71,29 | 73,03 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 89 272,72 | 91 450,96 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 11 159,09 | 11 431,37 |
| **Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 79,75 | 81,70 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 137 760,00 | 141 120,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 45,92 | 47,04 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 59 473,28 | 60 924,40 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 7 434,16 | 7 615,55 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 60,41 | 61,88 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 30,20 | 30,94 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 21,75 | 22,28 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 10 592,44 | 10 850,90 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 7 536,86 | 7 720,76 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 4 784,54 | 4 901,28 |

| JASEC Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 080,80 | 2 127,90 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 69,36 | 70,93 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 84,90 | 86,83 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 98,05 | 100,28 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 175 800,00 | 179 790,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 58,60 | 59,93 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 73 335,52 | 75 000,24 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 9 166,94 | 9 375,03 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 98,05 | 100,28 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 175 800,00 | 179 790,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 58,60 | 59,93 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 73 335,52 | 75 000,24 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 9 166,94 | 9 375,03 |
| **Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 70,55 | 72,15 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 121 980,00 | 124 740,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 40,66 | 41,58 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 49 285,68 | 50 404,48 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 6 160,71 | 6 300,56 |

***Continua…***

| JASEC Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019** | **Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019** |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 53,81 | 55,03 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 26,30 | 26,90 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 17,94 | 18,35 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 9 470,67 | 9 685,65 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 6 790,91 | 6 945,06 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 4 645,66 | 4 751,12 |
| **Tarifa T-MTb tarifa media tensión en dólares** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| Energía Punta | cada kWh | 109,90 | 112,39 |
| Energía Valle | cada kWh | 37,76 | 38,62 |
| Energía Noche | cada kWh | 24,24 | 24,79 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| Potencia Punta | cada kW | 3 227,79 | 3 301,06 |
| Potencia Valle | cada kW | 3 253,31 | 2 304,46 |
| Potencia Noche | cada kW | 1443.97 | 1 476,75 |

| ESPH Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 062,20 | 2 108,70 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 68,74 | 70,29 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 88,88 | 90,88 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 94,81 | 96,94 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 159 990,00 | 163 590,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 53,33 | 54,53 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 86 594,50 | 88 542,90 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 8 659,45 | 8 854,29 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 94,81 | 96,94 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 159 990,00 | 163 590,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 53,33 | 54,53 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 86 594,50 | 88 542,90 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 8 659,45 | 8 854,29 |
| **Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 68,74 | 70,29 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 142 200,00 | 145 410,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 47,40 | 48,47 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 73 985,20 | 75 649,90 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 7 398,52 | 7 564,99 |

***Continua…***

| ESPH | Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-MT** | **tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Energía Punta | cada kWh | 62,81 | 64,22 |
| | b. Energía Valle | cada kWh | 31,99 | 32,71 |
| | c. Energía Noche | cada kWh | 26,07 | 26,66 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Potencia Punta | cada kW | 10 523,59 | 10 760,37 |
| | e. Potencia Valle | cada kW | 7 312,01 | 7 476,53 |
| | f. Potencia Noche | cada kW | 4 873,08 | 4 982,72 |

| COOPELESCA Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/04/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 215,50 | 2 243,10 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 73,85 | 74,77 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 92,85 | 94,01 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 96,01 | 97,21 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 234 210,00 | 237 150,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 78,07 | 79,05 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 47 285,80 | 47 876,90 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 4 728,58 | 4 787,69 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 96,01 | 97,21 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 234 210,00 | 237 150,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 78,07 | 79,05 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 47 285,80 | 47 876,90 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 4 728,58 | 4 787,69 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 77,02 | 77,98 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 65,41 | 66,23 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 59,08 | 59,82 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 4 431,07 | 4 486,46 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 4 431,07 | 4 486,46 |

