

ALCANCE N° 232

**PODER LEGISLATIVO
PROYECTOS**

**PODER EJECUTIVO
DECRETOS**

**REGLAMENTOS
MUNICIPALIDADES**

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

PODER LEGISLATIVO

LEYES

**ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA
REPÚBLICA DE COSTA RICA**

PLENARIO

**AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE GOICOECHEA PARA QUE DONE
UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LAS TEMPORALIDADES
DE LA ARQUIDIÓCESIS DE SAN JOSÉ**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9438

EXPEDIENTE N.º 19.897

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE GOICOECHEA PARA QUE DONE
UN TERRENO DE SU PROPIEDAD A LAS TEMPORALIDADES
DE LA ARQUIDIÓCESIS DE SAN JOSÉ**

ARTÍCULO 1.- Se autoriza a la Municipalidad de Goicoechea, cédula jurídica tres - cero uno cuatro - cero cuatro dos cero cinco uno (N.º 3-014-042051) para que done a las Temporalidades de la Arquidiócesis de San José, cédula jurídica número tres - cero uno cero - cero cuatro cinco uno cuatro ocho (N.º 3-010-045148), un terreno inscrito en el partido de San José, matrícula de folio real número tres cinco ocho siete nueve nueve-cero cero cero (N.º 358799-000), según el plano SJ-cinco siete tres ocho siete ocho-uno nueve ocho cinco (SJ-573878-1985).

El inmueble a donar, citado en el párrafo anterior, se describe de la siguiente manera: naturaleza de terreno para construir; sito en el cantón 8, Goicoechea; distrito 4, Mata de Plátano; provincia de San José. Mide mil quinientos metros cuadrados (1500 m²). Linda al norte con calle pública; al sur, con calle pública; al este, con lote 1-E y lote 7-E Inmobiliaria Chente S.A. y, al oeste, con calle pública.

ARTÍCULO 2.- La Notaría del Estado realizará la escritura de donación del terreno a que hace referencia el artículo anterior de la presente ley; además, queda facultada expresamente la Notaría del Estado para que actualice y corrija la naturaleza, la situación, la medida, los linderos y cualquier error, diferencia u omisión relacionados con los datos del inmueble a donar, así como cualquier otro dato registral o notarial que sea necesario para la debida inscripción del documento en el Registro Nacional.


Los impuestos de traspaso y gastos de inscripción ante el Registro Público de la Propiedad correrán por cuenta de las Temporalidades de la Arquidiócesis de San José, en la parte proporcional que le corresponda.

ARTÍCULO 3.- El inmueble a donar será destinado a albergar la capilla del Sagrado Corazón de Jesús. En caso de que el inmueble se destine a otro uso no autorizado en la presente ley, el bien donado volverá de pleno derecho a ser propiedad de la Municipalidad de Goicoechea.

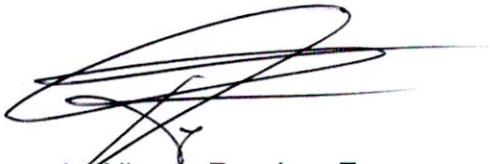
Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA.- Aprobado a los treinta días del mes de marzo de dos mil diecisiete.


COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



José Alberto Alfaro Jiménez
PRESIDENTE A.Í.



Gonzalo Alberto Ramírez Zamora
PRIMER SECRETARIO




Marta Arabela Arauz Mora
SEGUNDA SECRETARIA

dr.-

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

Ejecútese y publíquese.



LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA



GUSTAVO MATA VEGA
Ministro de Gobernación y Policía

1 vez.—(L9438-IN2017169900).

LyD/Grettel



PROYECTOS

PROYECTO DE LEY

AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE LOS CHILES, CANTÓN 14, ALAJUELA, PARA QUE SEGREGUE LOTES DE UN TERRENO DE SU PROPIEDAD Y LOS DONE A LOS BENEFICIARIOS DE LA COMUNIDAD DE LA VIRGEN DE LOS CHILES, ALAJUELA

Expediente N.º 20.515

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La comunidad de La Virgen de Los Chiles, Alajuela, nace aproximadamente en el año de 1978, gracias a una donación del Sr. Fabio Vargas Vargas, cédula 2 0193 0742, dueño de la finca, con el fin de crear un centro de población, dando inicio con una población aproximadamente de menos de 10 familias, y con el tiempo se incorporan nuevos vecinos y con ellos nacían nuevas necesidades tanto económicas, sociales, culturales y políticas vitales para el desarrollo y el buen funcionamiento de la vida, en 1984 se fundó la Escuela de La Virgen y se realiza la apertura de la ruta que comunica nuestra comunidad con la ruta nacional número 35. Y los años siguientes se gestan, y son convertidos en realidad, otros proyectos que son en la actualidad de gran beneficio para todos.

Actualmente, la comunidad goza de servicios públicos tales como servicio eléctrico por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), suministro de agua potable (asada) supervisada por Acueductos y Alcantarillados (AyA), iglesias de credos diferentes, centro de salud, (CCSS), avenidas y calles en el centro de la población en condiciones malas y una cancha de fútbol en condición mala.

La comunidad de La Virgen se ubica geográficamente en el distrito primero, Los Chiles, cantón (14) Los Chiles, provincia de Alajuela; limita al norte con la comunidad Chalupa, Exclusive; al este con la comunidad Cristo Rey, Exclusive; al sur con la comunidad de Monte Alegre, Exclusive y al oeste con Corozo Concepción, Exclusive. Es una comunidad rural con un clima lluvioso principalmente en los meses de mayo, junio, julio, agosto, setiembre, octubre, noviembre y primeros días de diciembre, esto al ser parte de las llanuras de San Carlos, y por estar en el paso de los vientos alisios y nubes cargadas de agua provenientes del Caribe, lo cual la convierte en una zona adecuada para la agricultura, tanto de granos básicos, raíces y tubérculos y productos o cultivos no tradicionales.

Es una comunidad pobre con grandes problemas en la tenencia de la tierra, vivienda e infraestructura vial comunal y problemas migratorios.

El 4 de noviembre de 1990 la FUNDACIÓN PARA LA VIVIENDA RURAL, COSTA RICA-CANADÁ, con cédula jurídica tres- cero ochenta y siete mil seiscientos noventa, (3-087690), inició un proyecto de vivienda en esta comunidad y comunidades vecinas promoviendo mejores condiciones de vida a los vecinos de estas comunidades y La Virgen, lo que generó años después dudas a esta Fundación por falta de pagos de cuotas las acordadas. La Fundación decide embargar el centro de población, con el consentimiento, en ese año, de la Asociación de Desarrollo Integral de La Virgen, este embargo fue adquirido como garantía de pago. Meses más tardes esta Fundación decide donar este terreno y regresarlo a los dueños que en la actualidad lo poseían, esto generó en los vecinos gran asombro y gratitud hacia la Fundación; terreno con una área aproximadamente de 64171.19 m², dicha tierra fue DONADA a la Municipalidad de Los Chiles como parte del gobierno local cantonal y territorial correspondiente.

La presente DONACIÓN la realiza dicha Fundación con la condición y aprobación de este municipio, Municipalidad de Los Chiles en conjunto con los habitantes de las casas de habitación que se encuentren dentro del terreno donado y se traspase a las familias que lo habitan actualmente. Además, dicho acuerdo indica que la Municipalidad traspasará los inmuebles de forma gratuita cubriendo en su totalidad los gastos de legalización respectivos.

En la actualidad estos títulos de propiedad son uno de los mayores problemas a la hora de gestionar proyectos de vivienda, generando viviendas en su mayoría en condiciones precarias y sin medidas de higiene adecuadas, siendo un título de propiedad (escritura) la mayor limitante para poder gestionar proyectos, impidiendo adquirir servicios básicos de recolección de residuos sólidos y un cobro justo en impuestos municipales a cada uno de los que poseen estas tierras, trayendo como beneficio mayores ingresos económicos al municipio para el buen funcionamiento en general del cantón, específicamente en lo que respecta a infraestructura vial cantonal.

Se adjunta escritura número 77, folio número 99, tomo segundo, otorgada el día 4 de noviembre del año 1990 por la **FUNDACIÓN PARA LA VIVIENDA RURAL, COSTA RICA-CANADÁ**, además una lista detallada al final con los futuros beneficiarios, con número de plano que demuestran ser poseedores de estos terrenos ya durante muchos años; también se detalla una lista de personas que poseen partes de esta tierra sin contar con un plano otorgado por un profesional (topógrafo), dichos vecinos están anuentes a agilizar los trámites correspondientes para adquirir un plano debidamente certificado y avalado por nuestro municipio, esto con la finalidad de ser parte de este beneficio en la otorgación de títulos de propiedad.

La anterior solicitud es conforme a lo que establece el **ARTÍCULO 169** de la Constitución Política costarricense. “**La administración de los intereses y servicios locales en cada cantón, estará a cargo del Gobierno Municipal, formado de un cuerpo deliberante, integrado por regidores municipales de elección**

popular, y de un funcionario ejecutivo que designará la ley, **con el fin de promover el desarrollo integral de los cantones en armonía con el desarrollo Nacional**". Por su parte, el **ARTÍCULO 4** del Código Municipal indica que **la municipalidad posee la autonomía política, administrativa y financiera que le confiere la Constitución Política**.

Dentro de sus atribuciones incluye, en el mismo **artículo 4, inciso H, promover un desarrollo local participativo e inclusivo, que contemple la diversidad de las necesidades y los intereses de la población**.

Asimismo, el **ARTÍCULO 62** de dicho código dispone que **la municipalidad podrá usar o disponer de su patrimonio mediante toda clase de actos o contratos permitidos por la ley y que sean idóneos para el cumplimiento de sus fines y que las donaciones de cualquier tipo de recurso o bienes inmuebles solo serán posibles cuando las autorice previa y expresamente la ASAMBLEA LEGISLATIVA mediante una ley formal promulgada al efecto**.



LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**AUTORIZACIÓN A LA MUNICIPALIDAD DE LOS CHILES, CANTÓN 14,
ALAJUELA, PARA QUE SEGREGUE LOTES DE UN TERRENO DE
SU PROPIEDAD Y LOS DONE A LOS BENEFICIARIOS DE LA
COMUNIDAD DE LA VIRGEN DE LOS CHILES, ALAJUELA**

ARTÍCULO 1- Autorízase a la Municipalidad del cantón de Los Chiles de Alajuela, cédula jurídica 3-014-042068, para que segregue y done un terreno e inscriba lotes, del terreno donado por la Fundación para la Vivienda Rural, Costa Rica-Canadá, actualmente terreno inscrito en el Registro Público de la Propiedad provincia de Alajuela bajo el sistema de folio real matrícula N.º 244153000 a nombre de la Municipalidad de Los Chiles.

Terrenos que se describen de la siguiente manera en la actualidad: inmueble ocupado por vecinos del cantón, con viviendas en su mayoría en condiciones precarias, situado en el distrito primero del cantón de Los Chiles, provincia de Alajuela. Linda al norte con, Sociedad Agrícola DAGSAS, al sur con José Valerio, al este con calle pública, al oeste con Sociedad Agrícola DRAGSAS. Mide 65.759,58 m². Plano catastrado N.º A-0592803-85, folio real matrícula 2175026-000, dicho plano, según Registro Nacional, Catastro Nacional presenta los siguientes linderos, al norte Fabio Vargas Vargas, al sur Claudio Lara Jiménez, al este Fabio Vargas Vargas, al oeste calle pública. Plano madre A-897243-90.

ARTÍCULO 2- El terreno donado será destinado para el uso exclusivo de la comunidad de La Virgen de Los Chiles, ubicado en el cantón 14 de la provincia Alajuela.

ARTÍCULO 3- La Municipalidad de Los Chiles otorgará ante la Notaría del Estado la escritura de traspaso del terreno referido en esta ley. Asimismo, que se corrijan los defectos que señale el Registro Nacional.

ARTÍCULO 4- Será destinado por ser una finca municipal la cual se pretende segregar para inscribir lotes a nombre de los futuros beneficiarios, disponer de ese bien inmueble, para que los beneficiarios puedan materializar el título de propiedad (escritura) e inscribirla en el Registro Público Nacional de Costa Rica.

ARTÍCULO 5- Procederá de pleno derecho la inmediata reversión de la propiedad de cualquier bien inmueble donado a favor de la Municipalidad de La Virgen de Los Chiles, en caso que el terreno correspondiente se destine a otra finalidad o uso no autorizado por la presente ley.

Rige a partir de su publicación.

Marlene Madrigal Flores
Diputada

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Asuntos Municipales y Desarrollo Municipal Participativo.

1 vez.—Solicitud N° 95511.—O. C. N° 27022.—(IN2017170817).

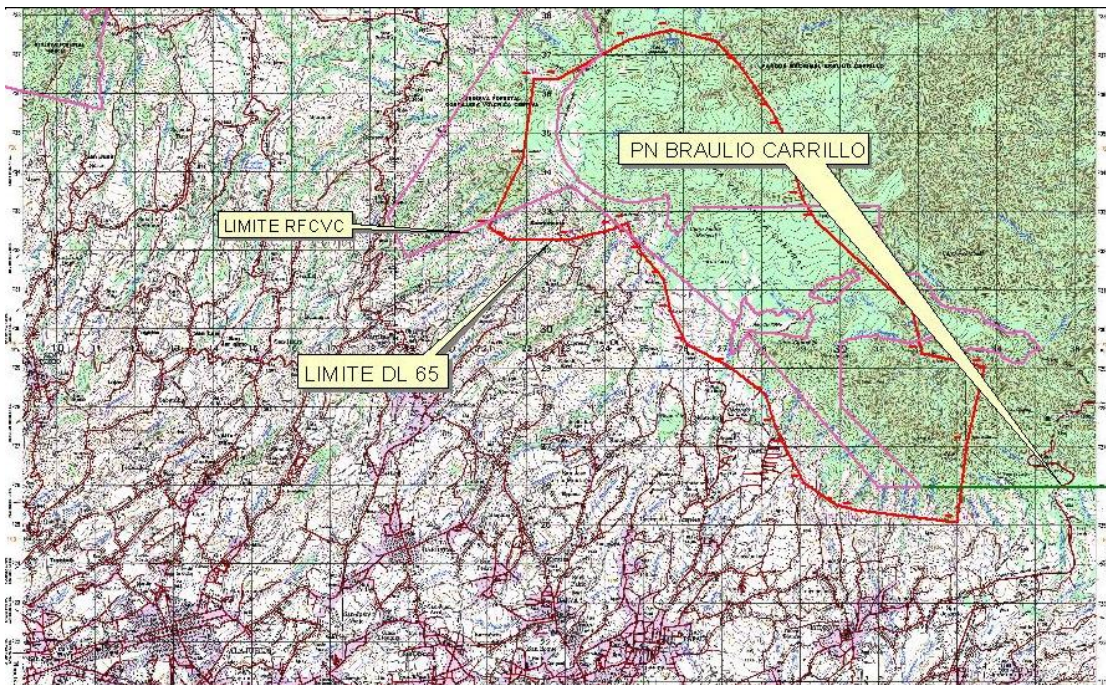
PROYECTO DE LEY
**REFORMA DEL ARTÍCULO 1 DEL DECRETO LEY N.º 65
DE 30 DE JULIO DE 1888**

Expediente N.º 20.511

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

Antecedentes

Mediante Ley N.º 65, Decreto N.º LXV, de 30 de julio de 1888, se declaró inalienable una zona de terreno de dos kilómetros de ancho a uno y otro lado de la cima de la montaña conocida con el nombre de Montaña del Volcán Barva, desde el cerro llamado Zurquí hasta el que se conoce con el nombre de Concordia, lo cual se ilustra en el siguiente mapa con la línea de demarcación roja:



El 81.94% del área en referencia se conforma por superficies del Parque Nacional Braulio Carrillo y la Reserva Forestal Cordillera Volcánica Central; distribuidas de la siguiente forma:

Zona inalienable: extensión 6.871.3 ha		
Área Silvestre Protegida	Extensión (ha) dentro Ley N.º 65	Porcentaje (%)
PN Braulio Carrillo	5.164,73	75.46
RF Cordillera Volcánica Central	443,65	6.48
Área fuera de ASP	1. 235,88	18.06

Sobre la vigencia del Decreto Ley N.º 65

Según el pronunciamiento C-351-2006, de 31 de agosto de 2006, emitido por la Procuraduría General de la República, no se encontró ley que expresamente derogue el Decreto Ley N.º LXV, de 30 de julio de 1888, a pesar de que se han dictado algunas leyes que han tratado el tema. Señala dicho pronunciamiento que el sitio conocido como “Cerro El Inglés” está en las faldas del Cerro Guararí (Concordia). (Archivo Nacional, sig.10285, mapa de 13 de mayo de 1911, y otro con la sig. 10285, mapa de 13 de mayo de 1911, y otro con la sig.8181, escala 1:1000000, que denomina el sector Terrenos del Inglés”). Reiterado en el criterio C-480-2014, PGR.

Es importante recalcar que, de acuerdo con el oficio AAA-245-2007, emitido por la Procuraduría General de la República, el 16 de marzo de 2007, se confirma que el denominado Cerro La Concordia mencionado en el decreto ley de 1888, es el indicado en la segunda edición de la hoja cartográfica Barva con el nombre de Guararí y que el mismo tiene una altitud de 2.599 m., mismo que fue reiterado en el criterio C-480-2014, PGR.

Importancia de proteger la zona

Heredia es un cantón con características geomorfológicas, puesto que en la zona norte de la provincia circunscriben terrenos que albergan mantos acuíferos, áreas de recarga y descarga de estos, manantiales y nacientes. La situación obliga a normar y regular un manejo responsable, eficiente y eficaz, por competencia que tienen las instituciones públicas y por aplicación de los derechos fundamentales a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, a la vida y salud humana y en aras de un desarrollo sostenible, puesto que en ocasiones las aguas subterráneas no solo proveen al consumo y uso de las poblaciones del cantón, sino a diversos cantones lo que demuestra un claro interés supra local o nacional.

Es de relevancia máxima que en la zona se originan las microcuencas de los ríos Ciruelas, Segundo, Bermúdez, Tibás y Pará, las cuales se consideran un gran reservorio de agua que sirve de abastecimiento a la mayoría de la población que ocupa el Área Metropolitana, por lo que es responsabilidad del Estado asegurar la protección y conservación de los recursos hídricos coexistentes en la zona.

La mayor parte del sector comprendido dentro de las actuales áreas silvestres protegidas (Reserva Forestal Cordillera Volcánica Central y el Parque Nacional Braulio Carrillo) se considera una zona muy húmeda, con temperatura templada a fría y de alta pluviosidad. Esta condición, aunada a la susceptibilidad de los suelos, la condiciona a una alta vulnerabilidad.

De acuerdo con el estudio realizado por el Servicio Nacional de Riego y Avenamiento (Senara), esta zona está ubicada en un área clasificada como de alta vulnerabilidad a la contaminación superficial y subterránea de los recursos hídricos; en razón del uso poco adecuado de los suelos, la aplicación de agroquímicos, la topografía irregular del terreno, la alta pluviosidad y al origen volcánico y permeabilidad de los suelos.

El área descrita es parte fundamental de la zona de recarga de los acuíferos de Colima Superior y Colima Inferior y Barva, en donde se registran 1072 pozos y 370 manantiales, de los cuales se extrae alrededor de 10 metros cúbicos de agua por segundo, para suplir gran parte de la demanda de la población y la industria ubicada en el área central del país.

Acciones para resguardar la zona

Dada la relevancia que tiene la vigencia del Decreto Ley N.º 65, es de interés del Estado asegurar que todos los ecosistemas del país se encuentren representados dentro del sistema de áreas silvestres protegidas, particularmente dentro de aquellas categorías de manejo que tienen como fin la protección, conservación y manejo de la biodiversidad, así como zonas de recarga acuífera de importancia para el abastecimiento actual y futuro de agua para el consumo humano, recreativo, industrial e hidroeléctrico.

Por tales razones, el interés del Ministerio de Ambiente y Energía ha sido establecer las zonas de protección acuífera de las microcuencas de los ríos Ciruelas, Segundo, Bermúdez, Tibás y Pará, con una visión de gestión participativa del desarrollo microregional con municipalidades, instituciones públicas, universidades, entidades privadas, organizaciones ambientales y comunales mediante la incorporación de dichas áreas a los planes de ordenamiento territorial y el desarrollo sistemático de procesos de seguimiento y medios concertados que garanticen su implementación.

En concordancia con las intenciones del Minae, la Junta Directiva del Senara, mediante el Acuerdo N.º 3303, de fecha 2 de octubre de 2006, en la zona se prohíbe la edificación de urbanizaciones de alta densidad, lo cual también está definido en la tabla de asignaciones de uso del suelo vulnerabilidad hidrogeológico del Senara. Asimismo, el acuerdo no permite fraccionamiento, lotificaciones o segregaciones agropecuarias, que pongan en peligro los recursos hídricos dentro del área de protección.

Desde la década de los ochenta, varias instancias del Ministerio de Ambiente y Energía, han efectuado gestiones para desarrollar el proyecto de ampliación de los

límites del Parque Nacional Braulio Carrillo, Sector Cerro Piedra-Cerro Chompipe-Río Patria para asegurar la viabilidad de los procesos ecológicos del Parque Nacional Braulio Carrillo y la Reserva Forestal Cordillera Volcánica Central. Situación que se cumplió con la emisión del Decreto Ejecutivo N.º 39259-Minae publicado en la Gaceta N.º 237, de 07 de diciembre de 2015.

Incluso, mediante planes reguladores, acuerdos y convenios de los municipios de los cantones de Heredia, Barva, San Rafael, Santa Bárbara, San Isidro, y San Pablo de la provincia de Heredia, se ha promovido el interés de conservar las áreas de protección y zonas de recarga acuífera. Entre estos acuerdos realizados por los diferentes municipios se ha establecido no otorgar permisos de construcción a desarrollos urbanístico dentro del área que abarca el Decreto Ley N.º LXV, de 28 de julio de 1888. En concordancia con lo establecido en el voto de la Sala Constitucional N.º 012109-2008.

