



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica



ALCANCE Nº 39 A LA GACETA Nº 36

Año CXLIV

San José, Costa Rica, miércoles 23 de febrero del 2022

117 páginas

**PODER LEGISLATIVO
LEYES**

**DOCUMENTOS VARIOS
HACIENDA**

**CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
RESOLUCIONES**

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

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

PODER LEGISLATIVO

LEYES

10122

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA
DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

DECRETA

REFORMA DEL ARTÍCULO 1 DE LA LEY 8131, ADMINISTRACIÓN FINANCIERA DE LA REPÚBLICA Y PRESUPUESTOS PÚBLICOS, DE 18 DE SETIEMBRE DE 2001

ARTÍCULO ÚNICO-Se reforma el antepenúltimo párrafo del artículo 1 de la Ley 8131, Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos, de 18 de setiembre de 2001. El texto es el siguiente:

Artículo 1- Ámbito de aplicación

[...]

Las disposiciones de esta ley no serán aplicables a los bancos públicos, al Instituto Nacional de Seguros (INS), ni al Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, excepto en lo correspondiente al trámite de aprobación de sus presupuestos, así como a lo ordenado en los artículos 57 y 94 y en el título X de esta ley.

[...]

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los trece días del mes de enero del año dos mil veintidós.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO

Silvia Hernández Sánchez
Presidenta

Aracelly Salas Eduarte
Primera secretaria

Xiomara Priscilla Rodríguez Hernández
Segunda secretaria

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los dos días del mes de febrero del año dos mil veintidós.

EJECÚTESE Y PUBLÍQUESE.

CARLOS ALVARADO QUESADA.—El Ministro de Hacienda, Elian Villegas Valverde y El Ministro de Salud, Dr. Daniel Salas Peraza.—1 vez.—Exonerado.—Solicitud N° 011-2022.—(L10122 - IN2022625404).

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA DECRETA:

**REDUCCIÓN DE LA DEUDA PÚBLICA POR MEDIO DE LA VENTA DE
ACTIVOS OCIOSOS O SUBUTILIZADOS DEL SECTOR PÚBLICO**

ARTÍCULO 1- Autorización

Se autoriza a todos los entes y órganos de la Administración Pública para que enajenen o liquiden, de manera directa, los bienes muebles e inmuebles inscritos a su nombre y que no estén afectados al uso o dominio público sobre los que proceda la compra directa, de acuerdo con los parámetros de la Ley 7494, Ley de Contratación Administrativa, de 2 de mayo de 1995 y su reglamento; siempre y cuando dichos bienes no estén siendo utilizados en modo alguno y a criterio de la institución resulten ociosos, de acuerdo con el efectivo cumplimiento del fin público por el que fueron adquiridos.

ARTÍCULO 2- Definición

Para efectos de esta ley, se entenderá por activo ocioso aquel bien mueble o inmueble que, estando disponible para su uso, en la ubicación y en las condiciones esperadas, requeridas y necesarias para utilizarlo, no genere utilidades, beneficios o rentabilidad alguna, ni se le pueda dar el uso previsto para el que fue adquirido o algún otro que sea en función de su naturaleza.

ARTÍCULO 3- Declaratoria de ociosidad

Cada órgano y entidad de la Administración Pública tendrá la obligación de realizar un inventario anual de todos sus bienes muebles e inmuebles y remitir un informe al Ministerio de Hacienda, a más tardar el 31 de marzo de cada año, en el cual identificará, además, los bienes que catalogarían como ociosos. En caso de no existir bienes de este tipo, el jerarca deberá hacerlo constar en el respectivo informe. Corresponderá al máximo jerarca del órgano o ente emitir la resolución razonada por la cual declara el bien como ocioso, así como acreditar que desprenderse de este no generará afectación al servicio público ni a derechos de terceras personas sobre estos.

ARTÍCULO 4- Disposición del bien y su traspaso

A partir de la resolución señalada en el artículo anterior, el jerarca máximo de cada órgano o ente deberá emitir el acto administrativo en el cual acepta traspasar el bien al Ministerio de Hacienda, siguiendo los procedimientos establecidos en el ordenamiento jurídico vigente y previo avalúo del bien, realizado por un perito del Ministerio de Hacienda.

Dicho traspaso será realizado según lo dispuesto en la Ley 6815, Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República de 27 de setiembre de 1982.

Una vez en firme dicho acto, el jerarca deberá notificar su decisión al Ministerio de Hacienda y a la Contraloría General de República.

ARTÍCULO 5- Remate del bien

Tan pronto el bien declarado ocioso pase a dominio del Ministerio de Hacienda, la Dirección General de Bienes y Contratación Administrativa de dicha cartera anunciará la posibilidad de desprenderse de este mediante un remate, que se regulará según lo dispuesto por la legislación de contratación administrativa vigente.

ARTÍCULO 6- Producto del remate del bien

El producto del remate público ingresará íntegramente al erario y será destinado, en su totalidad, al servicio de la deuda pública, por medio del presupuesto nacional correspondiente.

La Tesorería Nacional deberá acreditar el ingreso de la totalidad de los recursos generados producto de la realización del remate de los bienes indicados en esta ley.

ARTÍCULO 7- Tramitación de desafectación ante la Asamblea Legislativa

En caso de que los bienes públicos declarados como ociosos se encuentren afectados por el uso o dominio público, el jerarca del órgano o la entidad de la Administración Pública centralizada podrá solicitar al Poder Ejecutivo la presentación del respectivo proyecto de ley, ante la Asamblea Legislativa, para su desafectación.

ARTÍCULO 8- Facultad de los órganos o entes de la Administración Pública para participar

Los órganos o entes de la Administración Pública, en ejercicio de sus potestades y competencias, podrán declarar la ociosidad de sus bienes, autorizar el traspaso y solicitar al Poder Ejecutivo, en los casos que corresponda, la presentación del proyecto para la desafectación del bien público, en los términos dispuestos por la presente ley.

ARTÍCULO 9- Responsabilidades

El incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 3 de esta ley será causal de responsabilidad administrativa y civil para el jerarca del órgano o ente, quien a su vez podrá realizar la distribución interna de responsabilidades, según lo dispuesto por el artículo 205 de la Ley 6227, Ley General de la Administración Pública, de 2 de mayo de 1978.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los veintiséis días del mes de octubre del año dos mil veintiuno.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO

Silvia Hernández Sánchez
Presidenta

Aracelly Salas Eduarte
Primera secretaria

Xiomara Priscilla Rodríguez Hernández
Segunda secretaria

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los veintiocho días del mes de enero del año dos mil veintidós.

EJECÚTESE Y PUBLÍQUESE

CARLOS ALVARADO QUESADA.—El Ministro de Hacienda, Elian Villegas Valverde.—1 vez.—Solicitud N° 009-2022.—Exonerado.—(L10092 - IN2022625405).

10112

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

**LEY PARA CAMBIAR LA REFERENCIA DE LA TASA
LIBOR EN NORMATIVA RELACIONADA CON SISTEMA
DE BANCA PARA EL DESARROLLO**

ARTÍCULO ÚNICO-Se reforman los párrafos sexto y vigésimo del artículo 59 de la Ley 1644, Ley Orgánica del Sistema Bancario Nacional, de 26 de setiembre de 1953, en los que se hace referencia a la tasa Libor. Los textos son los siguientes:

Artículo 59- Solo los bancos podrán recibir depósitos y captaciones en cuenta corriente. Cuando se trate de bancos privados, solo podrán captar depósitos en cuenta corriente, si cumplen alguno de los siguientes requisitos:

i) (...)

Las entidades administradoras de estos recursos, según el artículo 36 de la Ley 8634, reconocerán a la banca privada, por los recursos transferidos, una tasa de interés del cincuenta por ciento (50%) de la tasa básica pasiva para depósitos en moneda nacional y un cincuenta por ciento (50%) del promedio de los últimos tres meses de la tasa SOFR (Secured Overnight Financing Rate), calculada por el Banco de la Reserva Federal de Nueva York, por los recursos transferidos en moneda extranjera.

(...)

Si el banco privado se traslada al inciso ii) y no cumple con los saldos mínimos requeridos en préstamos a beneficiarios finales, según lo autorizado por el Consejo Rector, de manera directa o a través de sus operadores de banca de segundo piso, se le aplicará una sanción equivalente a la tasa básica pasiva en colones, calculada por el Banco Central, más cuatro puntos porcentuales (TBP+4 p.p), aplicables proporcionalmente sobre el valor que resulte de la diferencia entre el monto requerido autorizado y el saldo de esta cartera durante los días que se presentó el incumplimiento, sea en moneda nacional o extranjera. El importe de esta multa será depositado por el banco privado en el Fondo Nacional para el Desarrollo. Se exceptúan de esta sanción los faltantes calificados como sobrevenidos, es decir, por causas que se encuentran fuera del control de las entidades, los cuales serán valorados por la Sugef durante el procedimiento sancionatorio, sin perjuicio de que desde el momento en que se detecta el hecho la entidad está en la obligación de presentar ante el Consejo Rector del Sistema de Banca para el Desarrollo, para su aprobación, un plan de regularización para que los montos faltantes sean depositados en el Fondo de Crédito para el Desarrollo, a efectos de cumplir permanentemente con el diez por ciento (10%) establecido en este inciso ii).

(...)

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los veintiún días del mes de diciembre del año dos mil veintiuno.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO

Silvia Hernández Sánchez

Presidenta

Otto Roberto Vargas Víquez

Segundo prosecretario

Xiomara Priscilla Rodríguez Hernández

Segunda secretaria

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los veintiocho días del mes de enero del año dos mil veintidós.

EJECÚTESE Y PUBLÍQUESE.

CARLOS ALVARADO QUESADA.—El Ministro de Hacienda, Elian Villegas Valverde.—1 vez.—Solicitud N° 010-2022.—Exonerado.—(L10112 - IN2022625407).

DOCUMENTOS VARIOS

HACIENDA

DIRECCIÓN GENERAL DE TRIBUTACIÓN

DGT-R-05-2022. —Dirección General de Tributación, San José, a las 8:25 horas del 10 de febrero de 2022.

Considerando:

- I. Que el artículo 99 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, Ley N°4755 del 03 de mayo de 1971 y sus reformas, faculta a la Administración Tributaria para dictar normas generales, tendientes a la correcta aplicación de las leyes tributarias, dentro de los límites que fijen las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.
- II. Que mediante Ley N° 10066, “Regulación de los sistemas electrónicos de administración de nicotina (SEAN), sistemas similares sin nicotina (SSSN) y dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares”, publicada en La Gaceta N° 12, del 20 de enero del 2022 y vigente a partir de su publicación, se establece un impuesto con destino específico regulado por los siguientes artículos:

“ARTÍCULO 4- Impuesto específico

Se crea un impuesto con destino específico sobre la venta de los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN) y Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), así como sobre los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, sus accesorios y otros bienes complementarios, incluyendo el líquido para su uso, de producción nacional, así como sobre la importación de estas mercancías.

Para los fines de este impuesto, se entenderá por “venta” todo acto o contrato que implique transmisión de dominio, independientemente de la naturaleza jurídica de este y de la designación que le hayan dado las partes.

ARTÍCULO 5- Momento en que ocurre el hecho generador

El hecho generador del impuesto ocurre:

- a) En la venta local, en el momento de la venta a nivel de fábrica, en la fecha de emisión de la factura o de la entrega del producto, el acto que suceda primero.*
- b) En la importación, en el momento de la aceptación de la declaración aduanera.*

ARTÍCULO 6- Contribuyentes

Serán contribuyentes de este impuesto:

- a) En la venta local, el fabricante de los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN), los Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, así como sus accesorios y otros bienes complementarios, incluyendo el líquido para su uso.*
- b) En la importación o internación del producto terminado, la persona física o jurídica a cuyo nombre se importe o interne dicho producto.*

ARTÍCULO 7- Base imponible

La base imponible sobre la que se aplicará la tarifa del impuesto será:

- a) En la venta local, el precio de venta del fabricante de los bienes gravados con este impuesto.*
- b) En la importación, el valor CIF de cada Sistema Electrónico de Administración de Nicotina (SEAN), Sistema Similar sin Nicotina (SSSN), dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, así como de cada líquido, con o sin nicotina, y cada accesorio importado.*

ARTÍCULO 8- Tarifa del impuesto

La tarifa sobre las operaciones de venta o importación de los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN), los Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, sus accesorios y sus líquidos para uso, será de veinte por ciento (20%) sobre la base imponible.

ARTÍCULO 9- Liquidación y pago del impuesto

Este impuesto se liquidará y pagará de la siguiente manera:

- a) En la producción nacional, durante los primeros quince días naturales de cada mes, salvo si el día en que se vence este plazo no es hábil, en cuyo caso se entenderá como prorrogado hasta el próximo día hábil.*
- b) El fabricante presentará la declaración por todas las ventas efectuadas en el mes anterior, respaldadas debidamente mediante los comprobantes autorizados por la Administración Tributaria; para ello, utilizará el formulario de declaración jurada que apruebe la Dirección General de Tributación. La presentación de esta declaración y el pago del impuesto son simultáneos*
- c) En las importaciones o internaciones, en el momento previo al desalmacenaje del producto, efectuado por las aduanas. No se autorizará desalmacenar los productos, si los interesados no han realizado el pago del impuesto por los medios que defina la Administración Tributaria.*

ARTÍCULO 10- Aplicación del impuesto

Este impuesto no incidirá en la determinación de otros impuestos, como por ejemplo en base imponible del impuesto sobre el valor agregado, que pesen sobre los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN), Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, sus accesorios y otros bienes complementarios, incluyendo el líquido para su uso.

ARTÍCULO 11- Administración del impuesto

La administración de este impuesto corresponderá a la Dirección General de Tributación. En materia tributaria, respecto a las sanciones y multas, son aplicables a este impuesto las disposiciones de la Ley 4755, Código de Normas y Procedimientos Tributarios, de 3 de mayo de 1971.”