| COOPEGUANACASTE Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/01/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 067,60 | 2 095,50 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 68,92 | 69,85 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 97,16 | 98,47 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 101,69 | 103,06 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 193 200,00 | 195 810,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 64,40 | 65,27 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 95 110,50 | 96 394,50 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 9 511,05 | 9 639,45 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 101,69 | 103,06 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 193 200,00 | 195 810,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 64,40 | 65,27 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-10 kW | Cargo fijo | 95 110,50 | 96 394,50 |
| e. Bloque mayor a 10 kW | cada kW | 9 511,05 | 9 639,45 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 84,74 | 85,88 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 73,45 | 74,44 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 65,54 | 66,42 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 3 839,22 | 3 891,05 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 3 839,22 | 3 891,05 |

| COOPESANTOS Sistema de distribución | | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | | detalle del cargo | Rige del 01/01/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-RE** | **tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Bloque 0-40 kWh | Cargo fijo | 3 228,40 | 3 273,20 |
| | b. Bloque 41-200 kWh | cada kWh | 80,71 | 81,83 |
| | c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 130,62 | 132,44 |
| **Tarifa T-CO** | **tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | | cada kWh | 156,11 | 158,28 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 283 530,00 | 287 460,00 |
| | c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 94,51 | 95,82 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Bloque 0-15 kW | Cargo fijo | 232 195,50 | 235 423,05 |
| | e. Bloque mayor a 15 kW | cada kW | 15 479,70 | 15 694,87 |
| **Tarifa T-IN** | **tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | | cada kWh | 156,11 | 158,28 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 283 530,00 | 287 460,00 |
| | c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 94,51 | 95,82 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | d. Bloque 0-15 kW | Cargo fijo | 232 195,50 | 235 423,05 |
| | e. Bloque mayor a 15 kW | cada kW | 15 479,70 | 15 694,87 |
| **Tarifa T-CS** | **tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | a. Bloque 0-250 kWh | cada kWh | 111,51 | 113,06 |
| | b. Bloque mayor a 250 kWh | cada kWh | 156,11 | 158,28 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | | |
| | c. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 283 530,00 | 287 460,00 |
| | d. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 94,51 | 95,82 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | | |
| | e. Bloque 0-15 kW | Cargo fijo | 232 195,50 | 235 423,05 |
| | f. Bloque mayor a 15 kW | cada kW | 15 479,70 | 15 694,87 |

***Continua…***

| COOPESANTOS Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 01/01/2019 al 31/12/2019 | Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 74,34 | 75,37 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 29,74 | 30,15 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 19,12 | 19,39 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 11 358,08 | 11 515,96 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 8 250,67 | 8 365,35 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 5 194,24 | 5 266,44 |

| COOPEALFARO RUIZ Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| **Categoría tarifaria** | **detalle del cargo** | **Rige del 01/01/2019 al 31/12/2019** | **Rige del 01/04/2019 al 30/06/2019** |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 137,20 | 2 188,80 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 71,24 | 72,96 |
| c. Bloque mayor a 200 kWh | kWh adicional | 92,61 | 94,85 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 99,73 | 102,14 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 181 650,00 | 186 060,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 60,55 | 62,02 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-15 kW | Cargo fijo | 141 977,40 | 145 413,30 |
| e. Bloque mayor a 15 kW | cada kW | 9 465,16 | 9 694,22 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 99,73 | 102,14 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 181 650,00 | 186 060,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 60,55 | 62,02 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-15 kW | Cargo fijo | 141 977,40 | 145 413,30 |
| e. Bloque mayor a 15 kW | cada kW | 9 465,16 | 9 694,22 |

**IV.** Instruir a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad -para el servicio de generación-, que para el siguiente ajuste por costo variable de combustible, se cumpla con la entrega de información requerida mediante las resoluciones RJD-017-2012, RIE-089-2019, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—Solicitud N°057-2019.—O. C. N° 9123-2019.—( IN2019331913 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**
**RE-0029-IE-2019 del 26 de marzo de 2019**

**RECTIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN RE-0027-IE-2019 DEL 22 DE MARZO DE 2019, REFERENTE A LA APLICACIÓN PARA EL II TRIMESTRE DE 2019 DE LA "METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD, PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES (CVC) UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA CONSUMO NACIONAL" PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

**ET-018-2019**

**RESULTANDO:**

**I.** Que el 22 de marzo de 2019, mediante la resolución RE-0027-IE-2019, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta, la Intendencia de Energía *(IE)* resolvió establecer los cargos por empresa distribuidora para el II trimestre de 2019, aplicables a la estructura de costos sin combustibles.