Dentro del área comprendida por el decreto ley, se ha dado en los últimos años un dinámico proceso en visados de planos, provocando el nacimiento de muchas fincas y un alto desarrollo antrópico impactante de los recursos naturales de la zona.

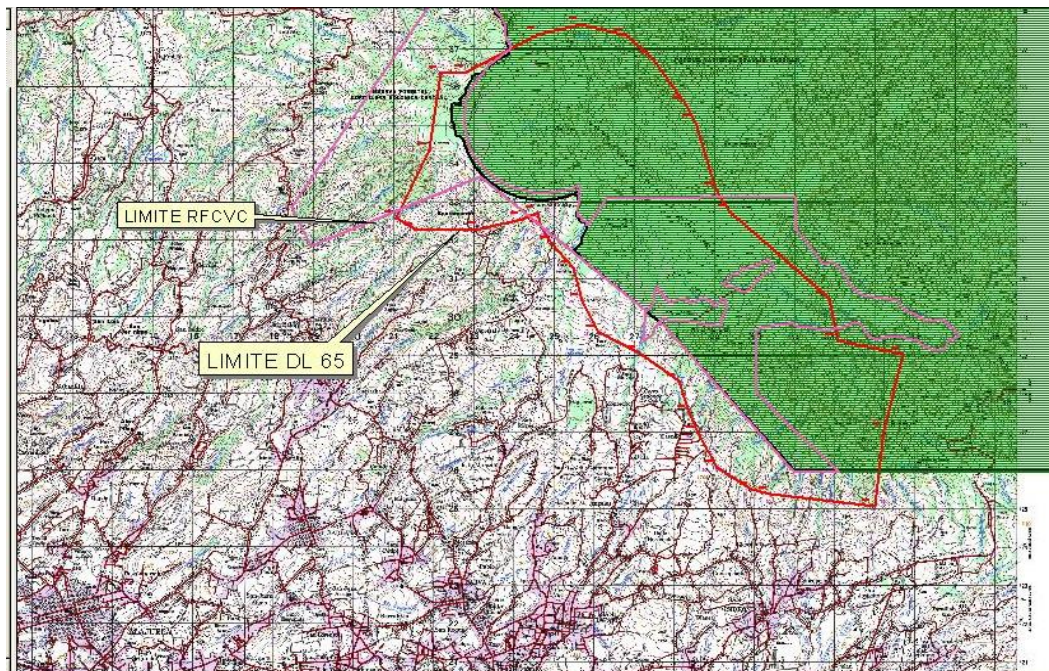
Por otra parte, la Ley Orgánica del Ambiente N.º 7554, en su artículo 37, señala que “las fincas particulares afectadas, según lo dispuesto en este artículo, por encontrarse en parques nacionales, reservas biológicas y refugios de vida silvestre, solo quedarán comprendidos dentro de las áreas silvestres protegidas estatales, a partir del momento en que se haya efectuado legalmente el pago o la expropiación, salvo cuando se sometan voluntariamente al régimen forestal”.

Asimismo, la Ley Forestal N.º 4465, de 25 de noviembre de 1969, en su artículo 32 establecía como parte del patrimonio natural del Estado los bosques y terrenos forestales de...las áreas declaradas inalienables. Posteriormente, la Ley Forestal N.º 7575 (vigente), recoge dichos preceptos en su artículo 13, y en el artículo 14 establece la condición de inembargabilidad e inalienabilidad del patrimonio natural del Estado. De igual manera, señala que la posesión de dicho patrimonio por parte de los particulares no causará derecho alguno a su favor y que la acción reivindicatoria del Estado por estos terrenos es imprescriptible. En consecuencia, no pueden inscribirse en el Registro Público mediante información posesoria y tanto la invasión como la ocupación de ellos se sancionará conforme a lo dispuesto en la ley.

Mediante la promulgación de la Ley Orgánica del Ambiente N.º 7554, de 4 de octubre de 1995, se establece que es deber del Estado velar por utilización racional de los elementos ambientales, estableciendo el daño o contaminación al ambiente como un delito de carácter social (art.2). Entre sus fines está el de promover los esfuerzos para prevenir y minimizar los daños al ambiente (art. 4).

Sobre los límites de la zona

En relación con la zona inalienable, establecida por Ley N.º 65 de 1888, es importante indicar que mediante Decreto Ejecutivo N.º 4961-A, de 26 de junio de 1975 se crea la Reserva Forestal Cordillera Volcánica Central, y posteriormente se establece el Decreto Ejecutivo N.º 8357, de 5 de abril de 1978, donde se crea el Parque Nacional Braulio Carrillo. En el mismo año, se aprobó la Ley N.º 6280, de 25 de octubre de 1978, que ratifica la creación del Parque Nacional Braulio Carrillo. En este caso, se trató de una creación normativa necesaria, pues se tornaba imperativo asegurar la conservación y protección de los recursos naturales existentes, así como su potencial hidrográfico y la conservación de dicha área bajo el sistema de parque nacional. En el siguiente mapa se ilustra en verde la actual zona del Parque Nacional Braulio Carrillo.



Hoy en día, parte de la zona declarada inalienable por la Ley N.º 65 de 1888, forma parte del Parque Nacional Braulio Carrillo. Por lo tanto, le son aplicables las normas de protección especial que cubren a estos, tales como la Ley del Servicio de Parques Nacionales N.º 6084, de 24 de agosto de 1977 y, con especial relevancia, lo estipulado en el artículo 1 de la Ley Forestal N.º 7575: “La presente ley establece, como función esencial y prioritaria del Estado, velar por la conservación, protección y administración de los bosques naturales y por la protección, el aprovechamiento, la industrialización y el fomento de los recursos forestales del país destinados a ese fin, de acuerdo con el principio de uso adecuado y sostenible de los recursos naturales renovables (...). En virtud del interés público y salvo lo estipulado en el artículo 18 de la misma ley, se prohíbe la corta o el aprovechamiento de los bosque en los parque nacionales, reservas biológicas, manglares, zonas protectoras, refugios de vida silvestre y reservas forestales propiedad del Estado”.

La zona inalienable se encuentra dentro de la Reserva de Biosfera Cordillera Volcánica Central, designada por Unesco el 27 de enero 1988, la cual compromete al Estado a velar por este patrimonio de la humanidad.

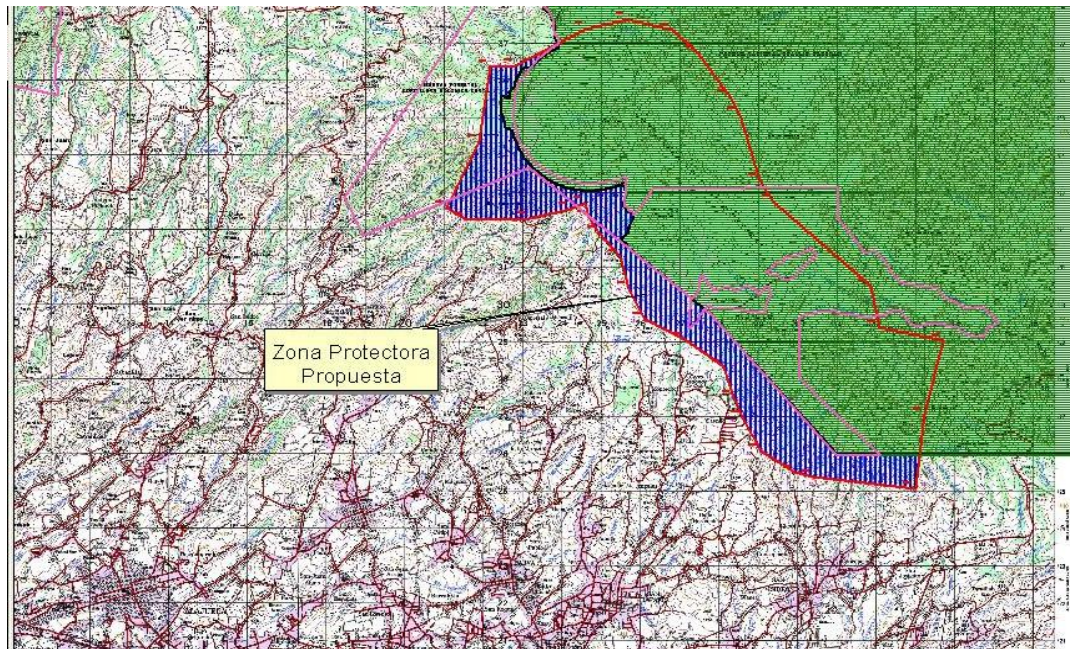
Sobre los habitantes de la zona

Dentro del área abarcada por el actual Decreto Ley N.º LXV, a la fecha, existen más de 900 planos catastrados que representan fincas inscritas y para información posesoria, cuyas áreas son muy heterogéneas, con extensiones que oscilan entre 100 m² hasta 500 has y, con usos del suelo de gran variedad, tales como: casas de habitación y de recreo, producción lechera, producción agrícola, plantaciones, actividades turísticas y bosque natural; conllevando una aportación socioeconómica significativa al país. Cuyos montos de ser necesaria la expropiación por parte del Estado, significa una alta erogación económica.

En virtud del análisis de tenencia y uso de la tierra, se encuentra en el sector suroeste una gran cantidad de personas cuyo patrimonio familiar es limitado, las cuales se podrían ver afectadas, por decisiones tomadas por el Estado.

Que el Estado costarricense mediante la emisión del Decreto Ejecutivo N.º 29393-Minae, Plan de Ordenamiento Ambiental (POA) estableció una serie de lineamientos para la toma de decisiones en el desarrollo de actividades productivas en zonas protectoras, refugios de vida silvestre y reservas forestales, que deben ser asumidas por los entes reguladores.

Por todo lo anteriormente señalado, y conociéndose la problemática que ha venido ocurriendo en los últimos años en la zona, tales como uso inadecuado de los suelos, segregación de propiedades y construcciones de casas de habitación y otros tipos de infraestructura, no acordes con la protección de los recursos naturales, la biodiversidad y el ambiente; el ordenamiento jurídico debe prever normas y procedimientos eficaces que preserven la calidad del recurso, y que a su vez prevengan y sancionen las conductas dañosas, se presenta esta iniciativa de ley que pretende modificar el Decreto Ley N.º 65 de 1888, para asignarle una categoría de manejo a los terrenos ubicados en el límite sur de la zona inalienable, tal y como se señala en el siguiente mapa, demarcado en azul:



LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 1 DEL DECRETO LEY N.º 65
DE 30 DE JULIO DE 1888**

ARTÍCULO 1- Se modifica el límite establecido en la zona inalienable, según Decreto Ley N.º LXV, de julio de 1888, basado en la hoja topográfica 1:50.000 del I.G.N. (Instituto Geográfico Nacional) Barva 3346 II.

ARTÍCULO 2- Se declara como “Zona Protectora Acuíferos Barva y Colima Superior” los terrenos comprendidos entre el límite sur actual de la zona inalienable, según Decreto Ley N.º LXV, de julio de 1888, y el Parque Nacional Braulio Carrillo. Aquellas áreas de la Reserva Forestal Cordillera Volcánica Central que se encuentren dentro del área inalienable, también se consideran parte de la Zona Protectora Acuíferos Barva y Colima Superior. Dicha Zona Protectora se registrará de acuerdo con los límites que se describen a continuación:

A partir del punto de coordenadas 496781.45-1111361.30 (Punto de inicio en el límite del parque nacional). De aquí continúa por el límite del Parque Nacional Braulio Carrillo pasando por las siguientes coordenadas 494674.39-1111363.59, 491389.70-1115182.44, 489349.61-1116900.75. De ahí sigue aguas arriba de un afluente del río Porrosatí hasta llegar al punto de coordenadas 489525.06-

1117735.94, continuando por las siguientes coordenadas todas mediante el sistema de proyección oficial de coordenadas CRTM-05:

Punto	Este	Norte		Punto	Este	Norte
1	489458,18	1117817,34		17	486238,00	1120117,00
2	489353,28	1117868,44		18	486250,00	1120165,00
3	489261,40	1117979,53		19	486161,00	1120441,00
4	489248,56	1118129,53		20	486131,00	1120584,00
5	489282,71	1118273,48		21	486155,00	1120936,00
6	489329,79	1118356,43		22	486189,00	1120938,00
7	489269,88	1118433,48		23	486237,00	1120905,00
8	489297,96	1118519,45		24	486347,00	1120842,00
9	489234,03	1118569,51		25	486344,00	1121073,00
10	489288,14	1118622,46		26	486487,00	1121224,00
11	488872,80	1118469,40		27	486480,00	1121318,00
12	488142,56	1118422,70		28	486662,00	1121653,00
13	487775,70	1118499,83		29	486754,00	1121734,00
14	487422,27	1118657,70		30	486548,00	1121685,00
15	486877,66	1119096,03		31	487577,00	1122235,00
16	486426,10	1120013,20		32	487569,06	1122355,73

De ahí continúa por el actual límite del Decreto Ley N.º 65, de 1888, pasando por los siguientes puntos de coordenadas.

Punto	Este	Norte		Punto	Este	Norte
1	486502,29	1121766,30		12	489380,60	1115805,88
2	485868,13	1121746,00		13	489792,66	1114981,94
3	485583,62	1119745,12		14	490817,16	1114416,13
4	484737,89	(Cerro Guararí) 1117942,17 (Yurro Seco)		15	491789,05	1113686,37
5	485244,32	1117650,56		16	492043,75	1112865,95
6	486843,25	1117668,62		17	492280,17	1112338,30
7	487902,35	1117924,61 (Quebrada Honda)		18	492747,75	1111429,68
8	488265,99	1118086,00		19	493601,58	1110862,57
9	488370,66	1117708,44		20	494085,93	1110733,57
10	488632,50	1117296,57		21	496672,23	1110441,61
11	489174,17	1116634,77		22	496781,45	1111361,30 (Punto de inicio en el límite del Parque Nacional)

ARTÍCULO 3- El Ministerio de Ambiente y Energía gestionará la consecución de recursos económicos para la compra, expropiación o adquisición por otros medios de todos aquellos terrenos o inmuebles en donde sus propietarios demuestren su titularidad y los derechos de posesión decenal antes de la creación del Decreto Ley N.º LXV, de acuerdo con la establecido en el criterio jurídico C-480-2014.

ARTÍCULO 4- El Ministerio de Ambiente y Energía hará usufructo de todo aquel recurso económico que se genere dentro de la zona declarada como Zona Protectora Acuíferos Barva y Colima Superior, por medio del canon de aguas para la compra, expropiación o adquisición de inmuebles del rubro correspondiente al Sinac.

ARTÍCULO 5- El Ministerio de Ambiente y Energía gestionará la incorporación de aquellas propiedades que demuestren sus derechos de acuerdo con la legislación vigente presentes en el área, al pago de servicios ambientales (PSA), en la modalidad de protección y recuperación del bosque, según los criterios establecidos por el Fondo de Financiamiento Forestal (Fonafifo).

ARTÍCULO 6- Los estudios técnicos aportados por la Comisión Institucional de Microcuencas de Heredia, constituida por: Senara, MS, ESPH, MAG, UNA, Sociedad Civil y el Minae, ACC, en la propuesta de “Zonificación de protección acuífera micro-cuencas Heredia correspondiente a la parte alta de las microcuencas de los ríos Ciruelas, Segundo, Bermúdez, Pará y Tibás”, se incorporan como parte normativa de este decreto y serán aplicables a los terrenos establecidos como Zona Protectora Acuíferos Barva y Colima Superior. Dicha zona deberá someterse a las siguientes restricciones de uso: No permitir urbanizaciones de alta densidad, ni segregaciones y fraccionamientos agropecuarios. Se debe prohibir industrias de alta y media peligrosidad. Además, las aguas negras tienen que tener sistema de tratamiento, no ubicar botaderos, así mismo prohibir el uso intensivo de agroquímicos.

ARTÍCULO 7- De acuerdo con estudio realizado por el Senara (ASUB-0342008, 1 de febrero, 2008), la zona está ubicada en un área clasificada como de alta vulnerabilidad, a la contaminación superficial y subterránea de los recursos hídricos, así mismo emite una serie de criterios a considerar respecto al desarrollo. Adicionalmente, en el Plan de Ordenamiento Ambiental (POA) Decreto Ejecutivo N.º 29393 – Minae, establece una serie de normas para la protección y el uso del territorio, las cuales serán de cumplimiento obligatorio, a falta de la aplicación del plan general de manejo del área silvestre protegida como tal.

Urbanizaciones

Se permiten proyectos de baja densidad de población, 1-60 personas por hectárea, alcantarillado sanitario y plantas de tratamiento, esto con el fin de disminuir la impermeabilización del suelo. Delimitar las zonas de protección de manantiales y pozos.

Prácticas agrícolas

No debe permitirse las plantaciones de flores y plantas ornamentales. Incentivar las prácticas con fertilizantes orgánicos; así como la eficiencia en la aplicación de los agroquímicos y realizar tratamiento de los efluentes.

Actividades

No permitir la construcción de industrias peligrosas y medianamente peligrosas. Industrias inofensivas con sistemas de tratamiento de afluentes y desechos.

Canteras

Realizar estudios hidrogeológicos detallados para no destapar el acuífero y exponerlo a cargas contaminantes.

Rellenos sanitarios

No permitidos.

Proyectos

Se permiten proyectos de baja densidad con plantas de tratamiento de las aguas residuales y una eficiencia en el uso del agua, realizar estudios hidrogeológicos detallados.

ARTÍCULO 8- A partir de la publicación de la presente ley, con el propósito de reducir y evitar un mayor deterioro e impacto ambiental y sus consecuencias sobre la diversidad biológica, recurso edafológico, la belleza escénica y los recursos hídricos que se generan en el área de interés, no se autorizará en la Zona Protectora Acuíferos Barva y Colima Superior:

- a) Segregar propiedades en áreas menores a 5 hectáreas. Aquellas propiedades que a la publicación del presente decreto ya son menores al área indicada anteriormente, no podrán segregarse, según se indica en el Decreto N.º 25902-Mivah-MP-Minae.
- b) Nuevas solicitudes de concesión del recurso hídrico para el desarrollo de proyectos de interés particular.
- c) La implementación de proyectos para la construcción y funcionamiento de pistas de autocross, motocross u otros, con objetivos semejantes, que ocasionen impactos en la conservación de los recursos naturales.
- d) Reforestar o establecer plantaciones forestales con especies exóticas.
- e) La construcción o ampliación de nuevos caminos públicos o privados. Se permitirá el mantenimiento y reparación de caminos existentes.
- f) La construcción o ampliación de tendidos eléctrico que no sean de conveniencia nacional, como se indica en el artículo 19 de la Ley Forestal N.º 7575.

- g) La eliminación de la vegetación para el establecimiento o ampliación de áreas para desarrollo ganadero.
- h) La construcción o ampliación de infraestructura para manejo ganadero (establos, galerones u otros), solo se permitirá según lo indicado en el artículo 19 de la Ley Forestal N.º 7575.
- i) La corta de árboles, arbustos o cualquier tipo de vegetación dentro de las áreas cubiertas de bosque, basado en los artículos 19 y 33 de la Ley Forestal N.º7575.
- j) La corta de árboles para fines de aprovechamiento forestal.
- k) La limpieza de carriles entre fincas o dentro de una misma finca; con un ancho mayor de un metro a cada lado del lindero.
- l) La cacería o extracción de flora y fauna silvestre.
- m) La introducción y permanencia de animales domésticos en áreas de bosque o áreas en recuperación.
- n) La extracción y/o explotación de minerales y otros materiales tales como: lajas, piedra, entre otros.

ARTÍCULO 9- Rige a partir de su publicación.

William Alvarado Bogantes
Diputado

NOTA: Este proyecto pasó a estudio e informe de la Comisión Permanente Especial de Ambiente.

1 vez.—Solicitud N° 95508.—O. C. N° 27022.—(IN2017170829).

**PODER EJECUTIVO
DECRETOS**

DECRETO EJECUTIVO N° 40205-MP

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Y EL MINISTRO DE LA PRESIDENCIA**

Con fundamento en lo dispuesto en los artículos 118 y 140 inciso 14 de la Constitución Política.

DECRETAN:

ARTÍCULO ÚNICO.- Retírese del conocimiento de Sesiones Extraordinarias de la Asamblea Legislativa, el siguiente proyecto de ley:

EXPEDIENTE 18.969: AUTORIZACIÓN A LA COMISIÓN NACIONAL DE PREVENCIÓN DE RIESGOS Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS PARA LA DONACIÓN DE VIVIENDAS", (ANTERIORMENTE DENOMINADO):"ADICIÓN DE UN TRANSITORIO A LA LEY NACIONAL DE EMERGENCIAS Y PREVENCIÓN DEL RIESGO, LEY N° 8488

Rige a partir del veintiocho de febrero de dos mil diecisiete.

Dado en la Presidencia de la República a los veintiocho días del mes de febrero de dos mil diecisiete.

**LUIS GUILLERMO SOLÍS RIVERA
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

**SERGIO IVÁN ALFARO SALAS
MINISTRO DE LA PRESIDENCIA**

1 vez.—Solicitud N° 95687.—O. C. N° 3400034167.—(IN2017170856).

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE SIQUIRRES

REGLAMENTO DE METODOLOGÍA DE FIJACIÓN Y OPERACIÓN DE TASAS MUNICIPALES DEL CANTÓN DE SIQUIRRES

Considerando:

I.-Que, a través de los años y bajo los diferentes cuerpos normativos que se han promulgado como Código Municipal, se ha regulado el cobro de las tasas por la prestación de los servicios municipales, encontrándose normado actualmente en el Código vigente bajo su numeral 74.