- III. Que mediante investigación de campo que hemos realizado se ha tenido noticia de la posibilidad de que algunos obligados tributarios, importen partes de los dispositivos electrónicos para ensamblarlas en el país y vender dichos dispositivos, lo cual, a efectos de no desvirtuar el espíritu de la Ley debe entenderse también como una labor de fabricación y venta local, por lo que corresponde aclararlo para que exista seguridad jurídica.
- IV. Que el artículo 1º de la Ley N° 10066 dispone:

“ARTÍCULO 1-Objeto de la ley

La presente ley tiene por objeto regular los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN) y Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), así como los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, y crear un impuesto con destino específico sobre la importación o fabricación nacional de los SEAN/SSSN, así como sobre los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, sus accesorios y otros bienes complementarios, incluyendo el líquido para su uso, a favor de la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS).”

Tratándose de un impuesto con destino específico conviene limitar la posibilidad de compensación solo con el mismo tributo, a fin de no afectar la Caja única del Estado.

- V. Que a efectos de facilitar la liquidación y pago de dicho impuesto por parte de los fabricantes constituidos en obligados tributarios del mismo corresponde establecer un formulario normalizado disponible por los medios electrónicos que rigen para otros formularios de autoliquidación de tributos administrados por esta Dirección.
- VI. Que mediante el artículo primero de la Directriz N°052-MP-MEIC denominada “Moratoria a la creación de nuevos Trámites, Requisitos o Procedimientos al ciudadano para la obtención de permisos, licencias o autorizaciones” de fecha 19 de junio del año 2019, publicada en La Gaceta N°118 del 25 de junio de 2019, se instruye a los jerarcas de la Administración Central y Descentralizada, a no crear nuevos trámites, requisitos o procedimientos que deba cumplir el administrado para la obtención de permisos, licencias o autorizaciones, hasta el 7 de mayo del año 2022. Asimismo, dispone un caso de excepción en la aplicación de la norma, cuando se trate de casos en los que, por disposición de una Ley de la República, sea necesario emitir una regulación, encontrándonos en este último supuesto al crearse el impuesto con destino específico mediante la referida Ley 10066.
- VII. Que el artículo 105 del Código Tributario, establece que toda persona física o jurídica, pública o privada, estará obligada a proporcionar a la Administración Tributaria, la información de trascendencia tributaria, deducida de sus relaciones económicas, financieras y profesionales con otras personas.
- VIII. Que, asimismo, el artículo 122 de esa misma normativa, establece que cuando se utilicen medios electrónicos, se usarán elementos de seguridad tales como la clave de acceso, u otros que la Administración autorice al contribuyente y equivaldrán a su firma autógrafa. También dispone que las declaraciones se deban presentar en los formularios oficiales aprobados por la Administración Tributaria.
- IX. Que mediante resolución número DGT-R-33-2015 de las ocho horas del veintidós de setiembre de dos mil quince, publicada en La Gaceta N° 161 del 01 de octubre de 2015, se establecen las condiciones generales que regulan el uso de la página web denominada “Administración Tributaria Virtual” (ATV), así como su utilización para el cumplimiento de los deberes formales que recaen sobre los obligados tributarios.
- X. Que el artículo 174 del Código de Normas y Procedimientos tributarios dispone, en lo que interesa:

“ARTÍCULO 174.-Publicidad de los proyectos de reglamentación

Los proyectos de reglamentación de las leyes tributarias deberán hacerse del conocimiento general de los contribuyentes a través del sitio en Internet de la Administración Tributaria, ya sea por las redes sociales o por los medios científicos y tecnológicos disponibles, procurando siempre la mayor difusión posible. Para estos efectos, será publicado un aviso en un diario de circulación nacional en el cual se haga, de conocimiento general, la existencia de la información electrónica y la dirección por medio de la cual se puede ingresar.

Se concederá, obligatoriamente, a las entidades representativas de intereses de carácter general o corporativo o de intereses difusos, afectadas por los proyectos de disposición referidos en el párrafo anterior, ya sean reglamentos, directrices o normas generales que llegue a dictar la Administración Tributaria, la oportunidad de exponer su parecer sobre

tales proyectos, dentro del plazo de diez días contado desde su primera publicación en el diario oficial, salvo cuando se opongan a ello razones calificadas de interés público o de urgencia, debidamente consignadas en el proyecto de disposición general.” El subrayado es nuestro.

Debido a que la Ley 10066 rige a partir de su publicación, existen razones de urgencia para poner a disposición el medio de liquidación y pago del referido impuesto, de manera que los obligados tributarios puedan cumplir con sus deberes formales y materiales en la fecha de vencimiento de los mismos conforme lo disponen los incisos a) y b) del artículo 9 arriba transcrito, en razón del cual los productores nacionales deben presentar dentro de los primeros quince días naturales del mes de febrero el impuesto proporcional al período comprendido entre el 21 y 31 de enero de 2022, ambas fecha inclusive.

- XI. Que conforme a lo dispuesto en el artículo 12 del Decreto Ejecutivo N° 37045-MP-MEIC de fecha 22 de febrero de 2012, denominado “Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos”, la presente regulación, no establece ni modifica trámites, requisitos o procedimientos nuevos que el administrado deba cumplir ante la Administración Central, por lo que no se requiere el control previo de la Dirección de Mejora Regulatoria.

Por Tanto,

Resolución sobre el uso del formulario D-190 “Declaración de Impuesto específico establecido por Ley 10066”

Artículo 1º—Contribuyentes obligados a declarar.

Los fabricantes de los Sistemas Electrónicos de Administración de Nicotina (SEAN), los Sistemas Similares sin Nicotina (SSSN), los dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares, así como sus accesorios y otros bienes complementarios, incluyendo el líquido para su uso, están obligados a presentar la declaración correspondiente al Impuesto establecido en el artículo 4 en la venta local según el inciso a) del artículo 5, ambos de la Ley N° 10066, “Regulación de los sistemas electrónicos de administración de nicotina (SEAN), sistemas similares sin nicotina (SSSN) y dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares”.

Se entenderá que son también fabricantes los obligados tributarios que importen o adquieran a nivel local partes de los sistemas electrónicos mencionados en el párrafo anterior y las ensamblen para la venta del dispositivo.

Artículo 2º—Formulario de declaración jurada del Impuesto específico establecido por Ley 10066.

Establézcase el formulario denominado Declaración D-190 “Declaración de Impuesto al Vapeo y Accesorios”, para la declaración del Impuesto específico establecido por el artículo 4 y siguientes de la Ley N° 10066, “Regulación de los sistemas electrónicos de administración de nicotina (SEAN), sistemas similares sin nicotina (SSSN) y dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares”, publicada en La Gaceta N° 12, del 20 de enero del 2022, vigente a partir de su publicación.

El formato y las instrucciones de dicho formulario se encuentran en el Anexo 1 de esta resolución, el cual deberá mantenerse a disposición y debidamente actualizado en el sistema de la Administración Tributaria Virtual (en adelante “ATV”).

Artículo 3º—Medio y plazo para presentación de la declaración.

El formulario indicado en el artículo precedente estará disponible para ser llenado y presentado mediante el sistema en línea de la Administración Tributaria Virtual (en adelante “ATV”).

Dicha declaración deberá presentarse, durante los primeros quince días naturales del mes siguiente al período fiscal de que se trate, salvo si el día en que se vence este plazo no es hábil, en cuyo caso se entenderá como prorrogado hasta el próximo día hábil.

Las declaraciones presentadas en otros medios y formatos, se tendrán por no presentadas con los efectos legales que ello conlleva, sin necesidad de notificación alguna al interesado.

En caso de ingresar más de una declaración, la última constituye una rectificación de la anterior.

Artículo 4º—Responsabilidad del contribuyente por el no ingreso de la declaración jurada en tiempo.

Si por motivos no imputables a los sistemas de la Administración Tributaria, la declaración jurada del obligado Tributario, no ingresa dentro de los plazos establecidos, el obligado tributario, será el único responsable por la presentación ocurrida fuera de los plazos legales establecidos en la normativa que regula la materia.

Artículo 5º— No compensación con otros tributos.

Por tratarse de un impuesto con destino específico no se permite compensarlo con créditos o débitos provenientes de otros tributos administrados por esta Dirección General.

Artículo 6º—Sanciones.

El incumplimiento en la presentación de la declaración en los términos antes señalados, o la falta de pago oportuno, dará base para que la Administración Tributaria inicie el proceso para aplicar las sanciones correspondientes, establecidas en el Código de Normas y Procedimientos Tributarios.

Artículo 7º—Vigencia.

Rige para el período fiscal correspondiente a enero de 2022 que comprende proporcionalmente a los días del 21 al 31 de enero de 2022, ambas fechas inclusive.

Disposiciones Transitorias

Transitorio I.-

En tanto se pone a disposición en el sistema de ATV el formulario establecido por la presente resolución los obligados tributarios solo deberán liquidar el impuesto mediante el formulario “D.710-1 Impuesto a sistemas electrónicos de vapeo y accesorios” que se despliega en la sección de declaraciones, cuyo instructivo y formato constan en Anexo 2 de esta resolución, y pagar el monto liquidado por conectividad o Débito en Tiempo real (DTR).

Transitorio II.-

En cuanto al período fiscal de enero 2022 los interesados deberán pagar el impuesto junto con el período correspondiente a febrero 2022, sin que se generen recargos.

Publíquese.

Carlos Vargas Durán, Director General del Tributación.—1 vez.—Solicitud N° 329059.—(IN2022625376).

Anexo 1



D-190. Declaración Jurada del Impuesto al Vapeo y Accesorios - Ley N° 10066

I. Encabezado	
Periodo	Ver ayuda
Identificación N°	
Nombre o razón social	
Rectificativa	☒
II. Determinación Obligación Tributaria	
Ver ayuda	
Ventas brutas Gravadas	
Impuesto Neto del Perido	
III. Liquidación deuda tributaria	
Ver ayuda	
Intereses	
Total deuda a pagar	

Fecha y hora de recepción de la declaración

Instructivo:

Nombre de la casilla	Observaciones
Periodo	Corresponde al (año/mes. Pero el principio es el mismo, que el periodo fiscal sea seleccionado de previo por el obligado tributario antes de ingresar la declaración jurada D-190.
Número de identificación	El dato que se visualiza en este campo es el número de identificación del obligado tributario.
Nombre o razón social	Corresponde a los datos del obligado tributario que presenta la declaración en el sitio web de ATV, es decir, el dato que se visualiza en este campo es el nombre o razón social del obligado tributario.
Rectificativa	ATV extrae el número de declaración presentada previamente para ese mismo periodo.
II. Determinación Obligación Tributaria	

Ventas brutas Gravadas	Debe ser mayor a cero. Si el contribuyente no indica monto, el sistema le mostrará un mensaje que diga "Debe digitar el monto de ventas brutas Gravadas" Solo debe permitir caracteres numéricos, el sistema debe de permitir un máximo de 13 caracteres además debe de incluir las unidades de millar, no permitir incluir letras.
Impuesto Neto del Periodo	De cálculo automático por el sistema. Corresponde a multiplicar la casilla "Ventas Brutas Gravadas" por el 20%
III. Liquidación deuda tributaria	
Intereses	De cálculo automático por el sistema. Casilla no modificable por el contribuyente. Si la fecha de presentación es posterior a la fecha de vencimiento, el sistema debe calcular y mostrar el monto de los intereses, que se calcularán sobre el monto de la casilla "Total deuda tributaria", caso contrario no indica valor.
Total deuda a pagar	Resultado de sumar el monto de la casilla "Impuesto Neto del Periodo" el monto de la casilla "Intereses", el sistema lo consigna de forma automática.
Fecha Recepción	Se toma la fecha del sistema y es asignada automáticamente. Formato dd/mm/aaaa hh:mm:ss am/pm. Ej. 23/02/2018 09:15:45 am

Anexo 2

Declaración Transitoria de liquidación de impuesto a sistemas electrónicos de administración de nicotina (SEAN), sistemas similares sin nicotina (SSSN) y dispositivos electrónicos que utilizan tabaco calentado y tecnologías similares



NÚMERO DE DECLARACIÓN ASIGNADO PARA EFECTOS TRIBUTARIOS: 7101008504195

D.710 Formulario de pago para casos especiales

02- Período	
04- Cédula	
05- Rectificativa	
05- Rectificativa	
06- Nombre	
I. Base Imponible	
i. Código del Impuesto	190
ii. Nombre del Impuesto	Impuesto a los Vapeadores y Accesorios
iii. Base imponible	0
iv. Impuesto a cancelar	0
II. Liquidación Deuda Tributaria	
79- Total Impuesto	0
82- Intereses	0
83- Total Deuda Tributaria	0
Fecha de presentación	07/02/2022 11:37:20 AM

Instructivo:

Accese el formulario mediante el sistema de la Administración Tributaria Virtual, ATV, con el nombre de la declaración: "D-710-1-Impuesto a los vapeadores y accesorios".

El Formulario se presenta con el nombre genérico de D.170 Formulario de pago para casos especiales, pero automáticamente llena el código de Impuesto "190" y nombre "Impuesto al vapeo y accesorios".

El contribuyente deberá incluir en la casilla "Base Imponible" el monto sobre el cual se calcula el impuesto.

En la casilla Impuesto a cancelar debe colocar el monto del impuesto que se debe liquidar, en este caso deberá colocar el 20% del monto consignado en la casilla anterior.

Finalmente deberá validar y presentar la declaración para que se genere la deuda.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

RESOLUCIONES

R-DC-00020-2022. CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Despacho Contralor General.
San José a las nueve horas del dieciseis de febrero del dos mil
veintidós.-----

CONSIDERANDO:

1°—Que los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa, establecen los límites económicos a partir de los cuales aplica cada uno de los diferentes procedimientos de contratación, y la cuantía para poder apelar ante la Contraloría General de la República el acto de adjudicación.

2°—Que dichos artículos establecen que la Contraloría General de la República debe actualizar los límites antes señalados a más tardar la segunda quincena de febrero de cada año tomando como referencia, entre otros, la variación porcentual de Índice de Precios al Consumidor (IPC).

3°—Que mediante el Voto 998-98 de las once horas treinta minutos del dieciséis de febrero de mil novecientos noventa y ocho de la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, se determinó que en la actualización de los límites de contratación se deben ponderar las condiciones macroeconómicas del país, la condición real de las partidas que se destinan para la adquisición de bienes y servicios no personales, así como la preponderancia de las licitaciones públicas a partir de la cual se debería valorar el resto de procedimientos de contratación administrativa. De lo anterior deben existir los estudios que respalden las decisiones que se adopten.