**II.** Que el 26 de marzo de 2019, mediante el informe técnico IN-0037-IE-2019, la Intendencia de Energía emitió el informe técnico referente a la rectificación de resolución RE-027-IE-2019.

**CONSIDERANDO:**

**I.** Que del informe técnico IN-0037-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

*[…]*

***II. ANÁLISIS DEL ASUNTO***

1. *En la resolución RE-0027-IE-2019 del 22 de marzo de 2019, se dispuso, entre otras cosas, establecer los cargos por empresa distribuidora para el II trimestre de 2019, aplicables a la estructura de costos sin combustibles.*

2. *En el "Por Tanto III de dicha resolución se dispuso lo siguiente:*

   *[…] Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla (¢/kWh, ¢/kW y %, según corresponda): […]*

3. *En el citado "Por Tanto" se fijaron los pliegos tarifarios del sistema de distribución de las empresas distribuidoras, entre ellas la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), la cual presentó un pliego tarifario incompleto, omitiendo la tarifa residencial (T-RE), residencial horaria (T-REH) y comercio y servicios (T-CO).*

4. *Asimismo, en el "Por Tanto III", correspondiente al pliego tarifario de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (Jasec), para la tarifa media tensión (T-MTb) en dólares por consumo de potencia (kW) se estableció un monto de 1443.97 con un punto decimal, cuando lo correcto fue haber utilizado una coma. De tal manera que se lea 1 443,97.*

5. *Finalmente, en el mismo "Por Tanto" se fijó el pliego tarifario del sistema de distribución de ICE y de Jasec, para lo cual se incluyó para cada empresa, un cuadro donde se indicó la estructura de costos sin costo variable por combustible (CVC). En la columna denominada "Categoría tarifaria" en la fila titulada "Tarifa T-MTb: tarifa media tensión", en ambos casos se utilizó la palabra **"en dólares"**, cuando lo correcto debió haber sido utilizar la palabra **"en colones"**, por cuanto la información ahí incluida está fijada en dicha unidad monetaria.*

6. *Por lo anterior, lo procedente es rectificar los puntos 3, 4 y 5 expuestos anteriormente.*

7. *La Ley General de la Administración Pública en el artículo 157 establece que […] En cualquier tiempo podrá la Administración rectificar los errores materiales o de hecho y los aritméticos […].*

   *[…]*

**II.** Que de conformidad con lo establecido en los resultandos y considerandos anteriores, lo procedente es rectificar el "Por Tanto III" de la resolución RE-027-IE-2019, tal y como se dispone:

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

**I.** Rectificar el "Por Tanto III" de la resolución RE-0027-IE-2019, correspondiente al pliego tarifario de CNFL para que se lea de la siguiente manera:

| CNFL Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/4/2019 al 31/12/2019 | Rige del 1/4/2019 al 30/6/2019 |
| **Tarifa T-RE tarifa residencial** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-30 kWh | Cargo fijo | 2 102,10 | 2 153,40 |
| b. Bloque 31-200 kWh | cada kWh | 70,07 | 71,78 |
| c. Bloque 201-300 kWh | cada kWh | 107,53 | 110,15 |
| d. Bloque mayor a 300 kWh | kWh adicional | 111,16 | 113,87 |
| **Tarifa T-REH tarifa residencial horaria** | | | |
| **Clientes consumo de 0 a 300 kWh** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Bloque 0-300 KWh Punta | cada kWh | 148,61 | 152,24 |
| b. Bloque 0-300 KWh Valle | cada kWh | 61,61 | 63,11 |
| c. Bloque 0-300 KWh Noche | cada kWh | 25,37 | 25,99 |
| **Clientes consumo de 301 a 500 kWh** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| d. Bloque 301-500 KWh Punta | cada kWh | 169,16 | 173,29 |
| e. Bloque 301-500 KWh Valle | cada kWh | 68,87 | 70,55 |
| f. Bloque 301-500 KWh Noche | cada kWh | 29,00 | 29,71 |
| **Clientes consumo más de 501 kWh** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| g. Bloque mayor a 500 KWh Punta | cada kWh | 200,56 | 205,45 |
| h. Bloque mayor a 500 KWh Valle | cada kWh | 80,95 | 82,93 |
| i. Bloque mayor a 500 KWh Noche | cada kWh | 37,46 | 38,37 |
| **Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 118,41 | 121,30 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 213 870,00 | 219 090,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 71,29 | 73,03 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 89 272,72 | 91 450,96 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 11 159,09 | 11 431,37 |
| **Tarifa T-IN tarifa industrial** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 118,41 | 121,30 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 213 870,00 | 219 090,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 71,29 | 73,03 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 89 272,72 | 91 450,96 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 11 159,09 | 11 431,37 |

***Continua…***

| CNFL Sistema de distribución | | Estructura de Costos sin combustible | Tarifa (incluye CVC) |
|---|---|---|---|
| Categoría tarifaria | detalle del cargo | Rige del 1/4/2019 al 31/12/2019 | Rige del 1/4/2019 al 30/6/2019 |
| **Tarifa T-PR tarifa promocional** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 118,41 | 121,30 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 213 870,00 | 219 090,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 71,29 | 73,03 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 89 272,72 | 91 450,96 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 11 159,09 | 11 431,37 |
| **Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social** | | | |
| **Clientes consumo exclusivo de energía** | | | |
| *a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh* | cada kWh | 79,75 | 81,70 |
| **Clientes consumo energía y potencia** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| b. Bloque 0-3000 kWh | Cargo fijo | 137 760,00 | 141 120,00 |
| c. Bloque mayor a 3000 kWh | cada kWh | 45,92 | 47,04 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Bloque 0-8 kW | Cargo fijo | 59 473,28 | 60 924,40 |
| e. Bloque mayor a 8 kW | cada kW | 7 434,16 | 7 615,55 |
| **Tarifa T-MT tarifa media tensión** | | | |
| *Por consumo de energía (kWh)* | | | |
| a. Energía Punta | cada kWh | 60,41 | 61,88 |
| b. Energía Valle | cada kWh | 30,20 | 30,94 |
| c. Energía Noche | cada kWh | 21,75 | 22,28 |
| *Por consumo de potencia (kW)* | | | |
| d. Potencia Punta | cada kW | 10 592,44 | 10 850,90 |
| e. Potencia Valle | cada kW | 7 536,86 | 7 720,76 |
| f. Potencia Noche | cada kW | 4 784,54 | 4 901,28 |

**II.** Rectificar el "Por Tanto III" de la resolución RE-0027-IE-2019, correspondiente al pliego tarifario de Jasec para la tarifa media tensión (T-MTb) en dólares por consumo de potencia (kW), de tal manera que se lee correctamente 1 443,97.

**III.** Rectificar la fila denominada Tarifa T-MTb: tarifa media tensión, contenida en la columna “Categoría tarifaria” del cuadro incluido en el “Por Tanto III”, para el ICE y Jasec distribución de la resolución RE-0027-IE-2019, para que se lean correctamente de la siguiente manera:

*[…]* ***Tarifa T-MTb: tarifa media tensión en colones*** *[…].*

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

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

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE**

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—O. C. N° 9123-2019.—Solicitud N° 062-2019.—( IN2019332108 ).