II.-Que, en todos estos instrumentos normativos se ha definido el listado de servicios por los cuales es posible cobrar dichas tasas.

III.- Que, en el año 2010, concretamente bajo el artículo 58 inciso a) de la Ley para la Gestión Integral de Residuos, ley número 8839, de 24 de junio de 2010, el artículo 74 recién citado fue modificado.

IV.- Que es innegable que una Administración Pública como la Municipal, que es evidentemente de préstamo de servicios, debe cumplir con lo que indica el numeral cuarto de la Ley General de la Administración Pública, ya que su actividad debe estar sujeta a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar su continuidad, su eficiencia, su adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad en el trato de los destinatarios, usuarios o beneficiarios, de modo que para cumplir tal mandato, se hace necesario proceder a reglamentar la metodología de cálculo para la actualización de las tasas por concepto de los servicios municipales y así poder satisfacer las necesidades básicas de los usuarios y el interés general.

V.-Que, aunado a lo anterior, encontramos que el artículo 12 de la Ley General de la Administración Pública en su inciso primero reza así: 1. Se considerará autorizado un servicio público cuando se haya indicado el sujeto y el fin del mismo. En este caso el ente encargado podrá prestarlo de acuerdo con sus propios reglamentos sobre los demás aspectos de la actividad, bajo el imperio del Derecho."

Siendo este el principio de regulación mínima en el servicio público, según el cual debe haber un sujeto y un fin para el mismo, de manera que los demás elementos se pueden crear por reglamento, por lo que la reserva de ley es solo para sujeto y fin y haciendo una relación de esta norma con el mencionado artículo 74 y el 70, del Código Municipal, así como el 169 de la Carta Fundamental, se vislumbra claramente que han quedado definidos tanto el sujeto como el fin de tales servicios públicos en el canon 74 actual y existiendo aún hoy la atribución de las Municipalidades en el dictado y aprobación de las tasas municipales y vislumbrándose un interés público superior y una obligación también superior de mantener resguardados la salud y el derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, por parte de los gobiernos locales brindando servicios públicos de calidad, eficientes, continuos, generales, es que se hace necesario dictar la regulación para actualizar las tasas de todos y cada uno de los servicios municipales.

VI.-Que en documento denominado " La Contraloría General de la República, aclara algunos puntos sobre las modificaciones hechas por Ley N° 8823 "Reforma varias leyes

sobre participación de Contraloría General de la República para la simplificación y Fortalecimiento de la Gestión Pública" indica lo siguiente: "ii. La fijación de las tasas y contribuciones especiales por servicios municipales, corresponde a las municipalidades respectivas, sin que la tarifa resultante requiera en lo sucesivo la aprobación de la Contraloría General de la República (derogatoria del Transitorio VIII de la Ley No 4755 por el artículo 51 de la Ley N° 8823)".

Artículo 1°-De los parámetros de fijación en el cobro. Por los servicios que preste la Municipalidad, cobrará a los usuarios o propietarios del inmueble tasas y precios que se fijarán al menos una vez al año, tomando en cuenta el costo efectivo más costo correspondiente de gastos administrativos, las inversiones futuras y un 10% utilidad para desarrollarlos sobre saldo vencido, proporcionalmente entre los vecinos del cantón, según la normativa legal vigente. Una vez fijados, entrarán en vigencia a partir de la publicación en el período previsto según lo indique la publicación, en los casos contrarios donde no se indique la fecha de vigencia entrará a regir a partir del trimestre más reciente después de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Los usuarios deberán pagar por los servicios de limpieza de vías públicas, recolección de basuras, recolección separada, transporte, valorización, tratamiento y disposición final adecuada de los residuos ordinarios, mantenimiento de alcantarillado pluvial, mantenimiento de parques y zonas verdes y cualquier otro servicio municipal, en el tanto se presten, aunque ellos no demuestren interés en tales servicios. La Municipalidad calculará cada tasa en forma anual y las cobrará en tractos trimestrales sobre saldo vencido.

Artículo 2°-Categorización de los servicios y factores de ponderación. Para cada una de las tasas por prestación de servicios brindados por este municipio y tomando en cuenta la absorción de recursos e intensidad en la prestación del servicio, se dispone la siguiente categorización:

Para los servicios de recolección separada, transporte, valorización, tratamiento y disposición final adecuada de los residuos ordinarios:

- a) Residencial 1), 2), y 3).
- b) Comercial 1), 2), y 3).
- c) Institucional 1) y 2).

La determinación de los factores de ponderación por categoría serán las siguientes:

Residencial 1: Factor 1. Comprende las viviendas que produzcan de 0 a 35KG de desechos ordinarios por semana y/o el valor del inmueble donde se brinde el servicio sea menor o igual a 60 salarios base establecido en el artículo 2 de la ley 7337.

Residencial 2: Factor 2.07. Comprende las viviendas que produzcan de 36 a 175 KG de desechos ordinarios por semana y/o el valor de bien inmueble donde se brinde el servicio sea igual o menor a 120 salarios base establecido en el artículo 2 la ley 7337.

Residencial 3: Factor 3.5. Comprende las viviendas que produzcan más de 176 KG de desechos ordinarios por semana y/o el valor de bien inmueble donde se brinde el servicio sea superior a 120 salarios base establecido en el artículo 2 de la ley 7337.

Comercial 1: Factor 2.5. Comprende todo comercio que produzca entre 0 y 35 Kg de desechos ordinarios por semana y/o la actividad este entre patentados de pulperías pequeñas, talleres de artesanía, fábrica artesanal, verdulerías, tiendas pequeñas, bazares, salas de belleza, barberías, oficinas, carnicerías, cerrajerías, ciclos, estudios fotográficos, ventas de discos, gimnasios, academias de bailes, joyerías, molinos de maíz, oficinas profesionales, homeopatía, ópticas, talleres de electrodomésticos, ventas de lotería, video clubes, juegos electrónicos, pooles, sodas pequeñas, bares (cantinas), talleres de artesanía medianos, fabricas medianas, acuarios, cerámicas, floristerías, viveros, librerías, pastelerías, veterinarias, zapaterías y otras actividades comerciales donde laboren de 1 a 4 empleados y que se ubiquen dentro del área de cobertura del servicio de recolección.

Comercial 2: Factor 5. Comprende todo comercio que produzca entre 36 y 175 Kg. de desechos ordinarios por semana y/o la actividad este dentro de los patentados de hoteles y cabinas de hasta 20 camas, abastecedores pequeños, panaderías, supermercados pequeños y medianos, empresas de maquila y medianos generadores de desechos, estaciones de servicio, autobuseras, licoreras, bares con salón, ebanistería, heladerías, imprentas, tiendas grandes, talleres artesanales de mecánica, talleres artesanales de pintura, talleres artesanales de metal, y fábricas artesanales, talleres medianos donde se realiza algún proceso de reparación, reconstrucción o restauración, que se ubiquen dentro del área de cobertura del servicio de recolección.

Comercial 3: Factor 10. Comprende todo comercio que produzca más de 176 kg de desechos ordinarios por semana y/o la actividad este dentro de los patentados de hoteles y cabinas de hasta 21 camas en adelante, supermercados grandes, fincas productoras, empresas de maquila y grandes generadores de desechos, bar-restaurantes medianos, balnearios, centros turísticos, depósitos de materiales, talleres y fabricas grandes y fabricas artesanales de mecánica, de pintura, de metal donde se realiza algún proceso de reparación, reconstrucción o restauración y confección que se ubiquen dentro del área de cobertura del servicio de recolección.

Institucional 1: Factor 2.5. Comprende toda institución gubernamental, ONG o institución no comercial, que produzca hasta 35 Kg. de desechos ordinarios por semana, donde se incluyen las iglesias pequeñas (No mayores a 120 m2 de Construcción), hogares de ancianos, oficinas públicas del gobierno pequeñas (No mayores a 50m2 de Construcción) y cualquier otra institución de igual naturaleza y condiciones semejantes, que se ubiquen dentro del área de cobertura del servicio de recolección.

Institucional 2: Factor 10. Comprende toda institución gubernamental, ONG o institución no comercial, que produzca entre más de 36 Kg. de desechos ordinarios por semana, donde se incluyen todos los centros educativos públicos y privados de primer y segundo ciclo, iglesias grandes, Centros de salud, la clínica de la CCSS, sucursales de Bancos y cualquier otra institución de igual naturaleza y condiciones semejantes, que se ubiquen dentro del área de cobertura del servicio de recolección.

Para el servicio de aseo de vías, mantenimiento de parques y zonas verdes:

Se cobrará proporcionalmente entre los contribuyentes del distrito, según el valor de la propiedad, según lo establece la modificación del artículo 74 del Código Municipal mediante la ley 8839.

Artículo 3º-Metodología de cálculo de las tasas por recolección separada, transporte, valorización, tratamiento y disposición final de residuos ordinarios. Esta tasa se fijará partiendo del costo (directo e indirecto) efectivo total de este servicio más el porcentaje de gastos administrativos, porcentaje de incobrabilidad (tope 25%), las inversiones futuras y 10% de utilidad para el desarrollo, el cual se divide entre el total de unidades índice, resultante de todas las categorías correspondientes a índice, multiplicada por el factor correspondiente de cada caso.

El porcentaje gasto administrativo se calculará sumando el total de egresos del Programa I del período actual menos la Administración de inversiones Propias y dicho resultado se dividirá entre el total del Egreso del año anterior. El porcentaje a reconocer dentro de la tasa por la administración municipal del servicio nunca deberá ser menor al porcentaje que arroje dicha operación, sin embargo, se establece como tope de gastos administrativos un 25%. Cuando por alguna se establezca un porcentaje inferior al resultante en dicha operación, deberá indicarse la justificación técnica de dicha decisión.

El cobro por el servicio de recolección de desechos se hará siempre que se preste el servicio y exista construcción, cobrando sobre la totalidad de tarifa, independientemente que se encuentre habitada, o alquilada, igual corresponde a los comercios, se encuentre utilizado o no.

Artículo 4º-Metodología para el cálculo de las otras tasas. En el caso de la tasa de aseo de vías, mantenimiento de parques, zonas verdes, mantenimiento de aguas pluviales y similares se fijará partiendo del costo (directo e indirecto) efectivo total de este servicio más el porcentaje de gastos administrativos de gastos administrativos, porcentaje de incobrabilidad (tope 25%), las inversiones futuras y 10% de utilidad para el desarrollo, el cual se divide entre el valor total de la base imponible de bienes inmuebles ubicado en el distrito donde se presta el servicio y al factor que genere se multiplica por el valor del bien inmueble registrado en el Sistema de Municipal.

Artículo 5º- Actualización automática de tarifas. Las tarifas de los servicios municipales se actualizarán automáticamente a partir del 01 de enero de cada año, en dicha actualización se tomarán en cuenta factores como cantidad de usuarios de servicios (incorporación o disminución de usuarios), proyección de inflación, costo de la vida, ajuste salarial, diferencial cambiario, y demás indicadores económicos que afecten el valor de los bienes y servicios vinculados con el costo del servicio municipal.

Artículo 6º-Cobertura del Servicio de recolección y disposición de residuos: El hecho generador de la tasa de recolección y disposición final de residuos es la prestación efectiva del servicio o potencial individualizado en el contribuyente, por lo que la cobertura del beneficio potencial del servicio en los casos que técnica, económica, o ambientalmente no sea posible brindarla directamente al contribuyente se entenderá que tendrá una cobertura de 500 metros de distancia desde el punto de recolección, los casos que superen dicha distancia, no tendrán cobertura del servicio y por lo tanto estará ausente el hecho generador.

Artículo 7º-Reclasificación de usuarios recolección y disposición de residuos: La Municipalidad podrá realizar un estudio específico para cualquier usuario del servicio, donde se considere que la cantidad de residuos sólidos generados por mes sea diferente a la establecida en el rango de generación donde se clasificó originalmente, lo cual dará fundamento para el cambio de la categoría asignada. El generador que busque una reclasificación, deberá demostrar evidencia formal de su

generación, haciendo uso del Programa de Residuos por parte de los generadores (requerido para obtener el permiso de funcionamiento del Ministerio de Salud) con su respectivo histórico de generación de residuos y programas de separación desde la fuente. Deberá presentar registros válidos otorgados por gestores autorizados por el Ministerio de Salud (el listado se encuentra en la página www.ministeriodesalud.go.cr) para la recolección y acopio de residuos valorizables. Podrá presentar cualquier otra documentación que demuestre su generación actual de residuos sólidos. En caso de que la Municipalidad lo considere necesario para validar la información, se realizará un estudio técnico de pesaje de los residuos sin previo aviso para el generador.

Artículo 8°-Sujeto pasivo con permiso de construcción vigente. Referente al servicio de recolección y disposición final de residuos, todo sujeto pasivo que cuente con permiso de construcción vigente deberá cancelar la categoría correspondiente de acuerdo a la categorización establecida en el presente reglamento. De este modo, las construcciones de viviendas individuales pagarán una tasa correspondiente a la categoría residencial e institucional según sea el caso, las construcciones de locales comerciales que incluyan mientras estén en una etapa constructiva pagarán una tasa correspondiente a la categoría comercial 2. Una vez finalizada la construcción, el sujeto pasivo deberá solicitar al Departamento de Cobros que se suspenda el cobro de la tasa por el servicio para establecerle la tasa correspondiente a su actividad.

Artículo 9°- Sobre las actividades comerciales que no tengan la obligación de tener licencia comercial. Las actividades económicas realizadas dentro del Cantón y que no tienen la obligación de contar con una licencia comercial (patente), se clasificarán dentro de la Categoría Comercial 1 de Recolección y Disposición Final de residuos y cancelarán el respectivo monto por la tasa correspondiente. Acá se incluyen las actividades de los profesionales liberales y cualquier otra diferente a las residencias, que no requiera patente.

Artículo 10° - Sobre los eventos de asistencia masiva. Para los eventos de asistencia masiva que se realicen en el Cantón, como plazas públicas, conciertos, ferias y similares, se cobrará previamente al responsable (físico o jurídico) de la actividad, el equivalente a la tarifa de la categoría comercial 2 de Recolección y Disposición Final de Residuos.

Artículo 11°: Tasa diferenciada para población con discapacidad: Las personas físicas amparadas bajo la ley 7600 pagaran una tasa equivalente al 50% de la tasa que les aplique en categoría residencial de recolección, tratamiento, disposición final de residuos, así como para los servicios de aseo de vías, mantenimiento de parques y obras de ornato. Para demostrar su discapacidad deberán demostrar con prueba fehaciente dicha condición.

Artículo 12°: Alcance del servicio de mantenimiento de parques y obras de ornato. La Municipalidad de Siquirres podrá brindar el servicio de mantenimiento, mejoras y adiciones de parques y obras de ornato donde existan las respectivas áreas de parque, juegos infantiles y zonas comunales.

Artículo 13°: - Alcance del servicio de Aseo del servicio de aseo vías y sitios públicos. La Municipalidad brindará el servicio de aseo de vías y sitios públicos en las calles públicas del Cantón, según sus posibilidades. El servicio consiste en el barrido y recolección de residuos sólidos que se encuentren de lindero a lindero de lo

correspondiente al derecho de vía. También se incluye el mantenimiento de las áreas de retiro de vía. Este servicio es brindado por personal con las herramientas adecuadas para este fin.

Artículo 14°-Manual de procedimiento de fijación de tasas de servicios municipales. La Municipalidad elaborará, y mantendrá actualizado un Manual operativo y administrativo que establezca los mecanismos pertinentes al proceso de fijación de tasas.

ACUERDO N°: 1734-24-07-2017

SOMETIDO A VOTACIÓN POR UNANIMIDAD EL CONCEJO MUNICIPAL DE SIQUIRRES, EN ATENCIÓN DE LO REQUERIDO EN EL OFICIO DA-540-2017, ACUERDA APROBAR LA MODIFICACIÓN DE LOS PÁRRAFOS 4, 5, 7 Y 9 DEL ARTÍCULO 2 DEL REGLAMENTO DE METODOLOGÍA DE FIJACIÓN Y OPERACIÓN DE TASAS MUNICIPALES DEL CANTÓN DE SIQUIRRES, PARA LEAN DE LA SIGUIENTE MANERA: ARTÍCULO 2: (PÁRRAFO 4) RESIDENCIAL 1: FACTOR 1. COMPRENDE LAS VIVIENDAS QUE PRODUZCAN DE 0 A 35KG DE DESECHOS ORDINARIOS POR SEMANA Y/O EL VALOR DEL INMUEBLE DONDE SE BRINDE EL SERVICIO SEA MENOR O IGUAL A 60 SALARIOS BASE ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 2 DE LA LEY 7337. (PÁRRAFO 5) RESIDENCIAL 2: FACTOR 2.07. COMPRENDE LAS VIVIENDAS QUE PRODUZCAN DE 36 A 175KG DE DESECHOS ORDINARIOS POR SEMANA Y/O EL VALOR DEL BIEN INMUEBLE DONDE SE BRINDE EL SERVICIO SEA IGUAL O MENOR A 120 SALARIOS BASE ESTABLECIDO EN EL ARTÍCULO 2 DE LA LEY 7337. (PÁRRAFO 7) COMERCIAL 1: FACTOR 2.5. COMPRENDE TODO COMERCIO QUE PRODUZCA ENTRE 0 Y 35KG DE DESECHOS ORDINARIOS POR SEMANA Y/O LA ACTIVIDAD ESTE ENTRE PATENTADOS DE PULPERÍAS PEQUEÑAS, TALLERES DE ARTESANÍAS, FÁBRICA ARTESANAL, VERDULERÍAS, TIENDAS PEQUEÑAS, BAZARES, SALAS DE BELLEZA, BARBERÍAS OFICINAS, CARNICERÍAS, CERRAJERÍAS, CICLOS, ESTUDIOS FOTOGRAFICOS, VENTA DE DISCOS, GIMNASIOS, ACADEMIAS DE BAILE, JOYERÍAS, MOLINOS DE MAÍZ, OFICINAS PROFESIONALES, HOMEOPATÍA, ÓPTICAS, TALLERES DE ELECTRODOMESTICOS, VENTAS DE LOTERÍA, VIDEO CLUBES, JUEGOS ELECTRONICOS, POOL, SODAS PEQUEÑAS, BARES (CANTINAS), TALLERES DE ARTESANÍAS MEDIANOS, FÁBRICAS MEDIANAS, ACUARIOS, CERÁMICAS, FLORISTERÍA, VIVEROS, LIBRERÍAS, PASTELERÍAS, VETERINARIAS, ZAPATERÍAS, Y OTRAS ACTIVIDADES COMERCIALES DONDE LABORES DE 1 A 4 EMPLEADOS Y QUE SE UBIQUEN DENTRO DEL ÁREA DE COBERTURA DEL SERVICIO DE RECOLECCIÓN. (PÁRRAFO 9) COMERCIAL 3: FACTOR 10. COMPRENDE TODO COMERCIO QUE PRODUZCA MÁS DE 176 KG DE DESECHOS ORDINARIOS POR SEMANA Y/O LA ACTIVIDAD ESTE DENTRO DE LOS PATENTADOS DE HOTELES Y CABINAS DE HASTA 21 CAMAS EN ADELANTE, SUPERMERCADOS GRANDES, FINCAS PRODUCTORAS, EMPRESAS DE MAQUILA Y GRANDES GENERADORES DE DESECHOS, BAR-RESTAURANTES MEDIANOS, BALNEARIOS, CENTRO TURÍSTICOS, DEPOSITOS DE MATERIALES, TALLERES Y FÁBRICAS GRANDES, Y FÁBRICAS ARTESANALES DE MECÁNICA, DE PINTURA, DE METAL, DONDE SE REALIZA ALGUN PROCESO DE REPARACIÓN, RECONSTRUCCIÓN O RESTAURACIÓN Y CONFECCIÓN QUE SE UBIQUE DENTRO DEL ÁREA DE COBERTURA DEL SERVICIO DE RECOLECCIÓN.

VOTAN A FAVOR: GARRO QUIRÓS, RODRÍGUEZ CAMPOS, GÓMEZ ROJAS, HURTADO RODRÍGUEZ, BLACK REID, BADILLA CASTILLO, DAVIS BENNETT.

Proveeduría. —. Sandra Vargas Fernández, Proveedora —2 vez.

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGIA

RIE-103-2017 a las 10 horas 43 minutos del 21 de setiembre de 2017

AJUSTE TARIFARIO ORDINARIO DE OFICIO AL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL ICE Y AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE TODAS LAS EMPRESAS REGULADAS POR LIQUIDACIÓN DE CVC Y AJUSTE POR EFECTO DE LA SUSPENSIÓN CONTENIDA EN LA RESOLUCIÓN RIE-022-2017.

E-045-2017

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 N° 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 N° 197 a La Gaceta N° 235 del 5 de diciembre del 2012.
- II. Que el 30 de marzo de 2016 se publica en el Alcance N° 46 a La Gaceta N° 61 la resolución RIE-035-2016 donde la Intendencia de Energía (IE) aprobó un ajuste tarifario al sistema de generación del ICE y al sistema de distribución de todas las empresas reguladas.
- III. Que el 22 de setiembre de 2016, mediante resolución RIE-087-2016, publicada el 28 de setiembre de 2016 en el Alcance N° 201 a La Gaceta N° 186, la IE. fijó las tarifas para el sistema de distribución de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC).
- IV. Que el 11 de octubre de 2016, mediante la resolución RIE-089-2016, publicada el 24 de octubre de 2016 en el Alcance N° 229 a la Gaceta N° 203, la IE emitió el formato estandarizado de presentación de la información de mercado para las empresas públicas reguladas del sector energético.
- V. Que el 9 de diciembre de 2016, mediante la resolución RIE-104-2016 y RIE-106-2016, la IE, resolvió fijar las tarifas del sistema de generación y distribución que presta el ICE. Resoluciones publicadas en el Alcance N° 308 a la Gaceta N°241 del 15 de diciembre del 2016.