4°—Que el Informe de Política Monetaria publicado por el Banco Central de Costa Rica en enero de este año, reitera el compromiso de esa institución en mantener la meta de inflación en 3%, con un rango de tolerancia de un punto porcentual hacia arriba y otro hacia abajo, igual a la establecida para el periodo anterior.

5°—Que a partir de las sumas base aprobadas por el legislador en los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa, se ha estimado necesario mantener parámetros diferenciados de actualización, con el propósito de reconocer el caso particular de los contratos de obra pública, de manera que los límites resulten ajustados a la realidad y dimensión de ese tipo contractual. Cabe señalar, que la metodología de actualización en el caso de los citados contratos de obra también parte esencialmente de valoraciones relativas a las variables antes indicadas.

6° —Que el artículo 27 de la Ley de Contratación Administrativa asigna a la Contraloría General el deber de elaborar una lista con el nombre de cada Administración y el monto de su presupuesto autorizado para respaldar la contratación de bienes y servicios no personales, la cual se calcula sobre el promedio de las sumas presupuestadas por cada Administración para respaldar la contratación de bienes y servicios no personales, en el período vigente y en los dos períodos anteriores.

7°— Que se utiliza en la elaboración de los límites económicos las partidas para adquisición de bienes y servicios no personales del presupuesto institucional de cada Administración, entendiendo por éste el que rige durante el ejercicio económico y comprende el presupuesto inicial y sus variaciones (presupuestos extraordinarios y modificaciones presupuestarias), conforme lo regula la Norma 2.2.1 de las Normas Técnicas Sobre Presupuesto Público (N-1-2012-DC-DFOE) Resolución R-DC-24-2012 emitida por el Despacho de la Contralora General de la República a las nueve horas del veintiséis de marzo de dos mil doce, que fue modificada por la Resolución R-DC-064-2013 de las quince horas del nueve de mayo de dos mil trece, publicada en la Gaceta No. 101 del 28 de mayo del 2013.

8°—Que para la preparación de los límites económicos que se definen en esta Resolución, se tomó la información del Sistema Institucional de Información sobre Planes y Presupuestos regulado mediante las “Directrices Generales a los Sujetos Pasivos de la Contraloría General de la República para el Adecuado Registro y Validación de Información en el Sistema de Información sobre Planes y Presupuestos (SIPP) (D-1-2010-DC-DFOE)”; Directriz R-DC-54-2010 del Despacho del Contralor General de la República de las ocho horas del doce de marzo de dos mil diez. La captura de la información se realizó al ser las 3 horas y 5 minutos del 11 de febrero del 2022. Para las instituciones que corresponden al Gobierno Central se tomó la información contenida en el Sistema Integrado de Gestión de Administración Financiera (SIGAF), en lo que corresponda.

9°—Que el artículo 22 de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660, establece el procedimiento para determinar los límites económicos a partir de los cuales aplica cada uno de los diferentes procedimientos de contratación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Asimismo, el artículo 26 estatuye que en el caso del ICE solo cabrá recurso de apelación cuando se trate de licitación pública.

10°—Que el artículo 45 aparte b) de la Ley N° 8660 reformó el artículo 23 de la Ley N° 7799 Reforma de la Ley de Creación del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, disponiendo que a la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago le aplicará el mismo régimen de contratación administrativa que el establecido para el ICE.

11°—Que el artículo 20 de esa misma Ley establece que la adquisición de bienes y servicios, que realicen las empresas del ICE constituidas como una sociedad anónima, quedarán excluidas de la Ley de Contratación Administrativa.

12°—Que el artículo 16 aparte ch) de la ley de Fortalecimiento del Instituto Costarricense de Ferrocarriles (INCOFER), Ley N°9366, reformó el artículo 16 de su ley orgánica, Ley N°7001, de 19 de setiembre de 1985 y sus reformas, disponiendo que al INCOFER le aplicará el mismo régimen de contratación administrativa establecido para el ICE en el capítulo IV del título II de la Ley 8660.

13°—Que mediante Ley N° 9524 denominada *"Fortalecimiento del control presupuestario de los órganos desconcentrados del Gobierno Central"* se dispuso que los presupuestos de los órganos desconcentrados de la Administración central se incorporarán al proceso de aprobación del presupuesto nacional por parte de la Asamblea Legislativa.

14°— Que de acuerdo con el Decreto Ejecutivo N° 42712-H, denominado *"Reglamento a la Ley N° 9524 Ley de Fortalecimiento del Control Presupuestario de los Órganos Desconcentrados del Gobierno Central y Reforma a los Artículos 2 y 3 del Decreto No 39183-H, Denominado: Procedimiento para la Incorporación y Desincorporación Presupuestaria de las Fuentes de Financiamiento de Crédito Público Externo y las Autorizaciones De Gasto Asociadas al Presupuesto de la República"*. Se establece que los órganos desconcentrados formarán parte integral del presupuesto del órgano al que están adscritos.

15°—Que mediante el dictamen N° C-181-2018 del 01 de agosto de 2018, la Procuraduría General de la República, expuso: *"En orden a esa competencia de la Contraloría, la Ley 9524 no solo modifica el texto de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, sino que también modifica algunas otras leyes. Esa modificación no tiene como objeto reformar la naturaleza jurídica de los órganos que administran presupuestos ni eliminar la atribución de una personalidad jurídica instrumental. Por el contrario, el objeto de esas puntuales reformas es modificar la competencia de la Contraloría General de la República.[...]"* Y respecto a la personalidad jurídica instrumental señaló: *"Así, la personalidad instrumental asegura al órgano la facultad de contratar, adquirir bienes, nombrar sus funcionarios con cargo al presupuesto pero siempre con sujeción a las normas sobre ejecución."*

16°—Que al mantener estos órganos su personalidad jurídica instrumental, conservan entre otros la facultad de contratar, por lo que para los efectos de la actualización de los límites de contratación administrativa, se considerarán únicamente los montos asignados en las partidas del presupuesto nacional Ley de Presupuesto Ordinario y Extraordinario de la República para el ejercicio económico 2021 y 2022, leyes N°9926 y N°10103 respectivamente, que respaldan la adquisición de bienes y servicios no personales de esos órganos desconcentrados, y no el de la cartera ministerial al que estén adscritos.

POR TANTO

Se resuelve:

I. —Actualizar los límites económicos que establecen los incisos a) al j) de los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa y sus reformas, de conformidad con lo que se indica en las siguientes tablas:

I.A. Límites generales de contratación administrativa, excluye obra pública:

LÍMITES GENERALES DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA (EXCLUYE OBRA PÚBLICA) AÑO 2022							
Estrato ¹	Presupuesto para compra de bienes y servicios no personales Artículos 27 y 84		LÍMITES DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA Artículo 27				Recurso de Apelación Artículo 84
			Licitación Pública	Licitación Abreviada		Contratación Directa	
	Más de	Igual a o menos de	Igual a o más de	Menos de	Igual a o más de	Menos de	A partir de
A	80 900 000 000,00		701 000 000,00	701 000 000,00	101 100 000,00	101 100 000,00	350 000 000,00
B	53 900 000 000,00	80 900 000 000,00	605 000 000,00	605 000 000,00	31 390 000,00	31 390 000,00	249 200 000,00
C	27 000 000 000,00	53 900 000 000,00	423 000 000,00	423 000 000,00	28 260 000,00	28 260 000,00	178 400 000,00
D	13 480 000 000,00	27 000 000 000,00	302 300 000,00	302 300 000,00	25 120 000,00	25 120 000,00	130 500 000,00
E	2 700 000 000,00	13 480 000 000,00	211 600 000,00	211 600 000,00	21 980 000,00	21 980 000,00	94 000 000,00
F	1 348 000 000,00	2 700 000 000,00	181 400 000,00	181 400 000,00	18 840 000,00	18 840 000,00	80 600 000,00
G	809 000 000,00	1 348 000 000,00	120 900 000,00	120 900 000,00	15 700 000,00	15 700 000,00	55 700 000,00
H	270 000 000,00	809 000 000,00	90 700 000,00	90 700 000,00	9 420 000,00	9 420 000,00	40 300 000,00
I	80 900 000,00	270 000 000,00	60 500 000,00	60 500 000,00	6 280 000,00	6 280 000,00	26 870 000,00
J		80 900 000,00	30 230 000,00	30 230 000,00	3 100 000,00	3 100 000,00	13 430 000,00

¹ Los estratos corresponden con los incisos de los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa.

I.B. Límites específicos de contratación administrativa para obra pública:

LÍMITES ESPECÍFICOS DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA PARA OBRA PÚBLICA Año 2022							
Estrato ¹	Presupuesto para compra de bienes y servicios no personales Artículos 27 y 84		LÍMITES DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA Artículo 27				Recurso de Apelación Artículo 84
			Licitación Pública	Licitación Abreviada		Contratación Directa	
	Más de	Igual a o menos de	Igual a o más de	Menos de	Igual a o más de	Menos de	A partir de
A	80 900 000 000,00		1 088 000 000,00	1 088 000 000,00	157 000 000,00	157 000 000,00	544 000 000,00
B	53 900 000 000,00	80 900 000 000,00	939 000 000,00	939 000 000,00	48 740 000,00	48 740 000,00	387 200 000,00
C	27 000 000 000,00	53 900 000 000,00	657 000 000,00	657 000 000,00	43 880 000,00	43 880 000,00	276 800 000,00
D	13 480 000 000,00	27 000 000 000,00	469 300 000,00	469 300 000,00	39 000 000,00	39 000 000,00	202 500 000,00
E	2 700 000 000,00	13 480 000 000,00	328 500 000,00	328 500 000,00	34 130 000,00	34 130 000,00	146 000 000,00
F	1 348 000 000,00	2 700 000 000,00	281 600 000,00	281 600 000,00	29 250 000,00	29 250 000,00	125 200 000,00
G	809 000 000,00	1 348 000 000,00	187 700 000,00	187 700 000,00	24 380 000,00	24 380 000,00	86 400 000,00
H	270 000 000,00	809 000 000,00	140 800 000,00	140 800 000,00	14 630 000,00	14 630 000,00	62 600 000,00
I	80 900 000,00	270 000 000,00	93 900 000,00	93 900 000,00	9 750 000,00	9 750 000,00	41 740 000,00
J		80 900 000,00	46 930 000,00	46 930 000,00	4 800 000,00	4 800 000,00	20 820 000,00

¹ Los estratos corresponden con los incisos de los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa.

II. —Límites de contratación aplicables al ICE y JASEC.

LÍMITES DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA AÑO 2022					
Cálculo según artículo 22 de la Ley N° 8660					
Instituciones	Licitación Pública	Licitación Abreviada		Contratación Directa	Estrato de referencia ¹
	Igual a o más de	Menos de	Igual a o más de	Menos de	
Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	6 041 595 408,00	6 041 595 408,00	101 100 000,00	101 100 000,00	A
Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC)	697 414 414,00	697 414 414,00	28 260 000,00	28 260 000,00	C

¹Determinado según el monto presupuestario promedio, en millones de colones del periodo 2020-2022, para la adquisición de bienes y servicios no personales indicado como referencia en el punto X de esta resolución.

III.— De conformidad con lo indicado en el párrafo segundo del artículo 183 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa, en el caso de la **Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL)** la **cuantía para apelar** el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República, en los contratos de obra pública será a partir de quinientos cuarenta y cuatro millones de colones (¢544.000.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato A contenido en la tabla I.B. de esta Resolución. Para las restantes contrataciones, la cuantía para apelar el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República, será a partir de trescientos cincuenta millones de colones (¢350.000.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato A contenido en la tabla I.A. de esta Resolución.

Asimismo, el monto que equivaldría a la **cuantía para la licitación pública** calculada de conformidad con el artículo 22 de la Ley N° 8660 es mil novecientos cuarenta y seis millones cuatrocientos ochenta y cuatro mil sesenta y nueve colones (¢1.946.484.069,00), el cual deberá ser considerado para efectos de **objeción y refrendo**, en el tanto así corresponda el cumplimiento de ese requisito.

IV.— De conformidad con lo indicado en el párrafo segundo del artículo 183 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa, en el caso de **Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA)** la **cuantía para apelar** el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República, en los contratos de obra pública será a partir de doscientos dos millones quinientos mil colones (¢202.500.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato D contenido en la tabla I.B. de esta Resolución. Para las restantes contrataciones, la cuantía para apelar el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República será a partir de ciento treinta millones quinientos mil colones (¢130.500.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato D contenido en la tabla I.A. de esta Resolución.

Asimismo, el monto que equivaldría a la **cuantía para la licitación pública** calculada de conformidad con el artículo 22 de la Ley N° 8660 es quinientos sesenta y seis millones trescientos cincuenta y nueve mil novecientos dos colones (¢566.359.902,00), el cual deberá ser considerado para efectos de **objeción y refrendo**, en el tanto así corresponda el cumplimiento de ese requisito.

V. — De conformidad con lo indicado en el párrafo segundo del artículo 183 del Reglamento a la Ley de Contratación Administrativa, en el caso de **Gestión Cobro Grupo ICE S.A.** la **cuantía para apelar** el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República, en los contratos de obra pública será a partir de cuarenta y un millón setecientos cuarenta mil colones (¢41.740.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato I contenido en la tabla I.B. de esta Resolución. Para las restantes contrataciones, la cuantía para apelar el acto de adjudicación ante la Contraloría General de la República, será a partir de veintiséis millones ochocientos setenta mil colones (¢26.870.000,00), que corresponde al límite económico para apelación en el estrato I contenido en la tabla I.A. de esta Resolución.

Asimismo, el monto que equivaldría a la **cuantía para la licitación pública** calculada de conformidad con el artículo 22 de la Ley N° 8660 es ciento dos millones cuarenta y dos mil seiscientos once colones (¢102.042.611,00), el cual deberá ser considerado para efectos de **objeción y refrendo**, en el tanto así corresponda el cumplimiento de ese requisito.

VI. — Límites de contratación aplicables al INCOFER

LÍMITES DE CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA AÑO 2022					
Cálculo según artículo 16 aparte ch) de la Ley N° 9366 que refiere al artículo 22 de la Ley N° 8660					
Institución	Licitación Pública	Licitación Abreviada		Contratación Directa	Estrato de referencia
	Igual a o más de	Menos de	Igual a o más de	Menos de	
Instituto Costarricense de Ferrocarriles (INCOFER)	520 483 829,00	520 483 829,00	21 980 000,00	21 980 000,00	E

VII.— Aquellos procedimientos que al entrar en vigencia esta Resolución ya tienen la publicación o la invitación del aviso a participar realizado, continuarán su trámite —hasta su finalización— según las formalidades propias del procedimiento iniciado.