- VI.** Que el 14 de marzo de 2017, mediante resoluciones RIE-017-2017, RIE-015-2017 y RIE-014-2017, publicadas en el Alcance N° 55 de La Gaceta N° 61 del 17 de marzo de 2017 y Alcance N° 56 de La Gaceta N° 63 del 20 de marzo de 2017, la Intendencia de Energía resolvió recursos de revocatorias interpuestos por el ICE y le fijó tarifas para el servicio de distribución, transmisión y generación respectivamente.
- VII.** Que el 17 de marzo de 2017, mediante resolución RIE-018-2017, publicada en el Alcance N° 64 a La Gaceta N° 58 del 22 de marzo de 2017, la Intendencia de Energía fijó tarifas al sistema de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH).
- VIII.** Que el 17 de marzo de 2017, mediante la resolución RIE-019-2017 la IE resolvió el ajuste tarifario por concepto de 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 consumo nacional, para el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución de todas las empresas distribuidoras para el II trimestre de 2017.
- IX.** Que el 22 de marzo de 2017, se publicó en el Alcance N° 64 a La Gaceta N° 58, la resolución RIE-019-2017, citada.
- X.** Que el 30 de marzo de 2017, se recibe en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la notificación del auto de las 12:47 horas del 17 de marzo de 2017, dictado por la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, dentro del expediente judicial 17-004191-0007-CO, mediante el cual da curso al Recurso de Amparo contra la resolución RIE-019-2017, interpuesto por el Diputado Mario Gerardo Redondo Poveda, para que se declare con lugar dicho recurso.
- XI.** Que el 31 de marzo de 2017, la IE dictó la resolución RIE-022-2017 por medio de la cual se suspende la aplicación de la RIE-019-2017 en acatamiento de lo instruido por la Sala Constitucional.
- XII.** Que el 5 de abril de 2017, se publicó en el Alcance N° 76 a La Gaceta N° 68, la resolución RIE-022-2017, citada.
- XIII.** Que el 21 de junio de 2017, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos fue notificada de la resolución No. 2017-008915 de las 14:00 horas del 16 de junio de 2017 emitida por la Sala Constitucional, por medio de la cual se declara sin lugar el recurso de amparo interpuesto por el Diputado Mario Gerardo Redondo Poveda en contra de la resolución RIE-019-2017.

- XIV.** Que el 23 de junio de 2017, la IE dictó la resolución RIE-056-2017 por medio de la cual se levanta la suspensión contenida en la resolución RIE-022-2017 del 31 de marzo de 2017, en razón de lo dispuesto por la Sala Constitucional en la sentencia N° 2017-008915.
- XV.** Que el 3 de julio de 2017, se publicó en el Alcance N° 161 a La Gaceta N° 125, la resolución RIE-056-2017, citada.
- XVI.** Que el 7 de julio de 2017, mediante resolución RIE-060-2017, publicada en el Alcance N° 173 a La Gaceta N° 135 del 17 de julio de 2017, la Intendencia de Energía fijó tarifas al sistema de distribución de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).
- XVII.** Que el 10 de agosto de 2017 se publicó en el Alcance N°196 a La Gaceta N° 151 la convocatoria a audiencia pública y el 14 de agosto de 2017 en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra. El 14 de septiembre de 2017 se desarrolla la respectiva audiencia (folios 70 al 73).
- XVIII.** Que el 20 de setiembre de 2017, mediante el oficio 3179-DGAU-2017, 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, se presentaron 2 oposiciones la primera de ESPH, según oficio SJD-114-2017 (visible a folios 74 al 79) y del ICE según oficio 5407-128-2017 (visible a folios 80 al 83).
- XIX.** Que el 20 de setiembre de 2017, mediante la resolución RIE-100-2017, la IE, fijó las tarifas del sistema de distribución que presta la Junta Administrativa de Servicios de Electricidad de Cartago (*JASEC*).
- XX.** Que el 21 de setiembre de 2017, mediante la resolución RIE-102-2017, la IE, resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (*CNFL*) contra la resolución RIE-060-2017 del 7 de julio de 2017.
- XXI.** Que el 21 de setiembre de 2017, mediante el informe técnico 1419-IE-2017, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, ajustar las tarifas del sistema de generación del ICE y sistema de distribución de las empresas eléctricas de las estructuras de costo sin combustibles.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 1419-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANALISIS DEL ASUNTO

El presente informe propone un ajuste a las tarifas vigentes del sistema de generación eléctrica del ICE, así como al sistema de distribución eléctrica de las diferentes empresas reguladas con el objetivo de resarcir los efectos generados por la suspensión contenida en la resolución RIE-022-2017 del 31 de marzo de 2017, en razón de lo dispuesto por la Sala Constitucional en la sentencia N°2017-008915. Asimismo, liquidar los ingresos y gastos por concepto de Costo Variable de Combustible (CVC) para el sistema de distribución, liquidación que no se contempla en 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”, y que por tanto debe tramitarse en estudio de oficio.

Lo anterior con el propósito de evitar que se acumulen ajustes que afecten las finanzas de las empresas reguladas, así minimizar el impacto sobre las tarifas que deben pagar los usuarios como consecuencia de estos desfases.

El presente informe se divide en tres secciones, la primera incluye el cálculo del ajuste a los sistemas de distribución por diferencia entre los ingresos y egresos destinados a cubrir el Costo Variable por Combustible (CVC), desde enero de 2016 hasta junio de 2017 (tal como se aplicó por medio de la RIE-035-2016 para el periodo 2015); en la segunda sección se calcula el ajuste a las tarifas del sistema de generación para resarcir los efectos generados por la suspensión antes indicada, como consecuencia del recurso de amparo interpuesto en su oportunidad por el Diputado Mario Gerardo Redondo Poveda. En la tercera sección se realiza el consecuente ajuste para el sistema de distribución

Para los cálculos en cuestión, se utilizaron los datos reales de ingresos y gastos por CVC hasta el mes de junio de 2017, reportados al amparo de los establecido en la resolución RIE-089-2016. Además, se analizaron los saldos por compra y venta de energía del sistema de generación del ICE y de distribución de todas las

empresas reguladas, con el fin de determinar el efecto ocasionado por la suspensión contenida en la RIE-022-2017 y los cobros desarrollados de modo incorrecto por parte de las empresas durante el periodo de afectación: entre abril y junio de 2017.

2.1 Diferencia por efecto del costo variable por combustible 2016 en los sistemas de distribución:

Como ha manifestado esta Intendencia en algunas ocasiones, la metodología de ajuste por efecto del Costo Variable por Combustible no asegura a las empresas distribuidoras que el ingreso obtenido mediante tarifas a sus abonados y destinado al pago del cargo por CVC, sea suficiente para cubrir las compras realizadas a ICE-Generación por dicho concepto, por lo que existe la posibilidad que se presenten diferencias con respecto a los montos recaudados por este concepto y el pago por el efecto CVC al ICE. A continuación, un resumen de las diferencias mensuales por empresa desde enero de 2016 hasta junio de 2017:

Cuadro 1
Diferencia por efecto CVC en los sistemas de distribución por empresa y mes.
Enero 2016 a junio 2017.
Datos en millones de colones.

Año	Mes	ICE	CNFL	JASEC	ESPH	COOPELESCA	COOPEGUANACASTE	COOPESANTOS	COOPEALFARO
2016	Enero	-412,12	-373,08	-60,67	-73,18	-24,39	-51,10	-5,95	3,38
	Febrero	9,26	15,42	-17,33	-4,91	-34,44	-11,49	2,81	3,48
	Marzo	-46,95	-36,11	-25,42	-13,35	-48,35	-29,12	-2,25	2,80
	Abril	181,27	169,53	10,85	28,68	-16,81	15,28	1,79	-0,05
	Mayo	-24,81	-19,66	-8,68	-6,20	-8,54	-5,39	-0,13	-0,03
	Junio	-8,46	4,27	-4,65	-0,69	-1,85	-1,35	0,85	0,11
	Julio	-518,10	-449,59	-74,84	-77,07	-8,92	-52,64	-0,13	-6,67
	Agosto	-103,35	-140,18	-19,81	-17,89	-11,35	-19,31	-0,55	-6,39
	Septiembre	-61,75	-98,17	-18,94	-14,10	-7,15	-9,09	-0,64	-5,12
	Octubre	338,30	343,84	48,10	63,17	-5,37	24,66	5,92	3,38
	Noviembre	-22,84	-6,96	2,39	-1,42	-3,23	-1,63	-0,43	4,24
	Diciembre	-37,19	-2,70	7,72	2,17	-0,06	-2,62	2,32	-2,19
2017	Enero	122,35	108,00	19,16	20,57	0,04	9,27	2,42	0,42
	Febrero	2,69	2,20	1,21	0,32	-0,24	0,62	-0,09	0,42
	Marzo	-1,22	0,22	-0,11	-0,26	-0,59	0,18	-0,02	0,41
	Abril	-353,57	-298,88	-39,62	-30,97	-19,71	-17,92	-5,56	-1,42
	Mayo	-362,12	-291,97	3,29	1,90	5,38	10,75	-0,01	-1,10
	Junio	-346,91	-269,17	3,26	6,26	2,75	5,61	0,37	-1,06
Total		-1 645,55	-1 343,00	-174,10	-116,96	-182,85	-135,29	0,72	-5,38

Fuente: ARESEP

Este proceso de cotejo del efecto CVC en los sistemas de distribución ya se ha realizado en otras ocasiones, a solicitud de la empresa regulada o de oficio por el ente regulador, por lo que no es un procedimiento nuevo. En este sentido, en la resolución RIE-035-2016 se reconocieron las diferencias por este efecto hasta diciembre de 2015. Por tanto, de manera consistente, el presente estudio busca ajustar estas diferencias para el período comprendido de enero 2016 a junio de 2017.

Se propone realizar el ajuste en las tarifas eléctricas a fin solventar las diferencias indicadas, a partir del primero de octubre de 2017 hasta diciembre de 2018, es decir, en un periodo de 15 meses.

2.2 Diferencias generadas en el sistema de generación del ICE por la suspensión contenida en la resolución RIE-022-2017 del 31 de marzo de 2017, en razón de lo dispuesto por la Sala Constitucional en la sentencia N°2017-008915:

La suspensión de la RIE-022-2017, afectó el sistema de Generación del ICE, pues impidió la entrada en vigor de la RIE-019-2017, la cual implicaba un aumento del 13% con respecto a las tarifas entonces vigentes. De este modo, se debe estimar los ingresos que dejó de percibir el ICE en los meses de abril, mayo y junio de 2017, y proceder a incluirlos en la presente fijación tarifaria.

Los ingresos de ICE-Generación, provienen de la estructura base sin combustibles y del factor de CVC, el primer elemento busca cubrir todos los costos asociados a la generación (costos base), con excepción de los costos por gasto de combustibles para generación, los cuales son cubiertos específicamente por el factor de CVC.

La suspensión indicada afectó tanto los ingresos por CVC como los ingresos para cubrir los costos base. La liquidación por efectos de CVC se desarrollará en la próxima aplicación de la metodología de CVC, cuya tramitación inició el 15 de agosto de 2017 y de conformidad con la metodología vigente deberá entrar a regir el 1 de octubre de 2017. Por su parte el ajuste en los ingresos para cubrir los costos de generación ajenos al uso de combustibles se liquida en el presente estudio.

Producto de la suspensión dictada por medio de la RIE-022-017, el ICE-Generación no obtuvo los ingresos en los términos previstos por medio de la

resolución RIE-019-2017, razón por la cual en el presente estudio se calcularon los ingresos a recibir utilizando la tarifa aprobada por el regulador y estos fueron los ingresos utilizados como datos reales para el ICE.

Como consecuencia de lo anterior, la suspensión también provocó algunos desfases en los procesos de facturación a los usuarios y de pago al ICE, los cuales fueron debidamente reportados por las distintas empresas distribuidoras y constan en el expediente público que da sustento al presente informe.

En función de lo anterior, para estimar el efecto a incluir en tarifas, primero se determinaron las transacciones desarrolladas por aplicación incorrecta, por parte de la empresas, de lo dispuesto en la resolución RIE-022-2017 y posteriormente se procedió a liquidar los montos correspondientes, a fin de que el sistema de generación del ICE logre percibir los montos que le corresponden.

En este contexto, a continuación, se muestran los montos correspondientes a la liquidación detallada, correspondiente a los meses de abril, mayo y junio de 2017:

Cuadro 2
Diferencia entre el monto pagado por las empresas distribuidoras y el correspondiente según la RIE-022-2017.
Abril 2017 a junio 2017
Datos en millones de colones.

<i>Empresa</i>	<i>Monto en millones de colones</i>
ICE	4 952,61
CNFL	4 283,65
JASEC	198,47
ESPH	-49,09
COOPELESCA	-5,55
COOPEGUANACASTE	-31,28
COOPESANTOS	5,97
COOPEALFARO	0,00
Usuarios Directos	190,82

Fuente: ARESEP

Como se logra apreciar del cuadro 2, las empresas distribuidoras con saldos positivos (ICE-Distribución, CNFL, JASEC y COOPESANTOS), así como los usuarios directos, pagaron un monto mayor al correspondiente según la RIE-022-2017, y por tanto se requiere la devolución de fondos correspondientes por parte del ICE. En contraposición las empresas distribuidoras con saldos negativos pagaron un monto inferior al que debían pagar y por tanto deben realizar los respectivos pagos al sistema de generación del ICE.

Una vez determinado los montos que deben liquidarse entre empresas para cumplir con las tarifas indicadas por la ARESEP, se debe proceder a realizar el ajuste en los ingresos por costos propios que se dejaron de percibir con la suspensión. Para determinar el monto a ajustar, se revisaron los ingresos sin CVC que la empresa debía percibir con el cobro de las tarifas según la resolución RIE-019-2016, y se contrasta con los ingresos que debía percibir el sistema de generación del ICE según la RIE-022-2017. Del análisis respectivo se obtuvo que, al sistema de generación del ICE, se le deben ajustar ¢13 725,96 millones que se dejaron de percibir por efecto de la suspensión y que implicarían un aumento tarifario para los meses siguientes.

Para efectos de calcular el ajuste se tuvieron que modificar los ingresos por conceptos de CVC para el sistema de generación, pues pese a que este efecto se liquidará en la metodología de CVC, los datos correspondientes al mes de abril deben ajustarse, considerando que con la devolución de recursos especificada en el cuadro 2, el sistema de generación del ICE, percibirá por concepto de CVC ¢845,83 millones, mientras que en la fijación tarifaria resuelta en la RIE-054-2017 se habían incorporado únicamente ¢63,88 millones. Por tanto, se procede a realizar el ajuste respectivo en el presente estudio.

A continuación, se muestra el detalle del ajuste respectivo:

Cuadro 3

Detalle del ajuste a realizar en el sistema de generación del ICE por efectos de la suspensión contenida en la RIE-022-2017.

Abril 2017 a junio 2017

Datos en millones de colones.

Rubro	Monto en millones de colones
Liquidación RIE-022	-13 725,96
Ingresos por CVC en abril (RIE-054-2017)	-63,88
Ingresos por CVC en abril por corrección	845,83
Diferencia en Ingresos	-12 944,00
Resultado general	-12 944,00

Fuente: ARESEP

En función de lo anterior, hechos los ajustes por efectos del reconocimiento del monto de CVC a percibir según lo indicado en la RIE-022-2017, se obtiene que se le deben reconocer a través de tarifa, al sistema de generación del ICE un total de ¢12 944 millones.

Al incluir el monto antes indicado en las tarifas para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2017 al 31 de diciembre de 2018 se obtiene un ajuste en las tarifas del sistema de generación de 2,22%, tal y como se detalla a continuación:

Cuadro 4
Variación en las tarifas del sistema de generación del ICE por efectos de la
suspensión contenida en la RIE-022-2017.
Octubre de 2017 a diciembre de 2018
Datos en millones de colones.

Rubro	Monto
Ingresos estimados desde octubre 2017 a diciembre 2018	581 898,95
Monto a reconocer por efecto de la suspensión	12 944,00
Porcentaje de variación en tarifas	2,22%

Fuente: ARESEP

2.3 Diferencias generadas en el sistema de distribución de las empresas reguladas por la suspensión contenida en la resolución RIE-022-2017 del 31 de marzo de 2017, en razón de lo dispuesto por la Sala Constitucional en la sentencia N°2017-008915:

La suspensión de la RIE-022-2017, como consecuencia del recurso de amparo interpuesto por el Diputado Mario Gerardo Redondo Poveda, afectó el sistema de Distribución de todas las empresas distribuidoras, pues impidió la entrada en vigor de la RIE-019-2017, la cual implicaba una variación en los factores de CVC de todas las empresas distribuidoras. También impidió la entrada en vigor de las variaciones en las estructuras de costos sin combustibles del ICE y ESPH. Debido a lo anterior, se debe estimar las diferencias en los ingresos de las empresas distribuidoras para los meses de abril, mayo y junio de 2017, y proceder a incluirlos en la presente fijación tarifaria.

Los ingresos de las empresas distribuidoras provienen de la estructura base sin combustibles y del factor de CVC. El primer elemento busca cubrir todos los costos asociados a la distribución eléctrica (costos base), con excepción de los costos por gasto de combustibles para generación, los cuales son cubiertos específicamente por el factor de CVC.

La suspensión antes indicada afectó tanto los ingresos por CVC de todas las empresas distribuidoras y los ingresos para cubrir los costos base de ICE y ESPH, de este modo la liquidación por efectos de CVC desarrollada en la sección 2.1 del presente estudio permitió compensar las diferencias suscitadas en el factor de CVC por motivo de la suspensión, con lo cual de modo indirecto se logró resarcir dicho efecto. Por su parte el ajuste en los ingresos para cubrir los costos de distribución ajenos al uso de combustibles para ICE y ESPH se liquidó en el presente estudio.

Para determinar el monto a ajustar, se revisaron los ingresos sin CVC que la empresa debía percibir con la resolución RIE-019-2016, como si no se hubiera suspendido, y se contrasta con los ingresos que debía percibir el sistema de generación del ICE según la RIE-022-2017.

De dicho análisis se obtuvo una devolución al sistema de distribución del ICE por $\$6\,517,55$ millones por efecto de la suspensión contenida en la RIE-022-2017, mientras que para ESPH se requiere devolver un monto de $\$230,57$ millones.

A continuación, se muestran las diferencias mensuales para ICE y ESPH:

Cuadro 5

ICE y ESPH: diferencias mensuales entre el ingreso percibido según la RIE-022-2017, con respecto al que debía haber percibido según la RIE-019-2017.

Abril 2017 a junio 2017

Datos en millones de colones.

Mes	ICE	ESPH
Abril	-2 139,88	-76,50
Mayo	-2 191,87	-77,03
Junio	-2 185,79	-77,04
Total	-6 517,55	-230,57

Fuente: ARESEP

A su vez es importante indicar que el ICE no cobró las tarifas indicadas por la ARESEP en la resolución RIE-022-2017, por lo cual, los cálculos indicados en el

cuadro 5, se hicieron aproximando los ingresos, utilizando las tarifas aprobadas para los meses de abril, mayo y junio de 2017 por la ARESEP.

A fin de poder devolver a los usuarios el monto cobrado de modo incorrecto en los meses de abril, mayo y junio de 2017, se procedió a realizar una liquidación de ingresos reales contra estimados desde octubre de 2016 hasta junio de 2017. De dicho análisis se obtuvo un monto a devolver a los usuarios por ¢5 881,31 millones.

III. ESTRUCTURAS DE COSTOS SIN COMBUSTIBLES VIGENTES.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin combustibles, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2013 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario aprobado tal y como se detalla:

- La resolución RIE-102-2017, expediente ET-019-2017 para CNFL resuelto el 21 de septiembre de 2017 a las 10 horas con 42 minutos.*
- La resolución RIE-100-2017, expediente ET-034-2017 para JASEC resuelto el 20 de septiembre de 2017 a las 15 horas con 17 minutos.*
- La resolución RIE-018-2017, expediente ET-076-2016 para ESPH publicado en la Gaceta 58, Alcance 64 del 22 de marzo de 2017.*
- La resolución RIE-016-2017, expediente ET-057-2016 para ICE-Distribución publicado en la Gaceta 55, Alcance 61 del 17 de marzo de 2017.*
- La resolución RIE-014-2017, expediente ET-058-2016 para ICE-Generación publicado en la Gaceta 56, Alcance 63 del 20 de marzo de 2017.*
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPELESCA publicado en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.*
- La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPEGUANACASTE publicado en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.*

- *La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPESANTOS publicado en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016.*
- *La resolución RIE-035-2016, expediente ET-009-2016 para COOPEALFARORUIZ publicado en la Gaceta 61, Alcance 46 del 30 de marzo de 2016. [...]*

[...]

V. AJUSTE TARIFARIO

En resumen, los ajustes aquí propuestos se derivan de:

- a. La diferencia entre los ingresos y egresos destinados a cubrir el costo variable por combustible (CVC) durante 2016 y el primer semestre de 2017.*
- b. Las diferencias generadas en el sistema de generación del ICE y de distribución de las empresas reguladas por la suspensión contenida en la resolución RIE-022-2017 del 31 de marzo de 2017, en razón de lo dispuesto por la Sala Constitucional en la sentencia N°2017-008915.*

Es importante indicar que el punto b antes mencionado, genera un efecto de traslado del sistema de generación del ICE al sistema de distribución de las empresas reguladas, pues el aumento de 2,22% indicado en el cuadro 4, ocasiona un aumento en los costos de compra de energía y potencia de las empresas distribuidoras con lo cual se requiere el desarrollo del ajuste respectivo de los sistemas de distribución.

De este modo como se indicó en la sección 2.2 del presente informe, para el sistema de generación del ICE se propone una modificación en la tarifa vigente de 2,22%.