VIII. —El parámetro a utilizar para definir la procedencia del recurso de apelación, es el monto vigente a la fecha de publicación o comunicación del acto de adjudicación.

IX. —La actualización de límites contenida en esta Resolución, no aplicará a las contrataciones que se encuentren en trámite de refrendo o de aprobación interna, según corresponda, a la fecha de entrada en vigencia de esta Resolución.

X. —Establecer para la aplicación de los límites actualizados en esta Resolución relativos al artículo 27 de la Ley de Contratación Administrativa, los montos presupuestarios promedios, en millones de colones, del período 2020–2022, para la adquisición de bienes y servicios no personales, utilizando los presupuestos institucionales correspondientes para los dos primeros periodos y el presupuesto inicial para el periodo vigente. La información que se utilizó corresponde a la registrada y aprobada en el SIPP y en el SIGAF. El listado final de las entidades y órganos de la Administración Pública es el siguiente:

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
ACADEMIA NACIONAL DE CIENCIAS	9,88	J
AGENCIA DE PROTECCIÓN DE DATOS DE LOS HABITANTES (PRODHAB)	227,63	I
ALMACÉN FISCAL AGRÍCOLA DE CARTAGO S.A.	253,22	I
ASAMBLEA LEGISLATIVA	18 814,15	D
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS	4 865,40	E
BANCO CENTRAL DE COSTA RICA	47 356,57	C
BANCO DE COSTA RICA	187 881,67	A
BANCO HIPOTECARIO DE LA VIVIENDA (BANHVI)	4 158,91	E
BANCO NACIONAL DE COSTA RICA	247 422,39	A
BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL	116 115,51	A
BCR CORREDORA DE SEGUROS SOCIEDAD ANONIMA	2 633,65	F
BCR PENSIÓN OPERADORA DE PLANES DE PENSIONES COMPLEMENTARIAS SOCIEDAD ANONIMA	3 488,40	E
BCR VALORES PUESTO DE BOLSA S.A.	3 449,44	E
BCR-SOCIEDAD ADMINISTRADORA DE FONDOS DE INVERSIÓN S.A.	3 768,45	E
BENEMÉRITO CUERPO DE BOMBEROS DE COSTA RICA	17 404,04	D
BN CORREDORA DE SEGUROS S.A.	2 464,39	F
BN SOCIEDAD ADMINISTRADORA DE FONDOS DE INVERSIÓN S.A	3 520,67	E
BN VALORES PUESTO DE BOLSA S.A.	2 653,92	F
BN-VITAL OPERADORA DE PENSIONES COMPLEMENTARIAS S.A.	5 034,95	E
CAJA COSTARRICENSE DE SEGURO SOCIAL (CCSS)	995 464,80	A
CASA DE LA CULTURA DE PUNTARENAS	58,84	J
CENTRO COSTARRICENSE DE PRODUCCIÓN CINEMATOGRAFICA	642,91	H
CENTRO CULTURAL E HISTORICO JOSE FIGUERES FERRER	31,61	J
CENTRO NACIONAL DE LA MÚSICA	1 149,91	G
COLEGIO SAN LUIS GONZAGA	375,29	H
COLEGIO UNIVERSITARIO DE CARTAGO	1 369,42	F
COLEGIO UNIVERSITARIO DE LIMÓN	1 725,79	F

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
COMISIÓN DE ENERGÍA ATÓMICA DE COSTA RICA	5,32	J
COMISIÓN NACIONAL DE ASUNTOS INDÍGENAS	72,40	J
COMISIÓN NACIONAL DE PRESTAMOS PARA EDUCACION	2 973,04	E
COMISIÓN NACIONAL DE PREVENCIÓN DE RIESGOS Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	2 891,19	E
COMISIÓN NACIONAL DE VACUNACIÓN Y EPIDEMIOLOGÍA	1 730,49	F
COMISIÓN NACIONAL PARA LA GESTIÓN DE LA BIODIVERSIDAD	243,66	I
COMISIÓN PARA EL ORDENAMIENTO Y MANEJO DE LA CUENCA DEL RIO REVENTAZÓN	111,99	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ABANGARES	56,34	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ACOSTA	54,26	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE AGUIRRE	150,48	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ALAJUELA	772,16	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ALAJUELITA	93,35	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ALFARO RUIZ	38,88	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ALVARADO	24,92	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ASERRI	62,93	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ATENAS	62,26	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE BAGACES	78,45	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACION DE BARVA	228,25	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACION DE BELEN	423,83	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE BUENOS AIRES	57,41	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE CARRILLO GUANACASTE	179,23	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE CARTAGO	728,15	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE CORREDORES	106,50	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE COTO BRUS	50,12	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE CURRIDABAT	400,76	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE DESAMPARADOS	300,23	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE DOTA	10,25	J

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE EL GUARCO	80,36	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACION DE ESCAZÚ	1 069,75	G
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE ESPARZA	260,78	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE FLORES	81,81	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GARABITO	127,11	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GOICOECHEA	352,50	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GOLFITO	71,97	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GRECIA	149,55	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GUÁCIMO	44,68	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE GUATUSO	23,54	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE HEREDIA	445,25	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE HOJANCHA	25,85	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE JIMÉNEZ	18,40	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LA CRUZ GUANACASTE	67,81	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LA UNIÓN	168,36	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LEON CORTES	74,69	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LIBERIA	378,53	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LIMÓN	228,07	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE LOS CHILES	29,71	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACION DE MATINA	85,91	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE MONTES DE OCA	229,91	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE MONTES DE ORO	49,03	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE MORA	84,93	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE MORAVIA	622,25	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE NANDAYURE	47,46	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE NARANJO	73,56	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE NICOYA	104,52	I

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE OREAMUNO	55,36	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE OROTINA	55,39	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE OSA	93,19	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PALMARES	75,17	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PARAÍSO	194,51	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PARRITA	46,52	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PÉREZ ZELEDÓN	204,25	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE POÁS	53,32	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACION DE POCOCI	240,60	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PUNTARENAS	109,46	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE PURISCAL	55,67	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN CARLOS	272,32	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN ISIDRO DE HEREDIA	65,93	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN JOSÉ	2 249,18	F
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN MATEO	19,47	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN RAFAEL DE HEREDIA	111,26	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SAN RAMÓN	117,68	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SANTA ANA	456,66	H
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SANTA BÁRBARA HEREDIA	128,56	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SANTA CRUZ	227,70	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SANTO DOMINGO HEREDIA	150,15	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SARAPIQUI	85,96	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SARCHI	56,73	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE SIQUIRRES	89,53	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TALAMANCA	52,91	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TARRAZU	17,20	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TIBÁS	247,99	I

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TILARAN	61,33	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TURRIALBA	64,14	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE TURRUBARES	5,00	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE UPALA	51,87	J
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTE Y RECREACIÓN DE VASQUEZ DE CORONADO	88,31	I
COMITÉ CANTONAL DE DEPORTES Y RECREACIÓN DEL CANTÓN DE CAÑAS	47,00	J
COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ	230 600,96	A
CONSEJO DE SALUD OCUPACIONAL	399,10	H
CONSEJO DE SEGURIDAD VIAL	20 410,10	D
CONSEJO DE TRANSPORTE PÚBLICO	2 304,11	F
CONSEJO NACIONAL DE CLUBES 4-S	180,37	I
CONSEJO NACIONAL DE CONCESIONES	4 827,21	E
CONSEJO NACIONAL DE INVESTIGACIÓN EN SALUD (CONIS)	80,98	I
CONSEJO NACIONAL DE LA PERSONA ADULTA MAYOR	333,51	H
CONSEJO NACIONAL DE LA POLÍTICA PÚBLICA DE LA PERSONA JOVEN	581,61	H
CONSEJO NACIONAL DE PERSONAS CON DISCAPACIDAD (CONAPDIS)	2 064,71	F
CONSEJO NACIONAL DE PRODUCCIÓN	96 533,32	A
CONSEJO NACIONAL DE RECTORES (CONARE)	3 468,92	E
CONSEJO NACIONAL DE VIALIDAD	229 370,63	A
CONSEJO RECTOR SISTEMA DE BANCA PARA EL DESARROLLO	9 468,43	E
CONSEJO SUPERIOR DE EDUCACIÓN	36,82	J
CONSEJO TECNICO DE AVIACION CIVIL	22 101,18	D
CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA	1 424,07	F
CORPORACIÓN ARROCERA NACIONAL	569,22	H
CORPORACIÓN BANANERA NACIONAL	2 986,23	E
CORPORACIÓN GANADERA	513,06	H
CORPORACIÓN HORTÍCOLA NACIONAL	122,46	I

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
CORREOS DE COSTA RICA S.A.	12 934,10	E
DEFENSORÍA DE LOS HABITANTES DE LA REPÚBLICA	512,22	H
DEPÓSITO AGRÍCOLA DE CARTAGO S.A.	462,66	H
DIRECCIÓN NACIONAL DE CENTROS DE EDUCACIÓN Y NUTRICIÓN Y DE CENTROS DE ATENCIÓN INTEGRAL	27 250,44	C
DIRECCIÓN NACIONAL DE NOTARIADO	1 208,62	G
EDITORIAL COSTA RICA	126,33	I
EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA (ESPH)	67 425,19	B
EMPRESA HIDROELECTRICA LOS NEGROS S.A. (SUBSIDIARIA E.S.P.H.)	466,38	H
FEDERACIÓN DE CONCEJOS MUNICIPALES DE DISTRITO DE COSTA RICA	2,13	J
FEDERACIÓN DE MUNICIPALIDADES CANTONES PRODUCTORES DE BANANO (CAPROBA)	309,51	H
FEDERACIÓN DE MUNICIPALIDADES DE CARTAGO	13,12	J
FEDERACIÓN DE MUNICIPALIDADES DE GUANACASTE (ANTES LIGA DE MUNICIPALIDADES DE GUANACASTE)	81,85	I
FEDERACIÓN DE MUNICIPALIDADES DE LA REGIÓN SUR DE LA PROVINCIA DE PUNTARENAS (FEDEMSUR)	6,58	J
FEDERACIÓN METROPOLITANA DE MUNICIPALIDADES DE SAN JOSÉ	55,86	J
FEDERACIÓN OCCIDENTAL DE MUNICIPALIDADES DE ALAJUELA	95,73	I
FONDO NACIONAL DE FINANCIAMIENTO FORESTAL	1 089,60	G
GESTION COBRO GRUPO ICE SOCIEDAD ANONIMA	150,79	I
INS INVERSIONES SOCIEDAD ADMINISTRADORA DE FONDOS DE INVERSIÓN S.A	1 576,27	F
INS RED DE SERVICIOS DE SALUD SOCIEDAD ANONIMA	6 809,66	E
INS SERVICIOS SOCIEDAD ANONIMA	7 732,22	E
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS (AYA)	171 992,49	A
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	697 239,76	A
INSTITUTO COSTARRICENSE DE INVESTIGACIÓN Y ENSEÑANZA EN NUTRICIÓN Y SALUD (INCIENSA)	2 149,38	F
INSTITUTO COSTARRICENSE DE PESCA Y ACUICULTURA	1 086,14	G
INSTITUTO COSTARRICENSE DE PUERTOS DEL PACIFICO	4 720,28	E
INSTITUTO COSTARRICENSE DE TURISMO (ICT)	13 280,40	E

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
INSTITUTO COSTARRICENSE DEL DEPORTE Y LA RECREACIÓN (ICODER)	8 261,96	E
INSTITUTO COSTARRICENSE SOBRE DROGAS	1 892,45	F
INSTITUTO DE DESARROLLO PROFESIONAL ULADISLAO GÁMEZ SOLANO	904,73	G
INSTITUTO DE DESARROLLO RURAL (INDER)	24 688,00	D
INSTITUTO DE FOMENTO Y ASESORÍA MUNICIPAL (IFAM)	2 227,61	F
INSTITUTO DEL CAFÉ DE COSTA RICA	1 651,05	F
INSTITUTO MIXTO DE AYUDA SOCIAL	28 071,76	C
INSTITUTO NACIONAL DE APRENDIZAJE (INA)	58 323,43	B
INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS	2 658,27	F
INSTITUTO NACIONAL DE FOMENTO COOPERATIVO	2 584,63	F
INSTITUTO NACIONAL DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA AGROPECUARIA	1 310,55	G
INSTITUTO NACIONAL DE LAS MUJERES	11 838,18	E
INSTITUTO NACIONAL DE SEGUROS (INS)	624 988,20	A
INSTITUTO NACIONAL DE VIVIENDA Y URBANISMO	7 039,84	E
INSTITUTO SOBRE ALCOHOLISMO Y FARMACODEPENDENCIA	4 766,74	E
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA (ITCR)	16 261,87	D
INS-VALORES PUESTO DE BOLSA S.A.	3 578,78	E
JUNTA ADMINISTRADORA DEL FONDO DE JUBILACIONES Y PENSIONES DEL PODER JUDICIAL	491,51	H
JUNTA ADMINISTRATIVA CEMENTERIOS DE GOICOECHEA	145,14	I
JUNTA ADMINISTRATIVA DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE MIGRACIÓN Y EXTRANJERÍA	7 777,26	E
JUNTA ADMINISTRATIVA DE LA IMPRENTA NACIONAL	1 635,02	F
JUNTA ADMINISTRATIVA DEL ARCHIVO NACIONAL	1 012,07	G
JUNTA ADMINISTRATIVA DEL CEMENTERIO DE LIMÓN	23,07	J
JUNTA ADMINISTRATIVA DEL CEMENTERIO GENERAL Y LAS ROSAS DE ALAJUELA	244,85	I
JUNTA ADMINISTRATIVA DEL REGISTRO NACIONAL	15 352,32	D
JUNTA ADMINISTRATIVA DEL SERVICIO ELÉCTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC)	45 537,37	C

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
JUNTA ADMINISTRATIVA PORTUARIA Y DE DESARROLLO ECONÓMICO DE LA VERTIENTE ATLÁNTICA	5 364,72	E
JUNTA DE DESARROLLO REGIONAL DE LA ZONA SUR DE LA PROVINCIA DE PUNTARENAS	931,32	G
JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL DE SAN JOSÉ	30 126,29	C
LABORATORIO COSTARRICENSE DE METROLOGÍA	165,46	I
MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERÍA	5 090,32	E
MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA Y TELECOMUNICACIONES	1 472,24	F
MINISTERIO DE COMERCIO EXTERIOR	2 963,01	E
MINISTERIO DE CULTURA Y JUVENTUD	9 437,82	E
MINISTERIO DE ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO	1 585,36	F
MINISTERIO DE EDUCACIÓN PÚBLICA	49 096,77	C
MINISTERIO DE GOBERNACIÓN Y POLICÍA	4 076,53	E
MINISTERIO DE HACIENDA	31 479,86	C
MINISTERIO DE JUSTICIA Y PAZ	48 925,90	C
MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA	1 234,85	G
MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTES	118 612,57	A
MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN NACIONAL Y POLÍTICA ECONÓMICA	1 000,03	G
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES Y CULTO	5 876,74	E
MINISTERIO DE SALUD	21 295,73	D
MINISTERIO DE SEGURIDAD PÚBLICA	54 376,14	B
MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL	5 141,12	E
MINISTERIO DE VIVIENDA Y ASENTAMIENTOS HUMANOS	592,83	H
MINISTERIO DEL AMBIENTE Y ENERGÍA	7 345,89	E
MUNICIPALIDAD DE ABANGARES	3 331,80	E
MUNICIPALIDAD DE ACOSTA	1 692,65	F
MUNICIPALIDAD DE ALAJUELA	33 350,27	C
MUNICIPALIDAD DE ALAJUELITA	1 457,24	F
MUNICIPALIDAD DE ALVARADO DE PACAYAS	1 673,74	F
MUNICIPALIDAD DE ASERRI	1 994,89	F

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
MUNICIPALIDAD DE ATENAS	1 192,38	G
MUNICIPALIDAD DE BAGACES	1 947,08	F
MUNICIPALIDAD DE BARVA	3 834,06	E
MUNICIPALIDAD DE BELÉN	5 195,23	E
MUNICIPALIDAD DE BUENOS AIRES	4 419,10	E
MUNICIPALIDAD DE CAÑAS	2 275,37	F
MUNICIPALIDAD DE CARRILLO GUANACASTE	4 440,82	E
MUNICIPALIDAD DE CARTAGO	15 034,02	D
MUNICIPALIDAD DE CORREDORES	2 107,98	F
MUNICIPALIDAD DE COTO BRUS	2 626,05	F
MUNICIPALIDAD DE CURRIDABAT	8 810,97	E
MUNICIPALIDAD DE DESAMPARADOS	5 814,38	E
MUNICIPALIDAD DE DOTA	1 707,96	F
MUNICIPALIDAD DE EL GUARCO	2 433,47	F
MUNICIPALIDAD DE ESCAZÚ	19 930,60	D
MUNICIPALIDAD DE ESPARZA	3 794,35	E
MUNICIPALIDAD DE FLORES	1 730,89	F
MUNICIPALIDAD DE GARABITO	2 505,05	F
MUNICIPALIDAD DE GOICOECHEA	8 375,91	E
MUNICIPALIDAD DE GOLFITO	3 858,78	E
MUNICIPALIDAD DE GRECIA	3 826,16	E
MUNICIPALIDAD DE GUÁCIMO	2 949,51	E
MUNICIPALIDAD DE GUATUSO	2 077,76	F
MUNICIPALIDAD DE HEREDIA	12 658,93	E
MUNICIPALIDAD DE HOJANCHA	2 054,60	F
MUNICIPALIDAD DE JIMÉNEZ	1 445,42	F
MUNICIPALIDAD DE LA CRUZ GUANACASTE	2 911,88	E
MUNICIPALIDAD DE LA UNIÓN	5 187,05	E

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
MUNICIPALIDAD DE LEON CORTES	1 088,93	G
MUNICIPALIDAD DE LIBERIA	4 048,78	E
MUNICIPALIDAD DE LIMÓN	4 526,34	E
MUNICIPALIDAD DE LOS CHILES	2 110,80	F
MUNICIPALIDAD DE MATINA	3 782,26	E
MUNICIPALIDAD DE MONTES DE OCA	4 754,22	E
MUNICIPALIDAD DE MONTES DE ORO	1 268,71	G
MUNICIPALIDAD DE MORA	2 113,84	F
MUNICIPALIDAD DE MORAVIA	3 442,11	E
MUNICIPALIDAD DE NANDAYURE	1 455,86	F
MUNICIPALIDAD DE NARANJO	1 930,81	F
MUNICIPALIDAD DE NICOYA	3 924,36	E
MUNICIPALIDAD DE OREAMUNO	3 260,96	E
MUNICIPALIDAD DE OROTINA	2 818,20	E
MUNICIPALIDAD DE OSA	3 301,19	E
MUNICIPALIDAD DE PALMARES	1 791,99	F
MUNICIPALIDAD DE PARAÍSO	3 758,66	E
MUNICIPALIDAD DE PARRITA	2 063,59	F
MUNICIPALIDAD DE PÉREZ ZELEDÓN	6 677,90	E
MUNICIPALIDAD DE POÁS	1 789,47	F
MUNICIPALIDAD DE POCOCI	6 236,22	E
MUNICIPALIDAD DE PUNTARENAS	8 292,22	E
MUNICIPALIDAD DE PURISCAL	1 778,87	F
MUNICIPALIDAD DE QUEPOS	3 095,73	E
MUNICIPALIDAD DE RÍO CUARTO	2 375,40	F
MUNICIPALIDAD DE SAN CARLOS	7 955,87	E
MUNICIPALIDAD DE SAN ISIDRO DE HEREDIA	1 516,28	F
MUNICIPALIDAD DE SAN JOSÉ	26 519,02	D

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
MUNICIPALIDAD DE SAN MATEO	1 197,35	G
MUNICIPALIDAD DE SAN PABLO DE HEREDIA	2 591,16	F
MUNICIPALIDAD DE SAN RAFAEL DE HEREDIA	2 429,81	F
MUNICIPALIDAD DE SAN RAMÓN	4 492,25	E
MUNICIPALIDAD DE SANTA ANA	6 941,77	E
MUNICIPALIDAD DE SANTA BÁRBARA DE HEREDIA	5 952,93	E
MUNICIPALIDAD DE SANTA CRUZ	6 816,78	E
MUNICIPALIDAD DE SANTO DOMINGO DE HEREDIA	3 847,83	E
MUNICIPALIDAD DE SARAPIQUÍ	4 299,90	E
MUNICIPALIDAD DE SARCHI	1 797,73	F
MUNICIPALIDAD DE SIQUIRRES	2 889,96	E
MUNICIPALIDAD DE TALAMANCA	1 881,27	F
MUNICIPALIDAD DE TARRAZU	2 280,50	F
MUNICIPALIDAD DE TIBÁS	3 166,83	E
MUNICIPALIDAD DE TILARÁN	2 223,27	F
MUNICIPALIDAD DE TURRIALBA	3 985,75	E
MUNICIPALIDAD DE TURRUBARES	1 076,46	G
MUNICIPALIDAD DE UPALA	3 779,41	E
MUNICIPALIDAD DE VÁSQUEZ DE CORONADO	2 697,26	E
MUNICIPALIDAD DE ZARCERO	1 336,39	G
MUSEO DE ARTE COSTARRICENSE	752,10	H
MUSEO DE ARTE Y DISEÑO CONTEMPORÁNEO	79,50	J
MUSEO DR. RAFAEL ANGEL CALDERON GUARDIA	89,06	I
MUSEO HISTÓRICO CULTURAL JUAN SANTAMARIA	306,18	H
MUSEO NACIONAL DE COSTA RICA	1 269,56	G
OFICINA DE COOPERACIÓN INTERNACIONAL DE LA SALUD	428,61	H
OFICINA NACIONAL DE SEMILLAS	154,85	I
OFICINA NACIONAL FORESTAL	77,42	J

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
OPERADORA DE PENSIONES COMPLEMENTARIAS Y DE CAPITALIZACIÓN LABORAL DE LA CAJA COSTARRICENSE DE SEGURO SOCIAL S.A	2 532,69	F
OPERADORA DE PLANES DE PENSIONES COMPLEMENTARIAS DEL BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL S.A	8 135,35	E
PATRONATO NACIONAL DE CIEGOS	10,52	J
PATRONATO NACIONAL DE LA INFANCIA (PANI)	20 342,53	D
PODER JUDICIAL	70 356,55	B
POPULAR SEGUROS CORREDURIA DE SEGUROS SOCIEDAD ANONIMA	2 292,33	F
POPULAR SOCIEDAD DE FONDOS DE INVERSION SOCIEDAD ANONIMA	2 105,91	F
POPULAR VALORES PUESTO DE BOLSA S.A.	3 348,56	E
PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA	2 065,54	F
PROGRAMA INTEGRAL MERCADEO AGROPECUARIO	3 636,40	E
PROMOTORA COSTARRICENSE DE INNOVACIÓN E INVESTIGACIÓN (CONICIT)	151,73	I
PROMOTORA DE COMERCIO EXTERIOR DE COSTA RICA	7 218,53	E
RADIOGRÁFICA COSTARRICENSE S. A	33 788,95	C
REFINADORA COSTARRICENSE DE PETRÓLEO SOCIEDAD ANÓNIMA (RECOPE)	1 492 618,38	A
SERVICIO FITOSANITARIO DEL ESTADO	4 212,74	E
SERVICIO NACIONAL DE AGUAS SUBTERRÁNEAS RIEGO Y AVENAMIENTO	12 153,32	E
SERVICIO NACIONAL DE SALUD ANIMAL	2 631,54	F
SISTEMA DE EMERGENCIAS 911	1 596,79	F
SISTEMA NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE LA EDUCACIÓN SUPERIOR (SINAES)	556,39	H
SISTEMA NACIONAL DE ÁREAS DE CONSERVACIÓN	12 138,87	E
SISTEMA NACIONAL DE EDUCACIÓN MUSICAL	747,62	H
SISTEMA NACIONAL DE INFORMACIÓN Y REGISTRO ÚNICO DE BENEFICIARIOS DEL ESTADO (SINIRUBE)	1 900,27	F
SISTEMA NACIONAL DE RADIO Y TELEVISIÓN CULTURAL (SINART)	4 250,10	E
SUPERINTENDENCIA DE PENSIONES	2 233,86	F
SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES (SUTEL)	6 317,26	E
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE SEGUROS (SUGESE)	2 172,44	F

ENTIDAD U ÓRGANO	PROMEDIO 2020 – 2022 -EN MILLONES-	ESTRATO
TEATRO NACIONAL	1 716,47	F
TEATRO POPULAR MELICO SALAZAR	1 172,40	G
TRIBUNAL REGISTRAL ADMINISTRATIVO	425,08	H
TRIBUNAL SUPREMO DE ELECCIONES	15 167,99	D
UNIÓN NACIONAL DE GOBIERNOS LOCALES	1 077,69	G
UNIVERSIDAD DE COSTA RICA	66 744,65	B
UNIVERSIDAD ESTATAL A DISTANCIA (UNED)	21 632,00	D
UNIVERSIDAD NACIONAL (UNA)	41 316,55	C
UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL (UTN)	7 681,42	E

XI.— En caso que exista alguna discrepancia con el promedio calculado en la lista del punto X de esta resolución, cada entidad u órgano de la Administración Pública podrá interponer ante la Contraloría General de la República, una solicitud de revisión del cálculo realizado acompañada de la respectiva documentación de respaldo, que será debidamente analizada según las particularidades del caso.

XII.— Aquellas instituciones cuyos presupuestos no se encuentren incluidos en la lista del punto X de esta Resolución, utilizarán como referencia los límites económicos aplicables al inciso j) de los artículos 27 y 84 de la Ley de Contratación Administrativa y sus reformas. Lo anterior, hasta que realicen solicitud ante la Contraloría General de la República para que se proceda a calcular el correspondiente presupuesto promedio para la adquisición de bienes y servicios no personales y se adicione esta Resolución.

XIII. — En la solicitud que deberá realizarse ante la Contraloría General de la República que señala el inciso XI deberá aportarse una certificación en la que conste el monto referido a los egresos de las partidas –servicios, materiales y suministros y bienes duraderos- que respaldan la adquisición de bienes y servicios no personales incluidas en el presupuesto institucional para el periodo 2020 y 2021, así como del presupuesto ordinario aprobado para el ejercicio económico 2022.

XIV. — De manera excepcional los órganos desconcentrados que disponen de personalidad jurídica instrumental, presupuesto propio y potestad de ejecutarlo, que no se encuentran incluidos en la lista del punto X de esta Resolución, se regirán por el presupuesto de la entidad a la que están adscritos. Lo anterior, hasta que formulen solicitud ante la Contraloría General de la República para que se proceda a calcular el correspondiente presupuesto promedio para la adquisición de bienes y servicios no personales y se adicione esta Resolución.

XV. — La presente resolución rige a partir de su publicación y quedará sin efecto a partir de la entrada en vigencia de la Ley General de Contratación Pública, Ley N°9986 que fue publicada en el Alcance N°109 a la Gaceta N°103 del 31 de mayo del 2021.

PUBLÍQUESE.