Para el sistema de distribución se presenta un desglose de los montos a reconocer para cada una de las empresas distribuidoras según los rubros respectivos:

Cuadro 6
Detalle del ajuste a realizar en el sistema de distribución de las empresas por efectos de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 y liquidación de CVC.
Enero 2016 a junio 2017
Datos en millones de colones.

Categoría	Rubro	ICE	CNFL	JASEC	ESPH	COOPELESCA	COOPEGUANACASTE	COOPESANTOS	COOPEALFARO
Ingresos	Liquidación Ingresos Distribución	5 881,31							
	Suspensión contenida RIE-022-2017	-6 517,55	0,00	0,00	-230,57	0,00	0,00	0,00	0,00
	Liquidación CVC	-1 645,55	-1 343,00	-174,10	-116,96	-183,11	-135,29	0,72	-5,38
	Diferencia en Ingresos	-2 281,78	-1 343,00	-174,10	-347,53	-183,11	-135,29	0,72	-5,38
	Ajuste en el sistema de Generación	5 861,65	5 014,65	651,00	545,00	206,20	338,12	86,00	30,23
	Diferencia en Gastos	5 861,65	5 014,65	651,00	545,00	206,20	338,12	86,00	30,23
	Resultado general	-8 143,43	-6 357,66	-825,10	-892,54	-389,31	-473,41	-85,28	-35,61

Fuente: ARESEP

Así; se liquidan los ingresos de distribución, para devolver a los usuarios el monto percibido de más por parte del ICE, se reconoce para ICE y ESPH el monto dejado de percibir por efectos de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 (sección 2.3) y se reconocen los montos de liquidación por CVC, estimado en la sección 2.1.

Además, se reconoce el aumento en los costos de generación propiciados por el aumento de 2,22% en el sistema de generación estimado en la sección 2.2 y que provienen de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 para el sistema de generación del ICE.

Contemplando los montos indicados en el cuadro 6, se estima un aumento en las tarifas de distribución de las empresas distribuidoras que varía entre el 0,63% y el 1,97%, como se detalla en el cuadro 7:

Cuadro 7
Variación en las tarifas del sistema de distribución de las empresas reguladas.
Octubre de 2017 a diciembre de 2018
Datos en porcentajes

<i>Empresa</i>	<i>Ajuste (%)</i>
ICE	1,97
CNFL	1,59
JASEC	1,38
ESPH	1,64
COOPELESCA	0,87
COOPEGUANACASTE	1,08
COOPESANTOS	0,63
COOPEALFARORUIZ	1,27

Fuente: ARESEP

VI. CONCLUSIONES

1. *La metodología de ajuste por efecto del costo variable por combustible no asegura a las empresas distribuidoras que el ingreso obtenido mediante tarifas a sus abonados y destinado al pago del cargo por CVC, sea suficiente para cubrir el costo de las compras realizadas a ICE-Generación por ese factor. Se realiza el cálculo respectivo para el año 2016 e inicios de 2017 y se encuentra que todas las distribuidoras tienen diferencias en este rubro.*

2. *Se identifica y estima los efectos de la suspensión contenida en la RIE-022-2017 y se realiza el ajuste respectivo e incorporación en tarifas, a fin de resarcir los efectos ocasionados por la misma.*

3. La propuesta de ajuste de los efectos anteriores de manera simultánea a la estructura de costos sin combustibles, considerando un periodo de inclusión en tarifas del primero de octubre de 2017 al 31 de diciembre de 2018, tiene el siguiente desglose:

<i>Empresa</i>	<i>Ajuste (%)</i>
<i>ICE Generación</i>	<i>2,22</i>
<i>ICE</i>	<i>1,97</i>
<i>CNFL</i>	<i>1,59</i>
<i>JASEC</i>	<i>1,38</i>
<i>ESPH</i>	<i>1,64</i>
<i>COOPELESCA</i>	<i>0,87</i>
<i>COOPEGUANACASTE</i>	<i>1,08</i>
<i>COOPESANTOS</i>	<i>0,63</i>
<i>COOPEALFARORUIZ</i>	<i>1,27</i>

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio 1419-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

1. **Oposición presentada por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH):**

Los siguientes son los argumentos presentados por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, (folio 74 al 79) y sus respectivas respuestas:

- 1.1. **Afectación del equilibrio financiero de la empresa por retraso en el reconocimiento de los ingresos.**

Posición de los oponentes:

La Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) argumenta que el monto reconocido en el presente estudio está siendo asignado en un periodo de 15 meses, mientras que los respectivos gastos asociados tuvieron que suscitarse en el presente año, por lo anterior con el fin de mantener el equilibrio financiero solicitan que el ajuste se suscite en el último trimestre y no en los 15 meses indicados en la resolución.

Respuesta:

Para el caso del ICE y ESPH, se buscó que el ajuste obtenido en el presente estudio tuviera la misma temporalidad que el estudio ordinario que no pudo entrar en vigencia producto de la suspensión.

De este modo la empresa regulada logrará recuperar los ingresos con la misma periodicidad que el estudio original.

Para el caso específico de ESPH, debido a que el estudio tarifario ordinario está vigente hasta la próxima fijación tarifaria ordinaria, y contemplando que esta empresa no ha solicitado un ajuste para el año 2018, la estructura determinada en la resolución RIE-018-2017, estará vigente para el cierre del 2017 y para el año 2018, con lo cual se procedió a generar una tarifa para dicho periodo.

A su vez, las empresas reguladas podrán solicitar un ajuste tarifario en caso de considerar que se presenta un desequilibrio financiero. Además, en los distintos estudios tarifarios ordinarios se verificará el cumplimiento de los réditos respectivos, según los periodos de vigencia de la tarifa, garantizando así el equilibrio financiero correspondiente.

2. Oposición presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE):

Los siguientes son los argumentos presentados por el Instituto Costarricense de Electricidad, (folio 80 al 83) y sus respectivas respuestas:

1.1. Liquidación de ingresos de meses no contemplados en el proceso de suspensión.

Posición de los oponentes:

El ICE indica que en el estudio en cuestión se desarrolla una liquidación de los ingresos de distribución desde octubre de 2016 a junio de 2017, sin embargo, dada la naturaleza del estudio y contemplando que se busca resarcir el efecto de la suspensión dada entre abril y junio de 2017, solicitan que se liquiden únicamente estos meses.

Respuesta:

La ARESEP realiza procesos de liquidación de ingresos en estudios ordinarios o de oficio, por lo cual se estimó realizar la liquidación de ingresos desde octubre de 2016, dado que este fue el último mes en el cual se realizó una liquidación de este tipo.

Al respecto, la Autoridad Reguladora comprende la posición externada por el ICE, de manera que dada la naturaleza del estudio, y con el fin de ser consistente con el objetivo de resarcir el efecto de la suspensión suscitada en los meses de abril, mayo y junio, se considera razonable liquidar únicamente estos meses y dejar los meses restantes para el estudio ordinario del ICE.

En función de lo anterior, se acoge la solicitud del ICE.

1.2. Afectación del equilibrio financiero de la empresa por retraso en el reconocimiento de los ingresos.

Posición de los oponentes:

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) argumenta que el monto reconocido en el presente estudio está siendo asignado en un periodo de 15 meses, mientras que los respectivos gastos asociados tuvieron que suscitarse en el presente año, por lo anterior con el fin de mantener el equilibrio financiero solicitan que el ajuste se suscite en el último trimestre y no en los 15 meses indicados en la resolución.

Respuesta:

Para el caso del ICE y ESPH, se buscó que el ajuste obtenido en el presente estudio tuviera la misma temporalidad que el estudio ordinario que no pudo entrar en vigencia producto de la suspensión.

De este modo la empresa regulada logrará recuperar los ingresos con la misma periodicidad que el estudio original.

Para el caso específico del ICE, debido a que los estudios tarifarios ordinarios resueltos por medio de las resoluciones RIE-014-2017 y RIE-016-2017, determinaron las tarifas para el periodo 2017 y 2018, se considera que la fijación tarifaria, debe mantener esta concordancia con la vigencia del estudio ordinario, de modo que la empresa logre recobrar los fondos en el mismo periodo.

A su vez, las empresas reguladas podrán solicitar un ajuste tarifario en caso de considerar que se presenta un desequilibrio financiero. Además, en los distintos estudios tarifarios ordinarios se verificará el cumplimiento de los réditos respectivos, según los periodos de vigencia de la tarifa, garantizando así el equilibrio financiero correspondiente.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es ajustar las tarifas del sistema de generación del ICE y el sistema de distribución de las empresas eléctricas a partir del 1 octubre de 2017 y hasta el 31 de diciembre del 2018, tal y como se dispone;

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

- I. Fijar para el sistema de generación del ICE, las siguientes estructuras de costo sin combustible, a partir del primero de octubre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018:

ICE Sistema de generación		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018
Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,82	51,43
b. Energía Valle	cada kWh	44,09	42,14
c. Energía Noche	cada kWh	37,43	35,77
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 854,53	2 727,79
e. Potencia Valle	cada kW	2 854,53	2 727,79
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,13	50,77
b. Energía Valle	cada kWh	43,52	41,58
c. Energía Noche	cada kWh	37,22	35,56
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 854,53	2 727,79
e. Potencia Valle	cada kW	2 854,53	2 727,79
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	0,062	0,059
b. Energía Valle	cada kWh	0,051	0,049
c. Energía Noche	cada kWh	0,045	0,043
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	3,321	3,174
e. Potencia Valle	cada kW	3,321	3,174
f. Potencia Noche	cada kW	0,000	0,000

II. Fijar para el sistema de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, las siguientes estructuras de costo sin combustible, a partir del primero de octubre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018:

ICE		Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 30/12/2018		
Tarifa T-RE	tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 141,60		2 975,20
	b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	78,54		74,38
	c. Bloque mayor a 200 kWh	cada kWh	141,55		134,04
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios				
Clientes consumo exclusivo de energía					
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	118,29		112,01
Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	70,78		67,02
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 699,76		11 079,05
Tarifa T-IN	tarifa industrial				
Clientes consumo exclusivo de energía					
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	118,29		112,01
Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	70,78		67,02
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 699,76		11 079,05
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	79,51		75,28
Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	47,51		44,99
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	7 662,49		7 255,97
Tarifa T-MT	tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	a. Energía Punta	cada kWh	67,87		64,27
	b. Energía Valle	cada kWh	25,21		23,87
	c. Energía Noche	cada kWh	15,51		14,69
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	d. Potencia Punta	cada kW	11 013,31		10 429,02
	e. Potencia Valle	cada kW	7 689,65		7 281,68
	f. Potencia Noche	cada kW	4 925,40		4 664,09
Tarifa T-MTb	tarifa media tensión en dólares				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	a. Energía Punta	cada kWh	0,122		0,115
	b. Energía Valle	cada kWh	0,043		0,041
	c. Energía Noche	cada kWh	0,027		0,025
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
	d. Potencia Punta	cada kW	19,507		18,472
	e. Potencia Valle	cada kW	13,613		12,891
	f. Potencia Noche	cada kW	8,727		8,264

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-RE	tarifa residencial	
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo 2 115,60
	b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh 70,52
	c. Bloque 201-300 kWh	cada kWh 108,22
	d. Bloque mayor a 300 kWh	kWh adicional 111,88
Tarifa T-REH	tarifa residencial horaria	
Clientes consumo de 0 a 300 kWh		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	a. Bloque 0-300 kWh Punta	cada kWh 149,57
	b. Bloque 0-300 kWh Valle	cada kWh 62,02
	c. Bloque 0-300 kWh Noche	cada kWh 25,54
Clientes consumo de 301 a 500 kWh		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	d. Bloque 301-500 kWh Punta	cada kWh 170,24
	e. Bloque 301-500 kWh Valle	cada kWh 69,30
	f. Bloque 301-500 kWh Noche	cada kWh 29,19
Clientes consumo más de 501 kWh		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	g. Bloque mayor a 500 kWh Punta	cada kWh 201,86
	h. Bloque mayor a 500 kWh Valle	cada kWh 81,48
	i. Bloque mayor a 500 kWh Noche	cada kWh 37,70
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios	
Clientes consumo exclusivo de energía		
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh 119,18
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo 215 250,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh 71,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
	d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo 89 848,72
	e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW 11 231,09
Tarifa T-IN	tarifa industrial	
Clientes consumo exclusivo de energía		
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh 119,18
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
	b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo 215 250,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh 71,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
	d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo 89 848,72
	e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW 11 231,09

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-PR tarifa promocional		
Clientes consumo exclusivo de energía		
<i>a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>	cada kWh	119,18
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social		
Clientes consumo exclusivo de energía		
<i>a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>	cada kWh	80,27
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	138 630,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	46,21
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	59 856,88
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	7 482,11
Tarifa T-MT tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Energía Punta	cada kWh	60,79
b. Energía Valle	cada kWh	30,41
c. Energía Noche	cada kWh	21,89
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Potencia Punta	cada kW	10 660,78
e. Potencia Valle	cada kW	7 585,48
f. Potencia Noche	cada kW	4 815,41

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 074,20	2 135,40
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	69,14	71,18
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	84,63	87,12
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,74	100,61
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	175 260,00	180 390,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	58,42	60,13
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	73 104,80	75 254,08
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 138,10	9 406,76
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,74	100,61
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	175 260,00	180 390,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	58,42	60,13
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	73 104,80	75 254,08
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 138,10	9 406,76
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	70,33	72,40
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	121 590,00	125 190,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	40,53	41,73
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	49 130,64	50 575,04
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	6 141,33	6 321,88

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,64	55,22
b. Energía Valle	cada kWh	26,22	26,99
c. Energía Noche	cada kWh	17,88	18,41
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	9 440,87	9 718,43
e. Potencia Valle	cada kW	6 769,54	6 968,57
f. Potencia Noche	cada kW	4 631,04	4 767,19

ESPH Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 965,00	1 932,60
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	65,50	64,42
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	84,70	83,29
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	90,34	88,84
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	152 460,00	149 940,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	50,82	49,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	82 512,80	81 149,50
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 251,28	8 114,95
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	90,34	88,84
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	152 460,00	149 940,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	50,82	49,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	82 512,80	81 149,50
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	8 251,28	8 114,95
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	65,50	64,42
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	135 510,00	133 290,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	45,17	44,43
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	70 497,80	69 333,00
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	7 049,78	6 933,30

ESPH Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/01/2018 al 31/12/2018
Tarifa T-MT	tarifa media tensión		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	59,85	58,86
b. Energía Valle	cada kWh	30,49	29,98
c. Energía Noche	cada kWh	24,83	24,42
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	10 027,56	9 861,88
e. Potencia Valle	cada kW	6 967,35	6 852,23
f. Potencia Noche	cada kW	4 643,38	4 566,66

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 118,30
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,61
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	88,77
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,79
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	223 920,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,64
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 209,90
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 520,99
Tarifa T-IN tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,79
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	223 920,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,64
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 209,90
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 520,99
Tarifa T-MT tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Energía Punta	cada kWh	73,64
b. Energía Valle	cada kWh	62,54
c. Energía Noche	cada kWh	56,49
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Potencia Punta	cada kW	4 236,54
e. Potencia Valle	cada kW	4 236,54

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 973,70
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	65,79
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	92,75
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,07
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	184 440,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	90 790,20
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	9 079,02
Tarifa T-IN tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,07
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	184 440,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	90 790,20
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	9 079,02
Tarifa T-MT tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Energía Punta	cada kWh	80,89
b. Energía Valle	cada kWh	70,11
c. Energía Noche	cada kWh	62,56
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Potencia Punta	cada kW	3 664,83
e. Potencia Valle	cada kW	3 664,83

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 248,80
b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	81,22
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	131,44
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22
Tarifa T-IN tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social		
Clientes consumo exclusivo de energía		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Bloque 0-250 kWh	cada kWh	112,21
b. Bloque mayor a 250 kWh	cada kWh	157,09
Clientes consumo energía y potencia		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
c. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00
d. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
e. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30
f. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-MT tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
a. Energía Punta	cada kWh	74,81
b. Energía Valle	cada kWh	29,93
c. Energía Noche	cada kWh	19,24
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
d. Potencia Punta	cada kW	11 429,64
e. Potencia Valle	cada kW	8 302,65
f. Potencia Noche	cada kW	5 226,96

COOPEALFARO RUIZ Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2018
Tarifa T-RE tarifa residencial		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 164,34
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	72,14
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	93,79
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kW	cada kWh	101,00
Clientes consumo energía y potencia		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 956,96
c. Bloque mayor a 3000 kWl	cada kWh	61,32
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,51
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37
Tarifa T-IN tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía		
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kW	cada kWh	101,00
Clientes consumo energía y potencia		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>		
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 956,96
c. Bloque mayor a 3000 kWl	cada kWh	61,32
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>		
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,51
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37

Todos los análisis y ajustes propuestos se realizaron sobre las tarifas bases, es decir no se hace ajuste a la tarifa CVC por cuanto este ajuste servirá de base para la aplicación de la metodología de ajuste por costo variable por combustible (CVC) correspondiente a los periodos correspondientes.

Los porcentajes de variación indicados cambiaron posterior a la audiencia pública, al incorporar información solicitada a las empresas reguladas y al tomar en consideración las oposiciones respectivas.

- III. Tener por analizadas y respondidas las diferentes posiciones recibidas en la consulta pública, analizadas en el Considerando II de la presente resolución. Agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- IV. Solicitar al ICE-Generación coordinar con las empresas distribuidoras un plan de conciliación de pagos de los montos cobrados y pagados de modo incorrecto como consecuencia de la suspensión, según lo señalado en el cuadro 1 del presente informe. Asimismo, solicitar al ICE que remita a más tardar el 31 de octubre del presente año un informe donde se detalle el mecanismo de ajuste en la facturación para resarcir los cobros y pagos incorrectos, el cual debe ser acordado de manera formal con cada una de las empresas distribuidoras.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Intendente de Energía

INTENDENCIA DE ENERGIA
RIE-104-2017 a las 10 horas 49 minutos del 21 de setiembre de 2017

APLICACIÓN PARA EL IV TRIMESTRE DE 2017 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-057-2017

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 N° 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 N° 197 a La Gaceta N° 235 del 5 de diciembre del 2012.
- II. Que el 04 de setiembre de 2017, mediante oficio 1332-IE-2017, la Intendencia de Energía solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo (folios 01 al 02).
- III. Que el 04 de setiembre de 2017, mediante el oficio 1334-IE-2017, la Intendencia de Energía emitió el informe de la aplicación para el IV trimestre de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para consumo nacional” (folios 190 al 223).
- IV. Que el 06 de setiembre del 2017, mediante el oficio 1346-IE-2017, sobre la base del informe técnico 1334-IE-2017 citado, el Intendente de Energía solicitó la convocatoria a participación ciudadana (folios 03 al 04).

- V. Que el 11 de setiembre del 2017 se publicó en La Gaceta N° 172, Alcance 219 la convocatoria a participación ciudadana, así como en los diarios de circulación nacional La Teja, La Extra y La Nación. El 18 de setiembre del 2017, a las dieciséis horas venció el plazo para presentar posiciones.
- VI. Que el 19 de setiembre del 2017, mediante el oficio 3156-DGAU-2017, 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 presentaron posiciones.
- VII. Que el 20 de setiembre de 2017, mediante la resolución RIE-100-2017 la Intendencia de Energía fijó las tarifas del sistema de distribución que presta JASEC.
- VIII. Que el 21 de setiembre de 2017 a las 10 horas con 42 minutos, mediante la resolución RIE-102-2017 la Intendencia de Energía resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL) contra la resolución RIE-060-2017 del 7 de julio de 2017.
- IX. Que el 21 de setiembre de 2017 a las 10 horas con 43 minutos, mediante la resolución RIE-103-2017 la Intendencia de Energía fijó las tarifas del sistema de generación del ICE y de distribución del ICE y de las demás empresas distribuidoras de electricidad.
- X. Que el 21 de setiembre de 2017, mediante el informe técnico 1420-IE-2017, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, establecer los cargos trimestrales por empresa distribuidora para el IV trimestre 2017, aplicables a la estructura de costos sin combustibles.

CONSIDERANDO:

- I. Que del oficio 1420-IE-2017, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANALISIS DEL ASUNTO

1. Aplicación de la metodología

La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de los combustibles (CVC) utilizados en la generación térmica para el consumo nacional” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE

por concepto de la generación térmica, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las empresas distribuidoras del país, razón por la cual la metodología también prevé un procedimiento extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución.

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

En función de lo anterior, se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Combustibles para el IV trimestre 2017.

a. Análisis del mercado

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

i. 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 ForCast 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 julio del 2017.

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 del mismo, 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 julio de 2017.

Los ingresos sin combustibles del sistema de generación se calcularon tomando en cuenta las tarifas según la resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017, del 21 de septiembre de 2017 a las 10 horas con 43 minutos. 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.

¹ Correspondientes a 2015.

CUADRO N° 1
SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE
ESTIMACIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS,
INGRESOS(*) SIN COMBUSTIBLES Y CON COMBUSTIBLES POR MES
IV TRIMESTRE 2017

Mes	Ventas (GWh)	Ingresos sin combustible (Millones de colones)	Ingresos con combustible (Millones de colones)
Octubre	697,24	37 759,69	37 266,22
Noviembre	708,26	38 530,59	38 037,11
Diciembre	683,04	37 060,56	36 567,08
TOTAL	2 088,54	113 350,83	111 870,41

(*) Se incluye los ingresos de los usuarios directos
Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Generación térmica e importaciones

Al respecto, hay que tener presente la importante disminución que se registró en la generación térmica y, consecuentemente, el bajo consumo de combustibles estimado para 2017, 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 debe a mejores condiciones en el clima y a nuevos proyectos que han empezado a inyectar energía al sistema y la segunda se relaciona con el esfuerzo que ha venido realizando la Autoridad Reguladora, promoviendo acciones para que el Mercado Eléctrico Nacional se beneficie de las oportunidades que brinda el Mercado Eléctrico Regional.

ii. Sistema de distribución del ICE y otras empresas

La Intendencia actualizó las cifras de ventas a los abonados directos y las empresas distribuidoras a julio de 2017. 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 mediante la resolución RIE-103-2017, expediente ET-045-2017, del 21 de septiembre de 2017 a las 10 horas con 43 minutos, el cual fijó las tarifas del sistema de generación del ICE y de distribución del ICE y de las demás empresas distribuidoras de electricidad. Dicha resolución expresamente incorporó en su cálculo las estructuras de costos sin combustible de las resoluciones RIE-100-2017 y RIE-102-2017, ya citadas.