Marta E. Acosta Zúñiga, Contralora General.—1 vez.—Solicitud N° 329016.—
(IN2022625035).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RE-0006-JD-2022

ESCAZÚ, A LAS DIEZ HORAS Y TREINTA Y TRES MINUTOS DEL OCHO DE
FEBRERO DE DOS MIL VEINTIDÓS

**METODOLOGÍA TARIFARIA PARA PEAJES DE DISTRIBUCIÓN COMO
ADICIÓN A LA METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA PARA EL SERVICIO
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA BRINDADO POR
OPERADORES PÚBLICOS Y COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

EXPEDIENTE IRM-004-2021

RESULTANDO

- I. Que el 9 de julio de 2018, mediante la resolución RJD-119-2018, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Junta Directiva), resolvió dictar la *“Metodología Tarifaria para Peajes de Distribución como adición a la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindada por los Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”*, publicada en el Alcance Digital N° 141, a La Gaceta N°142, del 7 de agosto de 2018. (La resolución RJD-119-2018, corresponde a la adición de una sección denominada *“Peaje de Distribución”* a la *“Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”*, -aprobada mediante la resolución RJD-139-2015-). (Expediente OT-080-2016, folios 559 al 624)
- II. Que el 19 de mayo de 2020, mediante el acuerdo N° 06-41-2020, del acta de la sesión ordinaria N° 41-2020, la Junta Directiva resolvió: *“Instruir a la Administración una valoración integral en el contexto actual, de la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, resolución RJD-119-2018, para ser visto en su momento por esta Junta Directiva, para los fines pertinentes.”* (El destacado es propio)
- III. Que el 1 de junio de 2020, el Regulador General, mediante el oficio OF-0455-RG-2020, instruyó al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) para que proceda a realizar la valoración requerida por la Junta Directiva mediante el acuerdo 06-41-2020, a la vez que solicitó *“que la propuesta de*

revisión a la metodología referida sea presentada para valoración final de este Despacho, previo a su remisión a Junta Directiva según lo indica el apartado 7.3 del procedimiento DR-PO-03, en el mes de setiembre del presente año”. (Expediente PIRM-002-2020, folios 2 al 3)

- IV. Que el 12 de junio de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0351-CDR-2020, le solicitó al Regulador General el visto bueno o no objeción para la formación de la Fuerza de Tarea integrada por los funcionarios: César Ulate Sancho (coordinador del equipo de trabajo), Edwin Espinoza Mekbel, Víctor Valverde Espinoza, y Jorge Emilio Espinoza Gutiérrez. (Expediente PIRM-002-2020, folios 35 al 38)
- V. Que el 25 de junio de 2020, el Regulador General, mediante el oficio OF-0543-RG-2020, le comunicó al CDR que no tiene objeción a la designación de los funcionarios propuestos por medio del oficio OF-0351-CDR-2020 para que formen parte del equipo de trabajo señalado, asimismo que *“se ha considerado la posibilidad de ampliar el plazo para la entrega de la revisión de la metodología de forma que sea conocida por la Junta Directiva en el mes de noviembre del presente año”*. (Expediente PIRM-002-2020, folios 39 al 40)
- VI. Que el 14 de julio de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0407-CDR-2020, solicitó la apertura de expediente (PIRM) para el trámite de *“Una valoración integral en el contexto actual, de la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*. (Expediente PIRM-002-2020, folio 1)
- VII. Que el 2 de octubre de 2020, mediante el oficio OF-0568-CDR-2020, la Fuerza de Tarea asignada para este tema, remitió al Director General del CDR la *“Propuesta conceptual de Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”* (Expediente PIRM-002-2020, folios 5 al 29)
- VIII. Que el 20 de octubre de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0591-CDR-2020, debido a que el coordinador de la Fuerza de Tarea, señor César Ulate Sancho, se encuentra con un permiso sin goce de salario; remitió al Regulador General la solicitud de visto bueno para que se le excluya como coordinador de la fuerza de tarea y en su lugar se autorice el ingreso del señor Tony Méndez Parrales, a partir del 01 de noviembre 2020. (Expediente PIRM-002-2020, folio 41)

- IX. Que el 21 de octubre de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0597-CDR-2020, le remitió al Regulador General *“para su valoración y aprobación, la “Propuesta conceptual para la modificación de la metodología tarifaria para peajes de distribución RJD-119-2018”, en los términos del oficio OF-0568-CDR-2020 y su anexo”*. (Expediente PIRM-002-2020, folio 32)
- X. Que el 22 de octubre de 2020, el Regulador General, mediante el oficio OF-0990-RG-2020 comunicó al CDR que: *“este Despacho no tiene objeción en que, como solicita en su oficio, dicha fuerza de tarea sea coordinada por el señor Tony Méndez en sustitución del señor César Ulate quien se encuentra con permiso sin goce de salario por un periodo de doce meses”*.
- XI. Que el 26 de octubre de 2020, el Regulador General, mediante el oficio OF-1006-RG-2020, en respuesta al oficio OF-0597-CDR-2020, le comunicó al CDR *“este Despacho comparte en principio el análisis realizado en torno a las opciones de enfoques conceptuales y regulatorios, así como a las conclusiones que de ese análisis se extraen. Consecuentemente, se solicita continuar con la revisión de la metodología, según lo requerido en el procedimiento DR-PO-03 “Procedimiento para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos”*. También se reiteró el plazo para la entrega de la revisión de la propuesta consignado en el oficio OF-0543-RG-2020.
- XII. Que el 19 de noviembre de 2020, el CDR, el mediante oficio OF-0668-CDR-2020, le remitió a la Intendencia de Energía (IE), a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y al Consejero del Usuario, la *“Propuesta de metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*. (Expediente PIRM-002-2020, folios 42 al 68)
- XIII. Que el 24 de noviembre de 2020, se realizó la sesión de trabajo con la IE, DGAU y el Consejero del Usuario, en la cual la fuerza de tarea presentó y explicó la propuesta de metodología de peajes de distribución, de conformidad con el Procedimiento para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos (de conformidad con el procedimiento DR-PO-003).

- XIV. Que el 24 de noviembre de 2020 la DGAU, mediante el oficio OF-2859-DGAU-2020, remitió la respuesta al oficio OF-0668-CDR-2020, con observaciones a la propuesta de metodología tarifaria de peajes de distribución. (Expediente PIRM-002-2020, folios 93 al 94)
- XV. Que el 26 de noviembre de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0674-CDR-2020, le remitió al Regulador General la solicitud de ampliación de plazo para remisión del informe final de propuesta de metodología de peajes de distribución. (Expediente PIRM-002-2020, folio 95)
- XVI. Que el 1° de diciembre de 2020, el Regulador General, mediante el oficio OF-1161-RG-2020, en atención al oficio OF-0674-CDR-2020, le comunicó al CDR el otorgamiento de la ampliación del plazo para la presentación del informe final al 14 de diciembre de 2020. (Expediente PIRM-002-2020, folio 97)
- XVII. Que el 2 de diciembre de 2020, la IE, mediante el oficio OF-1281-IE-2020, le remitió al CDR los comentarios a la propuesta de metodología tarifaria de peajes de distribución, respecto al oficio OF-0668-CDR-2020. (Expediente PIRM-002-2020, folio 143)
- XVIII. Que el 2 de diciembre de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0677-CDR-2020 realizó una solicitud de revisión integral de la propuesta de metodología de peajes de distribución a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR). (Expediente PIRM-002-2020, folios 98 al 142)
- XIX. Que el 7 de diciembre de 2020, la DGAJR, mediante el oficio OF-1320-DGAJR-2020 indicó que realizaría el análisis que correspondía en respuesta al oficio OF-0677-CDR-2020, a más tardar el 15 de diciembre de 2020.
- XX. El 11 de diciembre de 2020, la Fuerza de Tarea asignada para este tema, mediante el oficio OF-0696-CDR-2020, le remitió al CDR el informe técnico correspondiente a la propuesta de "Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", previniendo que una vez recibida la respuesta de la DGAJR y en caso de ser necesario, se ajustaría la propuesta de metodología.
- XXI. Que el 11 de diciembre de 2020, el CDR, mediante oficio el OF-0697-CDR-2020, remitió al Regulador General el oficio OF-0696-CDR-2020 que contiene el informe técnico correspondiente a la *"Propuesta de metodología*

tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, previniendo que una vez recibida la respuesta de la DGAJR y en caso de ser necesario, se ajustaría la propuesta de metodología. (Expediente PIRM-002-2020, folios 199 al 200)

- XXII.** Que el 14 de diciembre de 2020, la DGAJR, mediante el oficio OF-1341-DGAJR-2020, en respuesta al oficio OF-0677-CDR-2020, atendió las consultas en relación con la propuesta de metodología de peajes de distribución.
- XXIII.** Que el 17 de diciembre de 2020, la Fuerza de Tarea asignada para este tema, mediante el oficio OF-0708-CDR-2020 le remitió al CDR el informe técnico correspondiente a la propuesta de *“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, incorporando ajustes a raíz del análisis jurídico efectuado por la DGAJR mediante el oficio OF-1341-DGAJR-2020.
- XXIV.** Que el 17 de diciembre de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0710-CDR-2020, le remitió al Regulador General el oficio OF-0708-CDR-2020 que contiene el informe técnico correspondiente a la *“Propuesta de metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*. (Expediente PIRM-002-2020, folios 303 al 304)
- XXV.** Que el 7 de enero de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-0011-RG-2021, le trasladó a la Junta Directiva el informe final de la propuesta metodológica.
- XXVI.** Que el 26 de enero de 2021, mediante el acuerdo N° 10-03-2021, del acta de la sesión ordinaria N° 03-2021, la Junta Directiva resolvió: *“Continuar en una próxima sesión, con el análisis de la propuesta de “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, remitida mediante los oficios OF-0708-CDR-2020 y OF-0710-CDR-2020, ambos del 17 de diciembre de 2020 y OF-011-RG-2020 del 07 de enero de 2021, en el entendido de que se ajuste el documento conforme a las observaciones planteadas en esa oportunidad.”*

- XXVII.** Que el 13 de mayo de 2021, el CDR, mediante el oficio OF-0131-CDR-2021, informó al Regulador General sobre la confirmación y ajuste de fuerzas de trabajo, proponiendo como integrantes de la *“Metodología tarifaria para peajes de distribución y generación distribuida”* a Tony Méndez Parrales como coordinador, y en calidad de integrantes a: Ariel Solórzano Gutiérrez, Edwin Canessa Aguilar, Edgar Cubero Castro, Edwin Espinoza Mekbel, Álvaro Barrantes Chaves, Allan Quesada Rojas y Luis Miguel Alfaro Paniagua. (Expediente PIRN-001-2021, folios 4 al 11)
- XXVIII.** Que el 17 de mayo de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-0302-RG-2021, le otorgó visto bueno a la integración de las fuerzas de tarea de acuerdo con el detalle del oficio OF-0131-CDR-2021. (Expediente PIRN-001-2021, folio 3)
- XXIX.** Que el 24 de junio de 2021, el CDR, mediante el oficio OF-0157-CDR-2021, le remitió a la IE, DGAU y el Consejero del Usuario la *“Propuesta de metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*; indicando que dicho informe sustituye al remitido mediante el oficio OF-0668-CDR-2020. (Expediente PIRM-002-2020, folios 360 al 410)
- XXX.** Que el 28 de junio de 2021, se realizó la sesión de trabajo con la IE, DGAU y el Consejero del Usuario, en la cual la fuerza de tarea presentó y explicó la propuesta de metodología de peajes de distribución, de conformidad con el Procedimiento para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-003; en relación con el oficio OF-0157-CDR-2021.
- XXXI.** Que el 1° de julio de 2021, la IE, mediante el oficio OF-0503-IE-2021, remitió al CDR los comentarios a la propuesta de metodología tarifaria de peajes de distribución, respecto al oficio OF-0157-CDR-2021.
- XXXII.** Que el 2 de julio de 2021, la DGAU, mediante el oficio OF-1113-DGAU-2021, remitió la respuesta al oficio OF-0157-CDR-2021, con observaciones a la propuesta de metodología tarifaria de peajes de distribución.

- XXXIII.** Que el 5 de agosto de 2021, la Junta Directiva, mediante sesión ordinaria N° 66-2021, y ratificada el 10 de agosto de 2021 tomó el acuerdo N° 02-66-2021, en el cual dispuso, entre otras cosas: *“I. Ordenar a la Administración, que someta al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la Propuesta de “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante oficio OF-173-CDR-2021, del 13 de julio 2021.*
- XXXIV.** Que el 11 de agosto de 2021, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0453-SJD-2021 le comunicó, al CDR, DGAU y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo N° 02-66-2021 a fin de que se realizara la convocatoria de audiencia pública, para someter la propuesta de la *“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*. (Expediente IRM-004-2021, folios 60 al 115 del).
- XXXV.** Que el 23 de agosto de 2021, se publicó en el Diario Oficial La Gaceta N° 161, y en los diarios de circulación nacional La República y La Teja, la convocatoria a audiencia pública. (Expediente IRM-004-2021, folio 125).
- XXXVI.** Que el 16 de setiembre de 2021, se realizó la audiencia pública según consta en el acta de la audiencia pública AC-0719-2021. (Expediente IRM-004-2021, folios 145 al 155).
- XXXVII.** Que el 23 de setiembre de 2021, la DGAU, mediante el oficio IN-0754-DGAU-2021, emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 16 de setiembre de 2021, respecto de la propuesta ajustada de *“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*. (Expediente IRM-004-2021, folios 156 al 158).
- XXXVIII.** Que el 27 de octubre de 2021 la Asamblea Legislativa en primer periodo de sesiones ordinarias aprobó en segundo debate la redacción final del Proyecto de Ley *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*, Expediente N.º 22.009.

- XXXIX.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital No.3 de la Gaceta No 3 la Ley No. 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.”*
- XL.** Que el 14 de enero de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-0001-CDR-2022, emitió el *“Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias”*.
- XLI.** Que el 14 de enero de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-0002-CDR-2022, analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, aprobar la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”.
- XLII.** Que el 17 de enero de 2022, el CDR, mediante el oficio OF-0005-CDR-2022, le remitió al Regulador General los informes IN-0002-CDR-2022 y IN-0001-CDR-2022, así como, el proyecto de resolución.
- XLIII.** Que el 17 de enero de 2022, el Regulador General, mediante el oficio OF-0024-RG-2022, le remitió a la Secretaría de Junta Directiva, el oficio OF-0005-CDR-2022 y los informes adjuntos a éste.
- XLIV.** Que el 18 de enero de 2022, la SJD, mediante el memorando ME-0017-SJD-2022, le trasladó para su análisis a la DGAJR, la propuesta de “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, el informe de respuesta a oposiciones, así como, la propuesta de resolución.
- XLV.** Que el 02 de febrero de 2022, mediante el oficio OF-0086-DGAJR-2022, la DGAJR, emitió criterio sobre los cambios ocasionados sobre la propuesta sometida a la audiencia pública del 16 de setiembre de 2021.
- XLVI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley N° 7593, en su artículo 5 inciso a), dispone que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- II. Que de acuerdo con el artículo 45 de la Ley N° 7593 y el artículo 6, inciso 16) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), corresponde a la Junta Directiva dictar y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública establecido en el artículo 36 de la Ley N° 7593.
- III. Que del informe IN-0002-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de *“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, se extrae lo siguiente:

(...)

III. MARCO LEGAL

La propuesta de metodología tarifaria para peajes de distribución desarrollada en este documento sustituye la sección denominada “Peaje de Distribución” a la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, -aprobada mediante resolución RJD-139-2015-, y tiene sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), que se cita a continuación.

1. Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N.º. 7593, establece:

Artículo 1.

“(...) Transformación La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo”.

Artículo 3.

“Definiciones.

Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos:

a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.

b) Servicio al costo: principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31 (...).”

Artículo 5.

“Funciones

En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas; además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, según el artículo 25 de esta ley. Los servicios públicos antes mencionados son:

a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. (...).”

Artículo 9.

“Concesión o permiso

(...)

La Autoridad Reguladora continuará ejerciendo la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del 28 de setiembre de 1990, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad.

Ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Autoridad Reguladora”.

2. La norma “Planeamiento, Operación y Acceso del Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)” emitida por la Aresep y publicada el Alcance N° 12 a la Gaceta N° 69 del 8 de abril de 2014, establece:

“(…)

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así

(…)

Contrato o convenio de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión, o un abonado o usuario en baja o media tensión con generación a pequeña escala para autoconsumo), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

(…)

Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN.

“En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema, salvo para plantas interconectadas a la red de distribución nacional, con potencias inferiores o iguales a 1 MW.

Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que, según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir.

En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.

De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo.

Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución. Corresponden al Operador del Sistema, al ICE y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:

(...)

c. Formalizar el "Contrato de Conexión" que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.

d. Verificar que el usuario cumpla con el "Contrato de Conexión".

(...)

Artículo 32. Obligaciones de los interesados y usuarios.

“Se establecen a los interesados y usuarios generadores conectados al SEN en alta y media tensión, así como a los interesados en adquirir alguna de estas condiciones, las obligaciones siguientes, según les corresponda: (...) g. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el "Contrato de Conexión" (...) d. Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.”

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión.

“Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el interesado podrá ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos

por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “Contrato de Conexión” (Capítulo VII de esta norma), y conforme con lo indicado en el inciso c) del artículo 32 de esta norma.

Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.

En el “Contrato de Conexión” se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión, así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.

La propiedad de los equipos que permitan el acceso del interesado al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del interesado o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora.”

“Artículo 34. Contrato o convenio de conexión

Para el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, el interesado deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas que no podrán exceder lo dispuesto en la normativa vigente, bajo las cuales se registrará el diseño, adquisición, construcción, la

puesta en servicio y operación de la conexión solicitada. El texto del contrato o convenio de conexión, deberá ser revisado y avalado por el Operador del Sistema en el plazo que se establezcan en los procedimientos y protocolos que se aprueben por parte de la Autoridad Reguladora, conforme a lo dispuesto en el artículo 45 de esta norma técnica.”

Artículo 35. Aspectos contractuales

“El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.

b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión, a la empresa distribuidora o al interesado.

c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:

i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas.

ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.

iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.

iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora

v. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.

d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora

i. Determinación de los cargos a pagar por el interesado, forma de facturación y pago.

ii. Frecuencia de revisión de los cargos.

iii. Información que el interesado debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.

(...)

e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.

(...)

j. Los servicios prestados entre las partes tales como:

i. La operación.

ii. El mantenimiento.

iii. Las comunicaciones.

iv. Los servicios auxiliares.

v. El suministro eléctrico para servicios propios.

vi. Préstamo o arriendo de equipo

vii. Servicios de supervisión, medición e información.

Artículo 36. Procedimiento de la conexión El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del "Contrato de Conexión", como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión

(...)"

3. La Ley N° 6227, Ley General de la Administración Pública, establece:

Artículo 16. 1.

"En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia. 2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad."

4. La Ley N° 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, establece:

Artículo 1.

“Definición. Para los efectos de esta Ley, se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional. La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, SA), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE)” (Así reformado por el artículo 2º de la ley No. 7508 del 9 de mayo de 1995).

Artículo 2.

“Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20.000 kW)”.

Artículo 3.

“Interés público. Se declara de interés público la compra de electricidad, por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales, por lo menos el treinta y cinco por ciento (35%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales. (Así reformado por el artículo 2º de la ley No.7508 del 9 de mayo de 1995 y modificado por Resolución de la Sala Constitucional N.º 6556-95 de las 17:24 horas del 28 de noviembre de 1995, que anuló su última frase).”

5. El Decreto Ejecutivo N° 37124-MINAET, Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, establece que:

Artículo 2.- Definiciones: Para efectos de aplicación del presente reglamento, se entenderá por:

“(…)

CONTRATO DE CONEXIÓN: Es el Contrato de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea en transmisión o en distribución, que suscribe el productor con el ICE, en donde se establecen las

condiciones bajo los cuales se brindará el acceso, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las Partes.

CONTRATO PARA COMPRA DE ENERGÍA: Es el contrato que suscribe el productor con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales el productor le suministra al ICE los excedentes de energía eléctrica generados en la planta, una vez satisfecha sus propias necesidades de energía, todo con fundamento en la Ley No.7200 sus reformas y reglamentos. COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL: Empresas asociativas que prestan el servicio público de suministro de energía eléctrica y alumbrado público en la zona rural. (...)

INSTALACIONES DE CONEXIÓN: Son todas aquellas instalaciones que requiere el Productor para conectar su Planta con el SEN.

(...)

PUNTO DE CONEXIÓN: Es el lugar topológico donde se enlaza la red propia del Productor con el SEN.

PUNTO DE ENTREGA: Es el punto físico estipulado en el Contrato para la compra de energía, donde el ICE la recibirá por parte del productor.

Artículo 19.- Contrato de Conexión:

“Para el acceso al SEN, y como complemento al Contrato de Compra de Energía, el Productor deberá suscribir un Contrato de Conexión con el ICE, en el cual se especificarán las condiciones bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión. En particular, el Productor deberá construir como parte de su proyecto de generación, la(s) línea(s) de interconexión hasta el (los) punto(s) de la red pública indicado(s) en el Contrato de Conexión. Por su parte, será responsabilidad del ICE adecuar el sistema eléctrico nacional existente de manera que permita recibir la potencia y energía a ser entregada por el productor privado, todo de conformidad con la normativa que al respecto emita la ARESEP.

En casos donde los puntos de consumo y generación del Productor se encuentren alejados entre sí y la conexión eléctrica privada para obtener un único punto de entrega y recibo no sea factible, se podrá usar la red pública, cuyos servicios deberán ser cubiertos por el productor, debiendo quedar consignado este acuerdo en el Contrato de Conexión.

Si las instalaciones del Productor estuvieran localizadas en un área servida por otra empresa distribuidora, la interconexión, de ser factible, se realizará a algún circuito de dicha empresa,

constituyéndose en tal caso un punto adicional de entrega de energía por parte del ICE a dicha empresa distribuidora. A tal efecto el ICE y la empresa distribuidora suscribirán un convenio en el cual se especificarán las condiciones bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y la coordinación entre el Productor, el ICE y la empresa distribuidora para la operación de la conexión.”

6. El Decreto N.º 30065-MINAE emitido por el Poder Ejecutivo, Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica, publicado en La Gaceta N° 10 del 15 de enero de 2002, establece:

“Artículo 1º-Para los efectos de aplicación del presente reglamento, se entenderá por:

(...)

28. Peaje: Tarifa fijada por la ARESEP para cubrir los costos de interconexión y transporte de la energía eléctrica a través de las redes de transmisión o distribución del SIN.

(...)

Artículo 27.-El acto administrativo que otorgue una concesión de servicio público de generación de electricidad, deberá contener al menos lo siguiente:

1. Tipo de servicio que se pretende prestar, con indicación clara del destino que se dará a la energía eléctrica producida.

2. Ubicación y condiciones técnicas del proyecto, incluyendo fuente de energía a utilizar en la producción de electricidad, capacidad instalada, modo de operación y energía a producir, y cualquier otro detalle técnico asociado con la actividad y que se considere conveniente.

3. Obligaciones y derechos del prestador, en relación con establecido en los artículos 10, 11, 12, 13 y 14 de la Ley N.º 7593, según corresponda.

4. Duración y el procedimiento para su prórroga o renovación.

5. Pago de cánones que correspondan a la ARESEP.

6. Indicación del tipo de seguros que debe mantener la empresa para su operación.

7. Condiciones previas aplicables a la actividad, tales como establecimiento de peaje, contratos de respaldo, fijación de tarifas y contratos de compra-venta de energía.

8. Condiciones de cesión o transferencia de la concesión.

9. Causales de caducidad y revocatoria.

(...)

Artículo 33. El acto administrativo que otorgue una concesión de servicio público de distribución y comercialización de electricidad, deberá contener al menos lo siguiente:

1. Tipo de servicio que se pretende prestar, con indicación clara del destino que se dará a la energía distribuida y comercializada.

2. El área geográfica de cobertura de la concesión.

3. Ubicación y condiciones técnicas del proyecto, incluyendo trazado, capacidad instalada, modo de operación y energía a distribuir, y cualquier otro detalle técnico asociado con la actividad y que se considere conveniente.

4. Ubicación de subestaciones y puntos de interconexión, cuando corresponda.

5. Obligaciones y derechos del prestador, en relación con lo establecido en los artículos 10, 11, 12, 13 y 14 de la Ley N.º 7593, según corresponda.

6. Duración y el procedimiento para su prorroga o renovación.

7. Pago de cánones que correspondan a la ARESEP.

8. Indicación del tipo de seguros que debe mantener la empresa para su operación.

9. Condiciones previas aplicables a la actividad, tales como establecimiento de peaje, contratos de respaldo, fijación de tarifas y contratos de compra-venta de energía.

10. Condiciones de cesión o transferencia de la concesión.

11. Causales de caducidad y revocatoria.

12. La obligación de acatar las instrucciones y directrices que emita el ente responsable de la operación integrada del SNI.

(...)

Artículo 34.-Excepto por razones técnicas, todo concesionario del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, deberá permitir la interconexión de otros agentes del sector eléctrico debidamente autorizados, a la infraestructura de su propiedad, mediante contrato de interconexión, donde se establece el pago del peaje correspondiente, así como por otros servicios complementarios que se requieran. Tanto las tarifas por peaje, como por los otros servicios complementarios, deben estar fijados de previo por la ARESEP”

7. La Ley No. 10086 “Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables.”

Esta ley tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Art 1 de la Ley 10080).

Que de conformidad con el artículo 6 de la Ley 10080, son funciones de la Aresep:

(...)

- a. Dictar, aprobar, y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos y los servicios auxiliares que

estos puedan prestar, según lo dispuesto en la presente ley, en estricto apego a los principios regulatorios que orientan el proceso de regulación económica y de la calidad de servicio público relacionado con el suministro de energía eléctrica, en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

- b. Fijar las tarifas que sean necesarias para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del SEN, según lo dispuesto en la presente ley, para el óptimo desarrollo de la energía eléctrica en Costa Rica y el mayor interés público la fijación tarifaria debe garantizar que no se creen subsidios o cargas económicas en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN, atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.*

Las tarifas para la integración y operación de los recursos energéticos distribuidos deben considerar el costo de los servicios auxiliares y respaldo que brinda el SEN, la disponibilidad de la red, los costos de interconexión y acceso, los peajes de distribución y transmisión, los costos e inversiones en la red, así como cualquier otro que la Aresep establezca mediante el instrumento regulatorio aplicable al efecto.

- c. Dictar el instrumento regulatorio aplicable que fije el precio de compra de excedentes entre las empresas distribuidoras; así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido, así como de prestación de servicios auxiliares, definidos en el artículo 12 de la presente ley.*

(...)

- m. Dictar y aplicar los instrumentos regulatorios necesarios para regular los servicios de interés general vinculante; al servicio público establecidos en la presente ley, así como definir los requisitos y las condiciones para otorgar la habilitación de estos; los cuales están sujetos a las obligaciones de servicio público tales como (i) calidad, (ii) cantidad, (iii) confiabilidad, (iv) continuidad, (v) oportunidad, (vi) seguridad, (vii) tarifas, (viii) garantías de acceso al servicio, (ix) prestación óptima, (x) suministro de información.*

(...)

8. Sobre la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, para establecer metodologías tarifarias:

La Aresep es la institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, que ejerce la regulación de los servicios públicos establecidos en la Ley N°. 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política, artículo 1 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°. 7593 y artículo 2 del Reglamento a la Ley N°. 7593, Decreto Ejecutivo N°. 29732-MP).

El numeral 3 inciso a) de la Ley N°. 7593, define el servicio público, como “el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley”. Asimismo, el inciso b) define el servicio al costo como el: “Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31.”

El artículo 4 de la Ley N°. 7593, establece como objetivos fundamentales de la de la Aresep, entre otros: “c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley”; “f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos.”

La Ley N°. 7593, en el numeral 5 inciso a) le otorgó a la Autoridad Reguladora, las facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluido servicio de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

El artículo 6 inciso d) de la Ley N°. 7593, establece como obligación de la Autoridad Reguladora “(...) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos”, en relación con lo dispuesto en los numerales 3.b), 6.a) y f), 20, 31 al 37 del mismo cuerpo legal, mediante los cuales se fijan los parámetros, criterios y elementos centrales para la fijación de tarifas conforme al principio de servicio al costo, obligación reiterada vía reglamento, en el artículo 4, inciso a) punto 2) del

Reglamento a la Ley N°. 7593, Decreto Ejecutivo N°. 29732-MP, que establece entre las funciones de la Aresep:

“2. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos regulados por la ley, con observancia del principio de servicio al costo, según lo establecido en el artículo 31 de la ley y con sujeción a los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, definidos en el Plan Nacional de Desarrollo, así como en procura del equilibrio financiero de la empresa o entidad prestataria del servicio.”

Los artículos 14 y 24 de la Ley N°. 7593, establecen la obligación de los prestadores de servicios públicos, de suministrar a la Aresep, de forma oportuna, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio. Todo lo cual es acorde con lo dispuesto en el numeral 6 del Decreto Ejecutivo N°. 29732-MP, el cual dispone, que el prestador brindará el servicio conforme a los principios de eficiencia, continuidad e igualdad, establecidos en la Ley General de la Administración Pública, los reglamentos correspondientes y la concesión.