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

CUADRO N° 2
ESTIMACIÓN DE COMPRAS DE ENERGÍA AL ICE GENERACION,
INGRESOS SIN Y CON COMBUSTIBLES POR VENTA DE ENERGÍA A SUS
ABONADOS POR EMPRESA
MILLONES DE COLONES
IV TRIMESTRE 2017.

Empresa	Costo de la energía comprada sin combustible	Costo CVC por compra de energía	Ingresos sin combustibles	Ingresos con combustibles
ICE	52 565,07	-688,60	85 319,86	84 631,26
CNFL	44 095,36	-577,65	79 589,64	79 011,99
JASEC	5 913,38	-77,47	11 572,36	11 494,89
ESPH	4 134,47	-54,16	10 977,22	10 923,06
COOPELESCA	1 303,09	-17,07	8 530,99	8 513,92
COOPEGUANACASTE	2 542,03	-33,30	8 296,02	8 262,72
COOPESANTOS	681,94	-8,93	2 687,05	2 678,12
COOPEALFARO	242,40	-3,18	570,31	567,13
TOTAL	111 477,75	-1 460,36	207 543,45	206 083,09

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

La columna: "Ingreso con combustible" incluye el costo variable por combustibles actualizado para el año 2017 en cada una de las tarifas, utilizando el cargo trimestral indicado en el cuadro No. 11 del presente informe.

b. Análisis de los combustibles

Para estimar en unidades físicas la generación térmica para el IV trimestre 2017, 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 julio 2017; de manera que la generación térmica estimada por ARESEP para el IV trimestre 2017 es de 0,00 GWh. Por su parte, el ICE estimó una generación térmica de 0,00 GWh. A continuación, ambas estimaciones por mes:

CUADRO N° 3
SISTEMA DE GENERACIÓN, ICE
ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON PLANTAS
TÉRMICAS POR MES
EN GWh
IV TRIMESTRE 2017.

Mes	Estimación ARESEP GWh	Estimación ICE GWh
Octubre	0,00	0,00
Noviembre	0,00	0,00
Diciembre	0,00	0,00
TOTAL	0,00	0,00

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 N° 4
ESTIMACIÓN DEL GASTO EN COMBUSTIBLES POR GENERACIÓN
TÉRMICA POR TRIMESTRE
MILLONES DE COLONES
IV TRIMESTRE 2017.

Ente	IV Trimestre	TOTAL
ARESEP	0,00	0,00
ICE	0,00	0,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

Los precios de los combustibles (diésel térmico, búnker y búnker de bajo azufre) utilizados para los cálculos son los aprobados mediante la resolución RIE-095-2017 del expediente ET-051-2017, publicada en Gaceta 164, Alcance 210 del 30 de agosto de 2017, correspondientes a los precios vigentes. Se utiliza el precio

plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente.

Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel térmico se utilizó la fórmula establecida en la RIE-029-2014 del expediente ET-014-2014, publicada en La Gaceta 112 del 12 de junio de 2014 y por concepto de transporte de búnker se utilizó la fórmula establecida en la resolución RIE-079-2014, expediente ET-107-2014, publicada en la Gaceta 208, Alcance 61 del 29 de octubre de 2014. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de "Barranca" con una distancia promedio de 7 Km a planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.

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

CUADRO N° 5
PRECIOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
COLONES POR LITRO
IV TRIMESTRE 2017.

Componente	Búnker de bajo azufre	Búnker	Diésel para generación termoeléctrica
Precio Plantel	233,80	195,41	251,84
Impuesto único	23,00	23,00	140,50
Flete	4,96	4,96	4,96
TOTAL	261,76	223,37	397,30

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 ¢575,64 del miércoles 30 de agosto de 2017. Pero para calcular el gasto de combustible se utiliza el tipo de cambio promedio anual proyectado para el 2016 de ¢575,17.

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 IV trimestre 2017, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 6
CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN TÉRMICA
MILLONES DE COLONES
IV TRIMESTRE 2017.

Mes	Gasto en combustible para Generación
Octubre	0,00
Noviembre	0,00
Diciembre	0,00
TOTAL	0,00

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

c. 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:

i. Gasto de combustibles para el IV trimestre 2017:

De acuerdo con 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.

ii. 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 mayo, junio y julio del 2017, para realizar las presentes liquidaciones se tomaron los costos e ingresos por CVC de la información remitida por el ICE mediante el oficio 5407-120-2017 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-015-2017 se determinó una liquidación de ¢-48,02 millones por mes, que tenía que devolverse al ICE en los meses de mayo y junio, de igual modo en el estudio ET-029-2017 se obtuvo una liquidación por mes de ¢-546,95 millones que tenía que devolverse al ICE en julio.

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 mayo, junio y julio del 2017:

CUADRO N° 7
AJUSTE TRIMESTRAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN
MAYO, JUNIO Y JULIO 2017
MILLONES DE COLONES

Mes	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo del mes
Mayo	827,53	32,61	-48,02	746,90
Junio	791,90	6,55	-48,02	737,33
Julio	551,84	8,70	-546,95	-3,81
TOTAL	2 171,28	47,87	-643,00	1 480,41

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

Como se observa en el cuadro anterior, durante este periodo se obtuvo una liquidación positiva. Lo implica que se le debe devolver recursos a los usuarios, considerando que con la tarifa otorgada se cubrió la totalidad de los costos en que incurrió en dichos meses e incluso se obtuvo un saldo positivo que debe devolverse a los usuarios. Consecuentemente en los próximos tres meses se le debe devolver a los usuarios ¢493,47 millones por mes.

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

Sin embargo, mediante la resolución RIE-103-2017, tramitada bajo el expediente ET-045-2017, se realizó la liquidación de los ingresos y gastos por CVC para todas las empresas distribuidoras desde enero de 2016 hasta junio de 2017 con los cual sólo faltaría de liquidar para un próximo estudio el resultado correspondiente al mes de julio de 2017.

A continuación, se presenta el detalle del saldo para el mes de julio de 2017.

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

Empresa	Ingresos por CVC	Gastos por CVC	Liquidación de anteriores CVC a recuperar	Saldo acumulado
CNFL	127,94	210,33	0,00	-82,39
COOPEALFARO	0,58	1,07	0,00	-0,49
COOPEGUANACAST	21,72	11,06	0,00	10,66
COOPELESCA	14,62	8,12	0,00	6,51
COOPESANTOS	4,49	2,37	0,00	2,12
ESPH	37,80	27,62	0,00	10,18
ICE	136,50	250,23	0,00	-113,74
JASEC	35,41	27,23	0,00	8,18
TOTAL	379,05	538,02	0,00	-158,96

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

iii. Ajuste total al sistema de generación

De los cálculos anteriores, para el cuarto trimestre del 2017 el monto total a reconocer por concepto de combustibles para generación térmica, ajuste trimestral y traslado de gastos indicado en el cuadro 7 del presente informe es de: ¢-1 480,41 millones; los cuales deben ser reflejados en las tarifas finales del sistema de generación y las compras en el sistema de distribución para el periodo de interés. El resumen del monto reconocido en el cuarto trimestre del 2017 es el siguiente, según cada uno de sus componentes:

CUADRO N° 9
CÁLCULO DEL FACTOR POR CVC PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN
POR TRIMESTRE.
MILLONES DE COLONES
IV TRIMESTRE 2017.

Mes	IV Trimestre
Ingresos sin CVC	113 350,83
Costo CVC	-1 480,41
Liquidación de CVC a recuperar	0,00
Factor de combustible	-1,31%

Fuente: Intendencia de Energía con información del ICE y ARESEP.

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

d. 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 N° 10
MONTOS POR COMPRAS DE ENERGÍA, GASTO CVC E INGRESOS SIN
CVC
POR EMPRESA DISTRIBUIDORA
MILLONES DE COLONES
IV TRIMESTRE 2017.

Empresa	Costo de la energía comprada sin combustible	Costo CVC por compra de energía	Ingresos sin combustibles
ICE	52 565,07	-688,60	85 319,86
CNFL	44 095,36	-577,65	79 589,64
JASEC	5 913,38	-77,47	11 572,36
ESPH	4 134,47	-54,16	10 977,22
COOPELESCA	1 303,09	-17,07	8 530,99
COOPEGUANACASTE	2 542,03	-33,30	8 296,02
COOPESANTOS	681,94	-8,93	2 687,05
COOPEALFARO	242,40	-3,18	570,31
TOTAL	111 477,75	-1 460,36	207 543,45

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 N° 11
CARGO TRIMESTRAL POR EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA
IV TRIMESTRE 2017.

SISTEMA	EMPRESA	IV Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	-1,31%
	ICE T-UD	-1,31%
DISTRIBUCIÓN	ICE	-0,81%
	CNFL	-0,73%
	JASEC	-0,67%
	ESPH	-0,49%
	COOPELESCA	-0,20%
	COOPEGUANACASTE	-0,40%
	COOPESANTOS	-0,33%
	COOPEALFARORUIZ	-0,56%

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, considerando que se mantienen las descripciones indicadas en la resolución RIE-054-2017.

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-089-2017, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.

IV. CONSULTA PÚBLICA

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

Se publicó el 11 de septiembre del 2017 en el Alcance N°219 a La Gaceta N° 172. Asimismo, fue publicada dicho día, en tres periódicos de circulación nacional: La Teja, La Extra y La Nación.

En el informe de oposiciones y coadyuvancias, elaborado por la Dirección General de Atención al Usuario (oficio 3156-DGAU-2017), se indica que, vencido el plazo establecido, no se presentaron posiciones.

V. CONCLUSIONES

- 1. Los ingresos sin combustibles del ICE generación para el IV trimestre 2017 son de ₡113 350,83 millones.*
- 2. Las unidades físicas de generación térmica estimadas por ARESEP para el IV trimestre 2017 son de 0,00 GWh.*
- 3. El gasto estimado por ARESEP en consumo de combustibles para generación térmica para el cuarto trimestre es de ₡0,00 millones.*

4. El monto del ajuste correspondiente a los meses de mayo, junio y julio de 2017, que se traslada al IV trimestre del 2017, se calculó en ¢1 480,41 millones (que implica una devolución a los usuarios de ¢-493,47millones por mes).
5. De acuerdo con el análisis que precede, los cargos del ICE generación por combustibles para el cuarto trimestre es de -1,31%, 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 IV trimestre 2017 los porcentajes son los indicados en el cuadro N° 11.
6. El presente informe incorpora dentro de su cálculo las estructuras de costo sin combustible, resueltas por medio de las resoluciones RIE-100-2017, RIE-102-2017 y RIE-103-2017, citadas en la sección de antecedentes.

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerando precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente, es establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el IV trimestre 2017 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 IV trimestre 2017 aplicables a la estructura de costos sin combustibles de cada una de ellas:

SISTEMA	EMPRESA	IV Trimestre
GENERACIÓN	ICE T-CB y T-SD	-1,31%
	ICE T-UD	-1,31%
DISTRIBUCIÓN	ICE	-0,81%
	CNFL	-0,73%
	JASEC	-0,67%
	ESPH	-0,49%
	COOPELESCA	-0,20%
	COOPEGUANACASTE	-0,40%
	COOPESANTOS	-0,33%
COOPEALFARORUIZ	-0,56%	

- 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 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNFL			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,82	53,11
b. Energía Valle	cada kWh	44,09	43,51
c. Energía Noche	cada kWh	37,43	36,94
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 854,53	2 817,14
e. Potencia Valle	cada kW	2 854,53	2 817,14
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,13	52,43
b. Energía Valle	cada kWh	43,52	42,95
c. Energía Noche	cada kWh	37,22	36,73
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	2 854,53	2 817,14
e. Potencia Valle	cada kW	2 854,53	2 817,14
f. Potencia Noche	cada kW	0,00	0,00
Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	0,062	0,061
b. Energía Valle	cada kWh	0,051	0,050
c. Energía Noche	cada kWh	0,045	0,044
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	3,321	3,277
e. Potencia Valle	cada kW	3,321	3,277
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 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE	tarifa residencial		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 141,60
	b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	78,54
	c. Bloque mayor a 200 kWh	cada kWh	141,55
			3 116,00
			77,90
			140,40
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios		
Cientes consumo exclusivo de energía			
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	118,29
			117,33
Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	70,78
			70,21
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 699,76
			11 604,99
Tarifa T-IN	tarifa industrial		
Cientes consumo exclusivo de energía			
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	118,29
			117,33
Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	70,78
			70,21
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	11 699,76
			11 604,99
Tarifa T-CS	tarifa preferencial de carácter social		
Cientes consumo exclusivo de energía			
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	79,51
			78,87
Cientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	b. Consumo de Energía cada kWh	cada kWh	47,51
			47,13
	c. Consumo de Potencia cada kW	cada kW	7 662,49
			7 600,42
Tarifa T-MT	tarifa media tensión		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Energía Punta	cada kWh	67,87
	b. Energía Valle	cada kWh	25,21
	c. Energía Noche	cada kWh	15,51
			67,32
			25,01
			15,38
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	d. Potencia Punta	cada kW	11 013,31
	e. Potencia Valle	cada kW	7 689,65
	f. Potencia Noche	cada kW	4 925,40
			10 924,10
			7 627,36
			4 885,50
Tarifa T-MTb	tarifa media tensión en dólares		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Energía Punta	cada kWh	0,122
	b. Energía Valle	cada kWh	0,043
	c. Energía Noche	cada kWh	0,027
			0,121
			0,043
			0,027
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
	d. Potencia Punta	cada kW	19,507
	e. Potencia Valle	cada kW	13,613
	f. Potencia Noche	cada kW	8,727
			19,349
			13,503
			8,656

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 115,60	2 100,30
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,52	70,01
c. Bloque 201-300 kWh	cada kWh	108,22	107,43
d. Bloque mayor a 300 kWh	kWh adicional	111,88	111,06
Tarifa T-REH tarifa residencial horaria			
Clientes consumo de 0 a 300 kWh			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-300 kWh Punta	cada kWh	149,57	148,48
b. Bloque 0-300 kWh Valle	cada kWh	62,02	61,57
c. Bloque 0-300 kWh Noche	cada kWh	25,54	25,35
Clientes consumo de 301 a 500 kWh			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
d. Bloque 301-500 kWh Punta	cada kWh	170,24	169,00
e. Bloque 301-500 kWh Valle	cada kWh	69,30	68,79
f. Bloque 301-500 kWh Noche	cada kWh	29,19	28,98
Clientes consumo más de 501 kWh			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
g. Bloque mayor a 500 kWh Punta	cada kWh	201,86	200,39
h. Bloque mayor a 500 kWh Valle	cada kWh	81,48	80,89
i. Bloque mayor a 500 kWh Noche	cada kWh	37,70	37,42
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	118,31
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	213 690,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	71,23
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	89 192,80
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 149,10
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	118,31
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	213 690,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	71,23
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	89 192,80
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 149,10

Continua...

CNFL Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-PR tarifa promocional			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	119,18	118,31
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	215 250,00	213 690,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	71,75	71,23
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	89 848,72	89 192,80
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	11 231,09	11 149,10
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	80,27	79,68
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	138 630,00	137 610,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	46,21	45,87
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	59 856,88	59 419,92
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	7 482,11	7 427,49
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	60,79	60,35
b. Energía Valle	cada kWh	30,41	30,19
c. Energía Noche	cada kWh	21,89	21,73
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	10 660,78	10 582,96
e. Potencia Valle	cada kW	7 585,48	7 530,11
f. Potencia Noche	cada kW	4 815,41	4 780,26

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 074,20	2 060,40
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	69,14	68,68
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	84,63	84,06
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,74	97,09
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	175 260,00	174 090,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	58,42	58,03
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	73 104,80	72 614,96
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 138,10	9 076,87
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,74	97,09
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	175 260,00	174 090,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	58,42	58,03
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	73 104,80	72 614,96
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	9 138,10	9 076,87
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	70,33	69,86
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	121 590,00	120 780,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	40,53	40,26
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-8 kW	Cargo fijo	49 130,64	48 801,44
e. Bloque mayor a 8 kW	cada kW	6 141,33	6 100,18

Continua...

JASEC Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	53,64	53,28
b. Energía Valle	cada kWh	26,22	26,04
c. Energía Noche	cada kWh	17,88	17,76
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	9 440,87	9 377,62
e. Potencia Valle	cada kW	6 769,54	6 724,18
f. Potencia Noche	cada kW	4 631,04	4 600,01

ESPH	Sistema de distribución	Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE	tarifa residencial		
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
	a. Bloque 0-30 kWh Cargo fijo	1 965,00	1 955,40
	b. Bloque 31-200 kWh cada kWh	65,50	65,18
	c. Bloque mayor a 200 kWh kWh adicional	84,70	84,28
Tarifa T-CO	tarifa comercios y servicios		
Clientes consumo exclusivo de energía			
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh cada kWh	90,34	89,90
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
	b. Bloque 0-3000 kWh Cargo fijo	152 460,00	151 710,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	50,82	50,57
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
	d. Bloque 0-10 kW Cargo fijo	82 512,80	82 108,50
	e. Bloque mayor a 10 kW cada kW	8 251,28	8 210,85
Tarifa T-IN	tarifa industrial		
Clientes consumo exclusivo de energía			
	a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh cada kWh	90,34	89,90
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
	b. Bloque 0-3000 kWh Cargo fijo	152 460,00	151 710,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	50,82	50,57
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
	d. Bloque 0-10 kW Cargo fijo	82 512,80	82 108,50
	e. Bloque mayor a 10 kW cada kW	8 251,28	8 210,85
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	65,50	65,18
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh</u>			
	b. Bloque 0-3000 kWh Cargo fijo	135 510,00	134 850,00
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	45,17	44,95
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
	d. Bloque 0-10 kW Cargo fijo	70 497,80	70 152,40
	e. Bloque mayor a 10 kW cada kW	7 049,78	7 015,24

Continua...

ESPH Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	59,85	59,56
b. Energía Valle	cada kWh	30,49	30,34
c. Energía Noche	cada kWh	24,83	24,71
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	10 027,56	9 978,42
e. Potencia Valle	cada kW	6 967,35	6 933,21
f. Potencia Noche	cada kW	4 643,38	4 620,63

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 118,30	2 114,10
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	70,61	70,47
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	88,77	88,59
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,79	91,61
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	223 920,00	223 470,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,64	74,49
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 209,90	45 119,50
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 520,99	4 511,95
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	91,79	91,61
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	223 920,00	223 470,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	74,64	74,49
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	45 209,90	45 119,50
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	4 520,99	4 511,95
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	73,64	73,49
b. Energía Valle	cada kWh	62,54	62,41
c. Energía Noche	cada kWh	56,49	56,38
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	4 236,54	4 228,07
e. Potencia Valle	cada kW	4 236,54	4 228,07

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	1 973,70	1 965,90
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	65,79	65,53
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	92,75	92,38
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,07	96,68
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	184 440,00	183 690,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,48	61,23
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	90 790,20	90 427,00
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	9 079,02	9 042,70
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	97,07	96,68
Clientes consumo energía y potencia			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	184 440,00	183 690,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,48	61,23
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Bloque 0-10 kW	Cargo fijo	90 790,20	90 427,00
e. Bloque mayor a 10 kW	cada kW	9 079,02	9 042,70
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
a. Energía Punta	cada kWh	80,89	80,57
b. Energía Valle	cada kWh	70,11	69,83
c. Energía Noche	cada kWh	62,56	62,31
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
d. Potencia Punta	cada kW	3 664,83	3 650,17
e. Potencia Valle	cada kW	3 664,83	3 650,17

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	3 248,80	3 238,00
b. Bloque 41-200 kWh	cada kWh	81,22	80,95
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	131,44	131,01
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09	156,57
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	284 400,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	94,80
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	232 887,30
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 525,82
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	157,09	156,57
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	284 400,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	94,80
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	232 887,30
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 525,82
Tarifa T-CS tarifa preferencial de carácter social			
Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-250 kWh	cada kWh	112,21	111,84
b. Bloque mayor a 250 kWh	cada kWh	157,09	156,57
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
c. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	285 330,00	284 400,00
d. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	95,11	94,80
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
e. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	233 658,30	232 887,30
f. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	15 577,22	15 525,82

Continua...

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-MT tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Energía Punta	cada kWh	74,81	74,56
b. Energía Valle	cada kWh	29,93	29,83
c. Energía Noche	cada kWh	19,24	19,18
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Potencia Punta	cada kW	11 429,64	11 391,92
e. Potencia Valle	cada kW	8 302,65	8 275,25
f. Potencia Noche	cada kW	5 226,96	5 209,71

COOPEALFARO RUIZ Sistema de distribución		Estructura de Costos sin combustible	Tarifa (incluye CVC)
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017	Rige del 01/10/2017 al 31/12/2017
Tarifa T-RE tarifa residencial			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	2 164,20	2 152,20
b. Bloque 31-200 kWh	cada kWh	72,14	71,74
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	93,79	93,26
Tarifa T-CO tarifa comercios y servicios			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	101,00	100,43
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 960,00	182 940,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,32	60,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,55	142 975,35
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37	9 531,69
Tarifa T-IN tarifa industrial			
Clientes consumo exclusivo de energía			
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	cada kWh	101,00	100,43
Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
b. Bloque 0-3000 kWh	Cargo fijo	183 960,00	182 940,00
c. Bloque mayor a 3000 kWh	cada kWh	61,32	60,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
d. Bloque 0-15 kW	Cargo fijo	143 780,55	142 975,35
e. Bloque mayor a 15 kW	cada kW	9 585,37	9 531,69

- 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 y RIE-089-2016, así mismo con lo establecido en la resolución RIE-035-2016, en relación con la “Estrategia de colocación de excedentes en el Mercado Eléctrico Regional”.
- V. Indicar a las empresas distribuidoras de electricidad y al Instituto Costarricense de Electricidad, que el presente resolución incorpora dentro de su cálculo las estructuras de costo sin combustible, resueltas por medio de las resoluciones RIE-100-2017 del 20 de setiembre de 2017, RIE-102-2017 y RIE-103-2017, ambas del 21 de setiembre de 2017.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós
Intendente de Energía

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RIE-105-2017 a las 15:00 horas del 22 de setiembre de 2017

**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 SETIEMBRE DE 2017**

ET-058-2017

RESULTANDO:

- I. Que el 30 de julio de 1981, mediante la Ley N.º 6588, se establece que la Refinadora Costarricense de Petróleo (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.º 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 resolución RJD-230-2015, publicada en el diario oficial La Gaceta N.º 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.º 70 de la Gaceta N.º 86 del 5 de mayo de 2016.
- IV. Que el 3 de marzo de 2017, la IE mediante la resolución RIE-012-2017, publicada en el Alcance Digital N.º 57 a La Gaceta N.º 52 del 14 de marzo de 2017, aprobó entre otras cosas los otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria en colones por litro para cada producto para el 2017 (folios 3196 al 3315 del expediente ET-081-2016).
- V. Que el 26 de mayo de 2017, la IE mediante la resolución RIE-051-2017 resolvió el recurso de revocatoria interpuesto por Recope contra la resolución RIE-012-2017 y aprobó entre otras cosas el margen de operación de Recope (ET-081-2016).
- VI. Que el 25 de agosto de 2017, la IE mediante la resolución RIE-095-2017 publicada en el Alcance Digital N.º 210 a La Gaceta N.º 164 del 30 de agosto de 2017, fijó entre otras cosas el diferencial de precios

que registrará en las tarifas que se fijen en setiembre y octubre (ET-051-2017).

- VII.** Que el 7 de setiembre de 2017, Recope mediante el oficio EEF-0166-2017 presentó las facturas de importación de combustibles correspondientes a agosto (folios 80 a 88).
- VIII.** Que el 11 de setiembre de 2017, Recope mediante el oficio GG-0754-2017 solicitó fijación extraordinaria de precios de los combustibles (folios 1 al 77).
- IX.** Que el 11 de setiembre de 2017, la IE mediante oficio 1378-IE-2017 otorgó admisibilidad y solicitó proceder con la consulta pública de ley respectiva (corre agregado al expediente).
- X.** Que el 14 de setiembre de 2017, en La Gaceta N° 175, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 21 de setiembre de 2017 (corre agregado al expediente).
- XI.** Que el 12 de setiembre de 2017, Recope mediante el oficio EEF-0170-2017 Recope remitió los precios del asfalto y emulsión (folio 104).
- XII.** Que el 18 de setiembre de 2017, en los diarios de circulación nacional: La Nación, Diario Extra y La Teja, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 21 de setiembre de 2017 (corre agregado al expediente).
- XIII.** Que el 22 de setiembre de 2017, mediante el oficio 3184-DGAU-2017/27330, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que, vencido el plazo establecido, se recibió una oposición (corre agregado al expediente).
- XIV.** Que el 22 de setiembre de 2017, mediante el oficio 1424-IE-2017, 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 1424-IE-2017, 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 setiembre de 2017 en este caso, con base en las siguientes variables y criterios de cálculo:

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

Se utilizan 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 10 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 24 de agosto y 7 de setiembre de 2017 ambos inclusive, el 4 de setiembre no registraron cotización de precios por ser feriados en USA- excepto para el Av-gas que si publica precio los sábados y el 4 de setiembre, por lo que se cuenta con 13 registros durante ese mismo período.

De este rango de precios se obtiene 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 $\text{¢}576,82/\text{\$}$, correspondiente al período comprendido entre el 24 de agosto al 7 de setiembre de 2017 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-.

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

Producto	Pr _{ij}	Pr _{ij}	Diferencia	Pr _{ij}	Pr _{ij}	Diferencia
	(\$/bbl)	(\$/bbl)		(\$/bbl)	(¢/l) ¹	
	RIE-095-2017	propuesta		RIE-095-2017	propuesta	(¢/l)
Gasolina RON 95	71,36	79,45	8,09	258,47	288,25	29,78
Gasolina RON 91	68,44	75,59	7,15	247,92	274,25	26,33
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	67,80	71,70	3,90	245,59	260,15	14,56
Diésel 15 ppm de azufre	67,40	71,30	3,90	244,14	258,69	14,55
Diésel para generación termoeléctrica	59,67	62,91	3,23	216,16	228,23	12,06
Diésel marino	72,99	75,69	2,70	264,38	274,61	10,22
Keroseno	64,91	75,61	10,70	235,14	274,32	39,18
Búnker	46,38	47,08	0,70	168,00	170,81	2,82
Búnker de bajo azufre	54,79	56,77	1,98	198,45	205,97	7,51
IFO 380	43,02	47,68	4,66	155,83	172,99	17,16
Asfalto	43,16	45,54	2,38	156,34	165,21	8,87
Diésel pesado o gasóleo	53,72	55,82	2,10	194,60	202,52	7,92
Emulsión asfáltica rápida (RR)	28,35	29,74	1,39	102,68	107,90	5,22
Emulsión asfáltica lenta (RL)	28,05	29,60	1,55	101,62	107,39	5,77
LPG (70-30)	32,98	35,45	2,47	119,47	128,63	9,16
LPG (rico en propano)	31,19	33,51	2,32	113,00	121,58	8,58
Av-Gas	116,02	118,21	2,19	420,26	428,87	8,61
Jet fuel A-1	64,91	73,40	8,48	235,14	266,28	31,15
Nafta Pesada	56,45	65,19	8,74	204,47	236,51	32,04

Factor de conversión 1 barril = 158,987 litros

¹ Tipo de cambio promedio: ¢575,90/US\$

² Tipo de cambio promedio: ¢576,82/US\$

Fuente: Intendencia de Energía.

Como se aprecia en el cuadro anterior, al comparar los precios promedio internacionales de esta propuesta, respecto a los utilizados en la última fijación, se registró un aumento en el precio de todos los productos terminados que importa Costa Rica provenientes de los Estados Unidos, fenómeno que se explica por el impacto que tuvo el paso del huracán Harvey por la Costa del Golfo, considerando que este fenómeno provocó al cierre temporal de varias refinerías, afectando cerca del 22% de la capacidad de producción de los productos terminados. Lo anterior generó que en el corto plazo se diera un aumento en los precios de los productos finales.

Al respecto, cuando se presentan eventos no previsibles que impacten los precios internacionales de referencia, tal como en este caso el huracán Harvey, la metodología establece en la sección 5.2.1 Combustibles derivados de hidrocarburos y biocombustibles lo siguiente:

[...] Si el precio de referencia de la fuente primaria ha sido influenciado por factores atípicos (que presenta características distintas a las consideradas normales en un determinado aspecto o campo de la realidad), como huracanes u otros fenómenos no previsibles y, simultáneamente, no se hayan realizado

importaciones de productos cuyo precio haya sido afectado por tales factores, o cuando las importaciones de productos se reciban por la costa del Pacífico, se utilizarán como fuente secundaria los precios de referencia internacionales en US Atlantic Coast, Chicago, US West Coast. Dichos efectos en el precio deberá ser acreditado por RECOPE en cada caso particular. [...]

Bajo el contexto anterior, el procedimiento establecido fue utilizar precios internacionales de referencia de mercados alternativos como Chicago y New York (US Atlantic), tomando como criterio la menor referencia de precio internacional. Es importante hacer notar que actualmente Recope referencia sus contratos con los precios de la Costa del Golfo, por ende, para las fechas en las que se recibieron embarques se utilizará los precios de referencia internacional de la Costa del Golfo, mientras que para los restantes días se tomaron los precios internacionales de referencia de los mercados alternativos, de conformidad con la propuesta realizada por Recope. Tal y como se resume en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 2
Determinación Precio internacional de referencia

Producto	Embarque	Criterio
Diésel para uso automotriz	081P032017	Costa del Golfo para los días de determinación del precio del embarque y del 31 al 7 de setiembre New York (US Atlantic)
Gasolina RON 95 y RON 91	079M062017 083M072017 086M082017	Costa del Golfo para los días de determinación del precio del embarque y para los restantes días Chicago: <ul style="list-style-type: none"> Gasolina RON 91 del 28 al 31 de agosto y el 7 de setiembre Gasolina RON 95 del 28 al 30 de agosto y 6-7 de setiembre
LPG (mezcla 70-30)	080L132017-B	Costa del Golfo de los Estados Unidos
Asfalto	082A072017	Poten \$ Partners
Jet fuel		Chicago
Búnker		Costa del Golfo

El 25 de abril de 2016, mediante la resolución RJD-070-2016, publicada en el Alcance N.º 70 de la Gaceta N.º 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 20 de julio de 2017, mediante el oficio EEF-0123-2017, Recope proporciona los precios del asfalto y emulsión, para esta fijación tarifaria y de conformidad con lo dispuesto en la resolución RJD-070-2016, la IE utiliza 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 toma un factor de conversión de la densidad del asfalto de 5,545 barril/tonelada corta, tras utilizar una densidad promedio anual de 1,0292 g/cm³ a 25°C, obtenida de los análisis fisicoquímicos del producto muestreado durante el 2016 en el plantel de Moín, a través del Laboratorio Nacional de Materiales y Modelos Estructurales (Lanamme), como parte del Programa de evaluación de calidad de los combustibles en planteles de Recope que lleva a cabo la Intendencia de Energía. Dicha información es de acceso público por medio de la página web de la Aresep, a través del Informe de calidad de los productos de planteles de Recope, año 2016.

La ecuación utilizada para determinar el factor de conversión fue:

$$(1 \text{ L}/1,0292 \text{ kg}) * (907,18 \text{ kg}/1 \text{ ton}) * (1 \text{ gal}/3,785 \text{ L}) * (1 \text{ barril}/42 \text{ gal}) = 5,545 \text{ barril/ton}$$

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

En la resolución RIE-012-2017, publicada en el Alcance Digital N.º 57 a La Gaceta N.º 52 del 14 de marzo de 2017, se aprobó entre otras cosas los otros ingresos prorrateados y la rentabilidad sobre base tarifaria para cada producto en colones por litro para el 2017 y mediante la resolución RIE-051-2017 que resolvió el recurso de revocatoria contra la RIE-012-2017, se aprobó el margen de operación de Recope K, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 3
Cálculo de componentes de precio por producto 2017
(colones por litro)

Producto	K	OIP_{i,a}	RSBT_i
Gasolina RON 95	34,792	-0,03	8,29
Gasolina RON 91	34,398	-0,03	8,18
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	34,907	-0,03	8,32
Diésel 15 ppm de azufre	34,907	0,00	0,00
Diésel para generación termoeléctrica	34,839	0,00	0,00
Diésel marino	29,528	0,00	0,00
Keroseno	39,822	-0,03	7,19
Búnker	57,698	-0,03	6,38
Búnker bajo azufre	44,924	-0,03	5,06
IFO-380	27,894	-0,03	0,00
Asfaltos	91,136	-0,03	12,96
Diésel pesado	33,933	-0,03	11,53
Emulsión Asfáltica RR	67,774	-0,03	16,41
Emulsión Asfáltica RL	68,964	-0,03	16,41
LPG (mezcla 70-30)	51,853	-0,03	10,18
LPG (rico en propano)	47,224	0,00	0,00
Av-gas	213,649	-0,03	25,36
Jet fuel A-1	67,708	-0,03	11,26
Nafta pesada	28,919	-0,03	4,42

Fuente: Intendencia de Energía.

3. Ventas estimadas

En el ET-058-2017 anexo N.º 3D, Recope presenta una explicación detallada sobre el procedimiento seguido para realizar la estimación de las ventas por producto de setiembre a diciembre 2017. El Área de Información y Mercados de la Intendencia de Energía, hizo 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.

Por lo anterior en el cálculo de los subsidios se utilizan las estimaciones de ventas propuestas 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 origina 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 calcula utilizando las ecuaciones del apartado 5.6 de la metodología.

Mediante la resolución RIE-095-2017, publicada en Alcance Digital N.º 210 a La Gaceta N.º 164 del 30 de agosto de 2017, se calculó el diferencial de precios que estará vigente en setiembre y octubre. 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.º 4
Cálculo del diferencial de precios por litro

Producto	Monto (¢ / litro) (*)
Gasolina RON 95	(14,54)
Gasolina RON 91	(18,17)
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	(2,95)
Asfalto	(12,26)
LPG (mezcla 70-30)	(0,98)
Jet fuel A-1	17,50
Búnker	(4,48)
Búnker bajo azufre	
Av-gas	(24,89)

(*) Los montos negativos corresponden a rebajas en las tarifas.
Fuente: Intendencia de Energía.

5. Subsidios

a. Flota pesquera nacional no deportiva

De acuerdo con la aplicación de la Ley N.º 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.º 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 agosto de 2017.

Determinación del Si a aplicar a las tarifas vigentes:

El valor del subsidio se determina como la suma de todas las diferencias entre lo que está incluido en la tarifa vigente y los costos que la Ley N.º 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 según se indica en la Ley N.º 9134:

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. 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.º 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
<i>Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L</i>	2,49	
Flete marítimo ¢/L	5,24	5,24
Seguro marítimo ¢/L	0,14	0,14
<i>Costo marítimo ¢/L</i>	0,38	
<i>Pérdidas en tránsito \$/bbl</i>	-0,31	
Costos de trasiego almacenamiento y distribución	10,02	10,02
<i>costos de gerencias de apoyo</i>	10,17	
<i>Inventario de Seguridad en producto terminado</i>	0,00	
<i>Inversión (depreciación)</i>	5,46	
<i>Costos por demoras en embarques</i>	0,59	
<i>Transferencias</i>	0,23	
Total	34,40	15,40

Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre

Componente del margen	Margen total	Margen ajustado pescadores
Margen de Comercializador (Platt's) ¢/L	2,49	
Flete marítimo ¢/L	5,24	5,24
Seguro marítimo ¢/L	0,14	0,14
Costo marítimo ¢/L	0,37	
Pérdidas en tránsito \$/bbl	0,09	
Costos de trasiego almacenamiento y distribución	10,21	10,21
costos de gerencias de apoyo	10,17	
Inventario de Seguridad en producto terminado	0,00	
Inversión (depreciación)	5,38	
Costos por demoras en embarques	0,59	
Transferencias	0,23	
Total	34,91	15,59

Nota: El margen total es el margen de comercialización de Recope determinado en la resolución RIE-051-2017, el margen ajustado a pescadores refleja los únicos tres costos listados anteriormente de conformidad con la Ley N.º 9134.

Por consiguiente, las tarifas propuestas de gasolina RON 91 incluirían un margen de operación de ¢34,40 por litro, mientras que el cargo por margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢15,40 por litro, generando un diferencial de ¢19,00 por litro.

Para el caso del diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre, las tarifas propuestas incluirían un margen de operación de ¢34,91 por litro, mientras que el margen para la flota pesquera nacional no deportiva será de ¢15,59 por litro, generando un diferencial de ¢19,31 por litro.

ii. Monto de la factura de compra del combustible:

Se calculan las diferencias entre los precios FOB vigentes a la fecha de este informe y los precios promedio simple facturados de los embarques recibidos en agosto de 2017, según facturas –folios del 88 al 87-.

Cuadro N.º 6
Diferencia entre el P_{rij} y el precio facturado
(Facturas agosto 2017)

Facturas pagadas en el último mes	Producto	Fecha de factura	\$ / bbl	Bbls	Total \$	Beneficiario	Embarque
	Diésel 50 ppm de azufre	22/08/2017	\$65,23	230 262,64	15 020 951,53	Atlantic Trading & Marketing, Inc	074D032017
	Diésel 50 ppm de azufre	01/09/2017	\$64,79	220 709,97	14 300 744,15	Atlantic Trading & Marketing, Inc	076D042017
	Diésel 50 ppm de azufre	31/08/2017	\$66,15	328 682,05	21 743 764,31	PBF Holding Company LLC	081P032017
	Gasolina RON 91	26/07/2017	\$60,78	154 933,38	9 416 571,95	Lukoil Pan Americas, LLC	069M042017
	Gasolina RON 91	05/09/2017	\$64,31	160 047,51	10 292 907,55	Lukoil Pan Americas, LLC	077M052017
	Gasolina RON 91	05/09/2017	\$66,02	169 814,00	11 210 373,10	Lukoil Pan Americas, LLC	079M062017
Diferencial de precios promedio							
Producto	Pri promedio facturado \$	Pri vigente \$	dif /bbl \$	dif /L \$	dif /L ¢ (*)		
Diésel 50 ppm de azufre	\$65,50	\$67,80	-\$2,30	-\$0,01	-8,35		
Gasolina RON 91	\$63,78	\$67,81	-\$4,03	-\$0,03	-14,63		

(*) Tipo de cambio promedio: ₡576,82/US\$

iii. Subsidio por litro de agosto 2017:

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.º 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
-agosto de 2017-
(colones por litro)

Componentes del $SC_{i,j}$ de gasolina RON 91 pescadores		Componentes del $SC_{i,j}$ de Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores	
Pri -facturación-	-14,63	Pri -facturación-	-8,35
K	-19,00	K	-19,31
$SC_{i,j}$	-33,63	$SC_{i,j}$	-27,66

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 distribuido 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.

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 reales de esos productos durante agosto de 2017, con el fin de determinar el monto real a subsidiar. Adicionalmente, debido a que las ventas estimadas a pescadores, para el mes en que se va a recuperar el subsidio, en este caso octubre 2017, son diferentes a las que generaron el monto subsidiado (agosto), es necesario ajustar el monto del subsidio por litro, para cada uno de los productos que consume la flota pesquera nacional no deportiva. El monto por litro a subsidiar, una vez restado el ajuste, se obtuvo de dividir el monto real a subsidiar entre las ventas estimadas de cada producto. Como resultado, el monto por litro a subsidiar, en setiembre para la gasolina RON 91 para pescadores es de ¢38,97 y para el diésel para uso automotriz de pescadores ¢23,13, tal y como se detalla a continuación.

Cuadro N.º 8
Cálculo del subsidio total a la flota pesquera nacional no deportiva
(colones)

Subsidio	Subsidio por litro agosto	Monto del subsidio por litro a trasladar en octubre	Ventas reales a pescadores agosto¹	Subsidio a pescadores
Gasolina RON 91	-33,63	-38,97	751 596	-25 275 855
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	-27,66	-23,13	2 007 236	-55 526 325
Total			2 758 832,00	-80 802 181

1/ Ventas reales suministradas por Recope.

De conformidad con el cuadro anterior, el subsidio total a pescadores asciende a ¢80 802 181 durante agosto de 2017.

Una vez obtenido este monto se distribuye proporcionalmente, según las ventas estimadas de octubre de 2017 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.º 9
Cálculo de la asignación del subsidio por producto

Producto	Recope: ventas agosto 2017 ^a		Subsidio total ^c	Ventas octubre 2017 ^d	Subsidio ¢/litro
	Litros	Relativo ^b			
Gasolina RON 95	58 648 820	20,30	16 400 284	55 089 949	0,30
Gasolina RON 91	54 966 896	19,02	15 370 688	53 411 683	0,29
Gasolina RON 91 pescadores	751 596		-25 275 855	648 667	-38,97
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	108 171 975	37,44	30 248 710	97 631 214	0,31
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores	2 007 236		-55 526 325	2 400 704	-23,13
Diésel para generación termoeléctrica	0	0,00	0	0	-
Keroseno	778 335	0,27	217 650	719 893	0,30
Búnker	8 901 975	3,08	2 489 307	9 163 534	0,27
Búnker de bajo azufre	0	0,00	0	0	-
lfo-380	0	0,00	0	0	-
Asfalto	10 183 703	3,52	2 847 723	8 800 407	0,32
Diésel pesado o gasóleo	995 610	0,34	278 408	854 237	0,33
Emulsión asfáltica rápida (RR)	807 587	0,28	225 830	842 949	0,27
Emulsión asfáltica lenta (RL)	60 541	0,02	16 929	55 645	0,30
LPG (70-30)	27 401 246	9,48	7 662 358	26 465 930	0,29
Av-Gas	178 580	0,06	49 937	158 510	0,32
Jet Fuel -A1	17 860 245	6,18	4 994 356	15 947 986	0,31
Nafta pesada	0	0,00	0	0	-
Total	291 714 345	100,00	0	272 191 309	

a/ Ventas reales tomadas de los reportes mensuales de ventas de 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-058-2017, anexo 3D.

Fuente: Intendencia de Energía.

b. Política sectorial mediante Decreto Ejecutivo N.º 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.º 39437-MINAE, se debe recalcular el subsidio correspondiente:

Cuadro N.º 10
Porcentaje promedio del P_{rij} sobre el precio plantel, 2008-2015

Producto	Porcentaje promedio P_{rij} en PPC_i 2008-2015	Precio FOB	Precio plantel sin impuesto con nueva metodología	Precio plantel manteniendo la relación	Subsidio
Búnker	86,00	170,81	231,49	198,69	-32,80
Búnker de bajo azufre	85,00	205,97	256,75	242,65	-14,10
Asfalto	85,00	165,21	258,18	194,96	-63,22
Emulsión asfáltica rápida RR	85,00	107,90	193,16	127,47	-65,69
Emulsión asfáltica lenta RL	85,00	107,39	193,88	126,87	-67,01
LPG (70-30)	86,00	128,63	190,78	149,19	-41,60
LPG (rico en propano)	89,00	121,58	169,64	136,34	-33,30

El valor total se obtuvo multiplicando el valor del subsidio para cada producto por las ventas estimadas para octubre de 2017, el monto total a subsidiar asciende a ¢ 2 016 884 536,98 tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º 11
Valor total del subsidio por producto

Producto	Subsidio cruzado	Ventas estimadas octubre 2017	Valor total del subsidio
Búnker	-32,80	9 163 533,72	(300 573 042,87)
Búnker de bajo azufre	-14,10	-	-
Asfalto	-63,22	8 800 407,41	(556 335 233,34)
Emulsión asfáltica rápida RR	-65,69	842 949,07	(55 371 310,90)
Emulsión asfáltica lenta RL	-67,01	55 645,45	(3 728 657,09)
LPG (70-30)	-41,60	26 465 929,94	(1 100 876 292,77)
LPG (rico en propano)	-33,30	-	-
Total			(2 016 884 536,98)

Según la política sectorial y la metodología vigente, este monto debe ser distribuido entre los demás productos no subsidiados, proporcionalmente a las ventas estimadas para octubre de 2017.

Cuadro N.º 12
Cálculo de la asignación del subsidio según la política sectorial, octubre 2017

Producto	Ventas estimadas (en litros) octubre 2017	Valor relativo	Total del subsidio (en colones)	Asignación del subsidio (¢/L)
Gasolina RON 95	55 089 949,42	24,61	496 440 477,85	9,01
Gasolina RON 91	53 411 682,65	23,86	481 316 856,08	9,01
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	97 631 213,92	43,62	879 799 074,07	9,01
Diésel 15 ppm de azufre	-	0,00	-	0,00
Diésel para generación termoeléctrica	-	0,00	-	0,00
Diésel marino	-	0,00	-	0,00
Keroseno	719 893,14	0,32	6 487 283,00	9,01
Búnker	9 163 533,72	-	-	-
Búnker de bajo azufre IFO 380	-	0,00	-	-
Asfalto	8 800 407,41	-	-	-
Diésel pesado o gasóleo	854 237,15	0,38	7 697 917,75	9,01
Emulsión asfáltica rápida RR	842 949,07	-	-	-
Emulsión asfáltica lenta RL	55 645,45	-	-	-
LPG (70-30)	26 465 929,94	-	-	-
LPG (rico en propano)	-	-	-	-
Av-Gas	158 510,04	0,07	1 428 405,73	9,01
Jet fuel A-1	15 947 985,97	7,13	143 714 522,50	9,01
Nafta Pesada	-	0,00	-	-
Total	269 141 937,89	100	2 016 884 536,98	
Total (sin ventas de subsidiados)	223 813 472,29			

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.º 13

Precio plantel sin impuesto final con las variables consideradas

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	Pescadores			Política Sectorial		Rendimiento sobre base tarifaria	Precio Plantel (sin impuesto)
											Subsidio cruzado	Asignación del subsidio	Subsidio cruzado	Asignación del subsidio			
											\$/ bbl	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro	¢ / litro		
Gasolina RON 95	79,45	288,25	34,79	0,00	-0,03	-14,54	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,30	0,00	9,01	8,29	326,91	
Gasolina RON 91	75,59	274,25	34,40	0,00	-0,03	-18,17	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,29	0,00	9,01	8,18	308,76	
Gasolina RON 91 pescadores	75,59	274,25	34,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-38,97	-38,97	0,00	0,00	0,00	269,68	
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	71,70	260,15	34,91	0,00	-0,03	-2,95	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,31	0,00	9,01	8,32	310,56	
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre pescadores	71,70	260,15	34,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-23,13	-23,13	0,00	0,00	0,00	271,92	
Diésel 15 ppm de azufre	71,30	258,69	34,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	294,44	
Diésel para generación termoeléctrica	62,91	228,23	34,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	263,90	
Diésel marino	75,69	274,61	29,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	304,97	
Keroseno	75,61	274,32	39,82	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,30	0,00	9,01	7,19	331,46	
Búnker	47,08	170,81	57,70	0,00	-0,03	-4,48	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,27	-32,80	0,00	6,38	198,69	
Búnker de bajo azufre	56,77	205,97	44,92	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	-14,10	0,00	5,06	242,65	
IFO 380	47,68	172,99	27,89	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	201,69	
Asfalto	45,54	165,21	91,14	0,00	-0,03	-12,26	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,32	-63,22	0,00	12,96	194,96	
Diésel pesado o gasóleo	55,82	202,52	33,93	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,33	0,00	9,01	11,53	258,13	
Emulsión asfáltica rápida RR	29,74	107,90	67,77	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,27	-65,69	0,00	16,42	127,47	
Emulsión asfáltica lenta RL	29,60	107,39	68,96	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,30	-67,01	0,00	16,42	126,87	
LPG (mezcla 70-30)	35,45	128,63	51,85	0,00	-0,03	-0,98	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,29	-41,60	0,00	10,18	149,19	
LPG (rico en propano)	33,51	121,58	47,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	-33,30	0,00	0,00	136,34	
Av-Gas	118,21	428,87	213,65	0,00	-0,03	-24,89	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,32	0,00	9,01	25,36	653,12	
Jet fuel A-1	73,40	266,28	67,71	0,00	-0,03	17,50	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,31	0,00	9,01	11,26	372,88	
Nafta Pesada	65,19	236,51	28,92	0,00	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,42	270,66	

⁽¹⁾ Fuente: Platts, a excepción del IFO 380, asfalto, diésel marino y emulsión asfáltica.

Tipo de cambio promedio: ¢576,82 Nota: Las diferencias en los decimales se deben a efectos de redondeo.

6. Impuesto único

De acuerdo con el Decreto Ejecutivo N.º 40521-H del 7 de julio de 2017, publicado en el Alcance N.º 185 a La Gaceta N.º 144 del 31 de julio de 2017, el impuesto único a los combustibles es el siguiente:

Cuadro N.º 14
Impuesto único a los combustibles

Tipo de combustible	Impuesto en colones por litro
Gasolina súper	248,75
Gasolina plus 91	237,75
Diésel 50 ppm de azufre	140,50
Asfalto	48,25
Emulsión asfáltica	36,00
Búnker	23,00
LPG -mezcla 70-30	48,25
Jet A-1	142,50
Av-gas	237,75
Keroseno	67,75
Diésel pesado	46,25
Nafta pesada	34,25

Fuente: Decreto Ejecutivo N.º 40521-H, publicado en el Alcance N.º 185 a La Gaceta N.º 144 del 31 de julio de 2017

7. 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, calculada con base en 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 al 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	Pri _j ¢ / lit	Ki ¢ / lit	Di ¢ / lit	PS pesquera ¢ / lit	PS Sectorial ¢ / lit	Precio al consumidor	
								Límite inferior ¢ / lit	Límite Superior ¢ / lit
IFO-380	0,03	19,04	172,99	27,89	0,00	0,00	0,00	182,71	220,79
AV – GAS	0,03	16,59	428,87	213,65	-24,89	0,32	9,01	636,59	669,77
JET FUEL A-1	0,03	18,75	266,28	67,71	17,50	0,31	9,01	354,19	391,69

Tipo de cambio promedio: ¢576,82/US\$

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.

8. Diésel 15 ppm

Una vez que exista la obligación por parte de Recope de suministrar el diésel 15 ppm en vez del diésel 50 ppm de azufre, el precio del mismo deberá actualizarse en cada fijación extraordinaria. En esta ocasión el precio de este producto será el siguiente:

Cuadro N.° 16
Precio del diésel 15 ppm de azufre
-en colones por litro-

DIÉSEL 15 PPM DE AZUFRE	Precio Plantel sin Impuesto	Precio Consumidor final ¹
Precio en plantel		434,94
Precio en estación de servicio ²	294,44	491,00
Precio de venta para el comercializador sin punto Fijo ³		438,69

¹ Con impuesto.

² Incluye un margen de comercialización total de 48,3128/litro y flete promedio de 7,8642/litro.

³ Incluye un margen total de 3,746 colones por litro.

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 ¢7,8642 por litro, mediante resolución RIE-029-2014 publicada en La Gaceta N.º 112 del 12 de junio de 2014. 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 ¢15,2393 por litro, mediante resolución RIE-029-2014.

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.º 61 a La Gaceta N.º 208 del 29 de octubre de 2014.

Según la resolución RIE-048-2015, 2015 publicada en el Alcance Digital N.º 28 a La Gaceta N.º 82 del 29 de abril de 2015, el margen de comercialización para el envasador de GLP, se estableció en ¢54,033 por litro.

Según la resolución RIE-008-2017 del 23 de febrero de 2017, publicada en el Alcance Digital N.º 47 a La Gaceta N.º 43 del 1 de marzo de 2017, el margen de comercialización para el distribuidor y agencia de GLP, se estableció en ¢52,097 por litro y el margen de detallista de GLP se estableció en ¢59,906 por litro.

[...]

IV. CONCLUSIONES

Con base en la metodología aplicable, los valores, cálculos indicados y justificados en el apartado Análisis de la solicitud tarifaria del presente informe, se concluye que deben ajustarse los precios de todos los productos derivados de hidrocarburos. El detalle de esos precios se indica en el apartado siguiente.

[...]

- II. Que en cuanto a la consulta pública, del oficio 1424-IE-2017 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La DGAU remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias, mediante el oficio 3184-DGAU-2017 del 22 de setiembre de 2017, el cual indica que, vencido el plazo establecido, se recibió oposición del señor Leonel Fonseca Cubillo, que en resumen señala (folios del 105 al 120):

- 1. La oposición publicada es ilegible e inentendible, por el pequeño tamaño de la letra y el tipo de letra utilizado, lo cual le violenta el derecho de participación ciudadana.*
- 2. Recope anunció que el incremento solicitado era menor al que verdaderamente se debía pedir, aduciendo que se iba a palear el efecto del huracán Harvey, lo cual es abiertamente ilegal por violentar el principio de servicio al costo, control de costos, resultados financieros y el equilibrio financiero. Recope no puede valerse de un fenómeno natural que es imposible que en tan poco tiempo haya afectado los precios de los productos internacionales para solicitar un incremento.*
- 3. La tarifa debe fijarse con los precios reales de compra, ya que utilizar cotizaciones violenta el principio de servicio al costo, ya que las mismas están afectadas hasta en un 70% por factores especulativos. La Aresep entiende que el precio internacional de referencia es un precio al costo, por lo que los usuarios se ven obligados a pagar un precio diferente por la compra de los combustibles, esto a pesar de que al ser un monopolio Recope compra todos los combustibles que se distribuyen en el país.*

Sobre los argumentos señalados por el señor Fonseca Cubillo, se indica:

- 1. Sobre la publicación de la convocatoria a consulta pública hecha por la Aresep en La Nación del lunes 18 de setiembre de 2017 página 10A, la DGAU mediante el oficio 3184-DGAU-2017 le aclara al recurrente que [...] esta aseveración fue revisada por esta Dirección y se encontró que la convocatoria publicada es legible y entendible. [...] Asimismo, siendo que el señor Fonseca Cubillo presentó oposición a la propuesta tarifaria no se acredita que se le haya violentado su derecho de participación ciudadana.*

Se recomienda rechazar este argumento.

2. *Sobre la propuesta de precios planteada por Recope, se le aclara que la metodología tarifaria vigente RJD-230-2015, dispone en el apartado 5.2.1 que: [...] El PRi, en fijaciones extraordinarias, se calcula como el promedio simple de las observaciones para las cuales existen datos de los precios internacionales disponibles en el periodo de los 15 días naturales anteriores al segundo viernes de cada mes, reportados por las fuentes de referencia. El valor de la observación diaria es el promedio simple de las cotizaciones alta y baja reportadas en la fuente de información, según el siguiente orden de preferencia:*

- i. “Platt’s Oilgram Price Report” de la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América (USA), publicado por McGraw Hill Financiam.*
- ii. Cualquier otra fuente siempre y cuando esté formalmente reconocida por Aresep. Dicha fuente deberá estar basada en un software o plataforma virtual que contenga información del precio del petróleo crudo y de sus derivados, además la información disponible debe estar fundamentada en información pública de las distintas bolsas de valores o commodities a nivel mundial.
Los precios de referencia de los combustibles de otra fuente deberán estar homologados a los productos de venta nacional para lo cual se utilizará el detalle de los productos incluidos en la tabla 1 o su actualización según fijaciones tarifarias ordinarias.*
- iii. En el caso del Av-gas se utilizarán los precios realmente pagados por Recope en el último embarque comprado de ese producto.*
- iv. De contarse solamente con un precio CIF de referencia, la Aresep deberá ajustarlo con la información más oportuna para aproximar el dato a un precio FOB.*

Los precios se expresarán en dólares de los Estados Unidos (US\$) por barril y se convertirá a colones por litro, utilizando un factor de conversión de 158,987 litros por barril y el tipo de cambio de venta para el sector público no bancario (CRC/USD), publicado por el Banco Central de Costa Rica, según la sección 5.3.

Si el precio de referencia de la fuente primaria ha sido influenciado por factores atípicos (que presenta características distintas a las consideradas normales en un determinado aspecto o campo de la realidad), como huracanes u otros fenómenos no previsibles y, simultáneamente, no se hayan realizado importaciones de productos cuyo precio haya sido afectado por tales factores, o cuando las importaciones de productos se reciban por la costa del Pacífico, se utilizarán como fuente secundaria los precios de referencia internacionales en US Atlantic Coast, Chicago, US West Coast. Dichos efectos en el precio deberá ser acreditado por RECOPE en cada caso particular. [...]

En ese contexto Recope, como se explicó ampliamente en el apartado II.1. de este informe, propone utilizar para los días que tienen incidencia en las importaciones de combustibles, los precios de referencia que sean más bajos entre las posibles fuentes autorizadas y los precios de la Costa del Golfo para los días que tienen incidencia en las importaciones realizadas durante el período a tarifar. Lo anterior porque la Junta Directiva de la Aresep de manera diligente, al definir la metodología tarifaria previó el mecanismo a utilizar cuando se presentan factores atípicos como el huracán Harvey. Haber creado este mecanismo permite que los precios propuestos y finalmente aprobados en este acto sean inferiores que si no se hubiese previsto la utilización de otras fuentes de referencia.

Le recordamos que el diferencial de precios que se calcula bimestralmente se origina 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 , pretende conciliar las diferencias originadas por los precios fijados y los precios de compra reales, por lo que no se evidencia cómo el utilizar precios de referencia violenta el principio de servicio al costo, control de costos, resultados financieros y el equilibrio financiero de Recope.

Asimismo se le aclara al señor Fonseca Cubillo que Recope no tiene ninguna participación en la metodología que utilizan las fuentes de referencia para definir los precios internacionales y en ese contexto es imposible que Recope puede valerse de un fenómeno natural para solicitar un incremento en los precios de los combustibles.

Se recomienda rechazar este argumento.

3. *Como se explicó en el argumento anterior los precios reales de compra, se incorporan en las fijaciones extraordinarias por medio de la variable denominada diferencial de precios. Los precios de referencia publicados por Platt's (que es la fuente de los datos utilizados en este momento) son reconocidos a nivel mundial como insumo para realizar las transacciones en este caso de petróleo y sus derivados. No logra acreditar el recurrente que dichos precios están afectados hasta en un 70% por factores especulativos, de manera que se invalide la fuente de información utilizada. No es cierto que la Aresep entienda que el precio internacional de referencia es un precio al costo, por eso la metodología tarifaria dispone de variables que permiten reconocer las diferencias originadas entre los precios vigentes y los de compra, ya que por los tiempos que transcurren mientras se desarrolla el procedimiento tarifario se originan diferencias en los precios.*

Finalmente aclarar que aunque exista un monopolio para la compra de todos los combustibles que se distribuyen en el país, el consumo de Costa Rica no es un monto significativo a nivel mundial, que le permita a Recope tener algún impacto en las transacciones que puedan determinar los precios internacionales, lo que ha sucedido a lo largo del tiempo es que Recope ha sido reconocido por ser eficiente en sus compras, permitiendo entonces transar a precios competitivos en el mercado internacional y con la metodología vigente, se reitera que es trasladado al usuario.

Se recomienda rechazar este argumento.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados 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⁾	326,91	575,66
Gasolina RON 91 ⁽¹⁾	308,76	546,51
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre ⁽¹⁾	310,56	451,06
Diésel 15 ppm de azufre	294,44	434,94
Diésel para generación termoeléctrica ⁽¹⁾	263,90	404,40
Diésel marino	304,97	445,47
Keroseno ⁽¹⁾	331,46	399,21
Búnker ⁽²⁾	198,69	221,69
Búnker de bajo azufre ⁽²⁾	242,65	265,65
IFO 380 ⁽²⁾	201,69	201,69
Asfalto ⁽²⁾	194,96	243,21
Diésel pesado o gasóleo ⁽²⁾	258,13	304,38
Emulsión asfáltica rápida RR ⁽²⁾	127,47	163,47
Emulsión asfáltica lenta RL ⁽²⁾	126,87	162,87
LPG (mezcla 70-30)	149,19	197,44
LPG (rico en propano)	136,34	184,59
Av-Gas ⁽¹⁾	653,12	890,87
Jet fuel A-1 ⁽¹⁾	372,88	515,38
Nafta Pesada ⁽¹⁾	270,66	304,91

⁽¹⁾ Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida mediante resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014 publicada en La Gaceta N.º 112 del 12 de junio de 2014.

⁽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.º 61 de La Gaceta N.º 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.º 7384 y el artículo 1 de la Ley N.º 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	269,68
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	271,92

(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⁾	632,00
Gasolina RON 91 ⁽¹⁾	603,00
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre ⁽¹⁾	507,00
Keroseno ⁽¹⁾	455,00
Av-Gas ⁽²⁾	906,00
Jet fuel A-1 ⁽²⁾	531,00

(1) El precio final contempla un margen de comercialización de 48,3128/litro y flete promedio de 7,8642/litro, para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RIE-062-2013 de 25 de junio de 2013 y RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014, respectivamente.

(2) El precio final para las estaciones aéreas contempla margen de comercialización total promedio -con transporte incluido de 15,2393/litro, establecidos mediante resolución RIE-029-2014 del 6 de junio de 2014.

(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	579,40
Gasolina RON 91	550,25
Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre	454,80
Keroseno	402,95
Búnker	225,43
Asfalto	246,96
Diésel pesado	308,13
Emulsión asfáltica rápida RR	167,22
Emulsión asfáltica lenta RL	166,62
Nafta Pesada	308,65

⁽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.º 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-	251,47	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	2 125,00	2 565,00	3 071,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	4 252,00	5 133,00	6 146,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	5 314,00	6 414,00	7 680,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	8 502,00	10 264,00	12 289,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	21 257,00	25 661,00	30 724,00
Estación de servicio mixta (por litro) ⁽⁵⁾		(*)	300,00

(*) No se comercializa en esos puntos de ventas.

⁽¹⁾ Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.º 65 del 2 de abril de 2001.

⁽²⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 28 a La Gaceta N.º 82 del 29 de abril de 2015.

⁽³⁾ Incluye el margen de distribuidor y agencia de 52,097/litro establecido mediante resolución RIE-008-2017 del 23 de febrero de 2017 publicada en el Alcance Digital N.º 47 a La Gaceta N.º 43 del 1 de marzo de 2017

⁽⁴⁾ Incluye el margen de detallista de 59,906/litro establecido mediante resolución RIE-008-2017 del 23 de febrero de 2017 publicada en el Alcance Digital N.º 47 a La Gaceta N.º 43 del 1 de marzo de 2017

⁽⁵⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015 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-	238,62	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	2 152,00	2 622,00	3 163,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	4 298,00	5 236,00	6 315,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	5 374,00	6 547,00	7 896,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	8 595,00	10 472,00	12 630,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	21 495,00	26 188,00	31 585,00
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.º 65 del 2 de abril de 2001.

⁽²⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 28 a La Gaceta N.º 82 del 29 de abril de 2015.

⁽³⁾ Incluye el margen de distribuidor y agencia de ₡52,097/litro establecido mediante resolución RIE-008-2017 del 23 de febrero de 2017 publicada en el Alcance Digital N.º 47 a La Gaceta N.º 43 del 1 de marzo de 2017

⁽⁴⁾ Incluye el margen de detallista de ₡59,906/litro establecido mediante resolución RIE-008-2017 del 23 de febrero de 2017 publicada en el Alcance Digital N.º 47 a La Gaceta N.º 43 del 1 de marzo de 2017

⁽⁵⁾ Incluye el margen de envasador de 54,033/litro, establecido mediante resolución RIE-048-2015 del 23 de abril de 2015 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	182,71	220,79
Av-gas	636,59	669,77
Jet fuel A-1	354,19	391,69
Tipo de cambio	₡576,82	

- II. Una vez que exista la obligación por parte de Recope de suministrar el diésel 15 ppm en lugar del diésel 50 ppm de azufre el precio del mismo será el siguiente y el cual se actualizará en cada fijación tarifaria:

**Precio del diésel 15 ppm de azufre
-en colones por litro-**

Diésel 15 ppm de azufre	Precio Plantel sin Impuesto	Precio Consumidor final ¹
Precio en plantel		434,94
Precio en estación de servicio ²	294,44	491,00
Precio de venta para el comercializador sin punto Fijo ³		438,69

¹ Con impuesto.

² Incluye un margen de comercialización total de ¢48,3128/litro y flete promedio de ¢7,8642/litro.

³ Incluye un margen total de ¢3,746 colones por litro.

- III. Indicarle a Recope que se mantienen los requerimientos de información establecidos en resoluciones anteriores.
- IV. Tener por analizada y respondida la oposición de la respectiva consulta pública. Agradecer a los diferentes participantes por sus aportes al proceso de fijación tarifaria.
- V. 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

MARIO MORA QUIRÓS
INTENDENTE DE ENERGÍA

1 vez.—Solicitud N° 1427-IE2017.—O. C. N° 8926-2017.—(IN2017171377).