El artículo 29 de la Ley N°. 7593, dispone que: “La Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos.”

El procedimiento para fijar tarifas está regulado en el artículo 30 de la Ley N°. 7593. Dispone dicha normativa de forma expresa:

“Artículo 30.-Solicitud de fijación o cambios de tarifas y precios

Los prestadores de servicios públicos, las organizaciones de consumidores legalmente constituidas y los entes y órganos públicos con atribución legal para ello, podrán presentar solicitudes de fijación o cambios de tarifas. La Autoridad Reguladora estará obligada a: “recibir y tramitar esas peticiones, únicamente cuando, al presentarlas, cumplan los requisitos formales que el Reglamento establezca. Esta Autoridad podrá modificar, aprobar o rechazar esas peticiones. De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones de tarifas serán de carácter ordinario o extraordinario.

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.

Serán fijaciones extraordinarias aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste. La Autoridad Reguladora realizará, de oficio, esas fijaciones.”

Así, establece la norma citada, que el procedimiento para fijar tarifas puede ser ordinario o extraordinario, dependiendo de las circunstancias o factores que lo motivan.

En las fijaciones de carácter ordinario, pueden ser contempladas aquellas revisiones que se realizan a una o varias empresas, ya sea por gestión directa, o de oficio por el Ente Regulador. En la fijación ordinaria, se contemplan factores de costo e inversión. Ahora bien, con respecto a las fijaciones de carácter extraordinario, el artículo 30 de la Ley N°. 7593, establece que serán aquellas que consideren variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito o fuerza mayor y cuando se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste.

A su vez, el cardinal 31 de la Ley N°. 7593, establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.

Así, en el procedimiento tarifario, cada petición sobre tarifas y precios deberá estar debidamente justificada, según lo dispone el artículo 33 de la Ley N°. 7593 y regirán las tarifas y precios, que fije la Aresep, a partir del momento de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta o a partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente, artículo 34 ibídem.

Lo anterior, también es desarrollado, en los artículos 14 al 17 del Decreto Ejecutivo N°. 29732-MP, que disponen entre otras cosas, que para fijar las tarifas se utilizarán los modelos, los cuales deben ser aprobados por la Aresep de acuerdo con la ley; que las tarifas se fijen de manera que incorporen elementos técnicos y económicos; que se tomarán en cuenta ingresos y costos necesarios para prestar el servicio, así como la obligación de que los prestadores lleven una contabilidad separada para la actividad de explotación del servicio público que prestan.

El numeral 36 inciso d) de la Ley N°. 7593, dispone el procedimiento de audiencia pública, que deberá seguirse en “La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley”, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Dicho numeral, se encuentra reglamentado en los artículos 44 al 56 del Decreto N°. 29732-MP, en relación con el numeral 9 de la Constitución Política, como manifestación del derecho constitucional de participación ciudadana, el cual ha sido plasmado por la Sala Constitucional en la sentencia 7213-2012, al establecer la obligación de la Aresep, de garantizar la participación ciudadana en la formulación de metodologías tarifarias (en igual sentido ver las sentencias de la Sala Constitucional N.º 2009-016649 y N.º 2008-17093, entre otras).

Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados.

En ese contexto normativo, se debe indicar que el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), distribuye las competencias establecidas por la Ley N°. 7593. Acorde con lo expuesto, el numeral 6 inciso 16) del RIOF, establece que la Junta Directiva de la Aresep, tiene la función de aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance Digital N°101 a La Gaceta N° 105, del 3 de junio de 2013 y sus reformas.

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública que garantice la participación ciudadana y para la emisión de estas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica, y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de Aresep es la competente para formular las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados, incluyendo el suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública, según lo dispuesto con el artículo 36 de la Ley N° 7593. El marco legal citado provee la base que faculta a ARESEP para definir la metodología regulatoria objeto de este informe.

Entre las competencias distribuidas en el RIOF, se encuentran las otorgadas a la Intendencia de Energía, en el numeral 17 inciso 1) “Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva”; en relación con el artículo 19 inciso 1 “Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización”. En este caso particular, la propuesta metodológica es sobre una tarifa de peaje de distribución de energía eléctrica, brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

El artículo 21 del RIOF, establece las competencias del CDR, en materia de investigación y estudios, así como en materia de elaboración y discusión de normativa. Tal como lo dispone su inciso 9 “Participar, como parte de equipos designados por el Regulador General, en la ejecución de proyectos para el diseño de metodologías de fijación de tarifas y normativa de calidad, así como para elaborar propuestas de políticas regulatorias a ser sometidas a la Junta Directiva. Asimismo, brindar las recomendaciones que correspondan en caso de eventuales impugnaciones relacionadas con las propuestas realizadas”.

En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación, se encuentra comprendida dentro de la competencia tarifaria conferida a la Aresep.

De todo ese marco normativo, se desprende que la fijación tarifaria de los servicios públicos regulados en la Ley N°. 7593, es una competencia exclusiva y excluyente de la Aresep; siendo esta irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la LGAP.

La Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia-como intérprete supremo en materia de legalidad-, en la sentencia 001687-F-S1-2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, para establecer las metodologías tarifarias, que “(...) la Autoridad Reguladora se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios”.

En esa línea de análisis, la Procuraduría General de la República (PGR), como ente técnico consultivo de la Administración Pública, en reiterados pronunciamientos ha afirmado que la definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la Aresep de fijar

tarifas. Al respecto véase el dictamen C-416-2014, que cita: “c) La definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la ARESEP de fijar tarifas, sin que se encuentre obligada a coordinar con otras entidades u órganos.”. Esa misma posición, ha sido reiterada por la PGR en el dictamen C-023-2017, al establecer que la Aresep, “(...) es el ente competente para establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación”.

Además, se debe indicar que el establecimiento de metodologías y criterios tarifarios por parte de la Aresep se enmarca claramente dentro de la discrecionalidad técnica que se le ha reconocido a este ente regulador, siempre y cuando se respete el principio del servicio al costo. Lo anterior, es acorde con los artículos 15, 16, 160, 216 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP). Al respecto, la Sala Primera en la sentencia 001687-F-S1-2012, ha reconocido esa discrecionalidad de la Aresep, en el establecimiento de metodologías, al indicar:

“No existe duda de que la ARESEP puede determinar los modelos de evaluación de solicitudes tarifarias, con base en las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras (parámetros del principio del servicio al costo). Para ello la Ley no. 7593 le otorga un marco de acción bastante amplio (cardinales 6 inciso d) y 29 al 37). No obstante, debe recordarse que la discrecionalidad lo es para elegir en una primera etapa entre uno o varios métodos técnicos que serán los que se aplicarán en un segundo momento después de su formalización (en el procedimiento en sí).”

Así las cosas, en aplicación del principio de legalidad (artículos 11 de la LGAP y 11 de la Constitución Política), las tarifas deben establecerse a tono con los mecanismos debidamente establecidos para tal efecto, mediante el procedimiento que contiene la Ley N°. 7593 y su reglamento.

De acuerdo con lo citado, establecido la Ley N°. 7593, el Reglamento a la Ley de la Aresep, N°. 29732-MP, y el RIOF, le corresponde a la Aresep, la fijación de los precios y tarifas de dichos servicios públicos, así como establecer las metodologías o modelos tarifarios que las determinarán.

9. Sobre el sustento legal del servicio público objeto de la presente metodología:

De conformidad con lo expuesto líneas arriba,“(...) la competencia de fijación tarifaria de los servicios públicos regulados, asignada a la Aresep, específicamente, en cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, se dispone que será este Ente Regulador, quien se encargará de fijar el peaje que sería cobrado por el propietario de la red en uso, para cubrir los costos de interconexión y transporte a través de las redes de transmisión o distribución” (extracto del criterio OF-1341-DGAJR-2020); de modo que el marco legal citado es la base que faculta a la Aresep para establecer la metodología regulatoria objeto de este informe.

La Junta Directiva de la Aresep, es el órgano competente para definir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados, entre ellos, el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización; siendo la propuesta sobre una tarifa de peaje de distribución de energía eléctrica, brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural y las empresas de servicios públicos municipales.

Así las cosas, este órgano tiene competencia para definir la “Metodología Tarifaria para Peajes de Distribución como adición a la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindada por los Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública.

10. Sobre los contratos y sus adendas:

*Sobre el contenido de los contratos, se toma nota del siguiente análisis: “(...) se observa que el Reglamento de concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, hace referencia tanto al contrato de concesión como al contrato de interconexión, señalando que deben establecer el pago del peaje correspondiente (así como otros servicios complementarios). // De ello queda claro que, **por disposición normativa, dichos contratos deben contener la referencia específica al pago del peaje que deberían pagar los usuarios de la red en cuestión, como una de las obligaciones y derechos a considerar para ambas partes.**” (extracto del criterio OF-1341-DGAJR-2020, el destacado es propio).*

Análogamente, es importante tomar nota del criterio OF-1341-DGAJR-2020, en cuanto a los artículos 3, 31, 32, 33, 34, 35 y 36 de la norma técnica AR-NT-POASEN:

“Los anteriores artículos transcritos, evidencian la importancia del contrato de conexión y su contenido, pues éste debe establecer las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se debería realizar el

acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), e igualmente, debe contener las obligaciones (económicas, técnicas y jurídicas), derechos y deberes de las partes que los suscriban.

Incluso en el artículo 35 transcrito parcialmente, se hace referencia a los aspectos contractuales, especificando la información mínima que dicho contrato debe contener, dentro de la cual, se destacan los cargos por conexión a la red de transmisión o distribución que sean fijados por la Aresep, dentro de los cuales, se encuentra el peaje, que una vez establecido, habría que pagar por el uso de la red.

Se denota, la formalización de dicho contrato como una obligación tanto del ICE, como de las empresas de transmisión y distribución, debiendo verificar éstas a su vez, que también el usuario de la red, cumpla con dicho contrato, obligación que también le ha sido estipulada directamente al usuario en la normativa referenciada.

Por su parte, también es necesario evidenciar, que el artículo 36 de dicha norma técnica, dispone la suscripción de dicho contrato como un requisito indispensable para poner en operación la conexión y operación comercial, de modo que, resulta elemental que éste se encuentre debidamente formalizado y conforme a la normativa, para poder llevar a la práctica la conexión.”

De forma complementaria, sobre el extracto tomado del criterio previamente citado, se tiene:

“(…)

En igual sentido, siendo que en la metodología que se propone, se indica que los sujetos involucrados en el uso de la red de distribución serían los privados que realizan generación eléctrica autónoma o paralela (generadores privados) para venta de energía eléctrica al ICE (cubiertos por la Ley n° 7200 y sus reformas), es importante señalar que, en el artículo 2 del Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela, se dispone lo siguiente:

Artículo 2.- Definiciones: Para efectos de aplicación del presente reglamento, se entenderá por:

(…)

CONTRATO DE CONEXIÓN: Es el Contrato de Conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya sea en transmisión o en distribución, que suscribe el productor con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales se brindará el acceso, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las Partes.

(...)"

Por su parte, el artículo 19 de ese mismo Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200, señala:

“Artículo 19.- Contrato de Conexión: Para el acceso al SEN, y como complemento al **Contrato de Compra de Energía**, el **Productor deberá suscribir un Contrato de Conexión con el ICE, en el cual se especificarán las condiciones bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión.** En particular, el Productor deberá construir como parte de su proyecto de generación, la(s) línea(s) de interconexión hasta el (los) punto(s) de la red pública indicado(s) en el Contrato de Conexión. Por su parte, será responsabilidad del ICE adecuar el sistema eléctrico nacional existente de manera que permita recibir la potencia y energía a ser entregada por el productor privado, todo de conformidad con la normativa que al respecto emita la ARESEP.

En casos donde los puntos de consumo y generación del Productor se encuentren alejados entre sí y la conexión eléctrica privada para obtener un único punto de entrega y recibo no sea factible, **se podrá usar la red pública, cuyos servicios deberán ser cubiertos por el productor, debiendo quedar consignado este acuerdo en el Contrato de Conexión.**

(...)" El resaltado es propio.

De esta forma, igualmente en la normativa aplicable los privados que realizan la actividad generación eléctrica autónoma o paralela, como uno de los sujetos que podría hacer uso de la red de distribución y resultar obligados al pago del respectivo peaje, se hace referencia al contrato de conexión, en el cual, deben contemplarse las condiciones bajo las cuales se brindará el acceso, e incluso, se dispone que el productor o generador puede hacer uso de la red pública (cuando así sea necesario), cubriendo los servicios que ello implique, y que además, ello deberá consignarse en el contrato de conexión respectivo.

Así las cosas, se desprende del Reglamento de concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, en el que se hace referencia tanto a los contratos de concesión (artículo 7 y 33), como a los de interconexión (artículo 34); de la Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, en la que se dispone el contenido de este último, y del Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela (artículos 2 y 19), que es preciso valorar la necesidad de que, este tipo de contratos contemplen el aspecto relativo al peaje a pagar por el uso de la red.

Partiendo de la especificidad del artículo 34 del Reglamento de concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, en el cual, se indica que el contrato de interconexión deberá establecer el pago del peaje que corresponda, en relación con el artículo 35 de la Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, en el cual, se estipula que parte de la información que debe contener dicho contrato son los cargos de conexión a la red, es viable, afirmar que, es preciso que dicho contrato a la luz de la técnica jurídica, haga referencia a la obligación del pago de peaje que le asiste a cada usuario de la red.

Lo anterior, sin perjuicio de que la Aresep en el ejercicio de sus competencias, establezca la metodología tarifaria para el respectivo cálculo del peaje, e incluso, sin perjuicio de que normativa como el Reglamento de concesiones para el servicio público de suministro de energía eléctrica, sea lo suficientemente expresa en cuanto a la obligación.

Es preciso considerar que, a pesar de que haya normativa que disponga de forma específica lo referente al pago de peaje por el uso de la red; esa misma normativa, igualmente dispone la necesidad de que este aspecto también se encuentre estipulado dentro del respectivo contrato. Pues, así como esta obligación, muchas otras que igualmente tienen un respaldo legal, también son incluidas en el respectivo contrato.

La suscripción del contrato por parte del ICE, la empresa distribuidora o la empresa de transmisión y cada usuario específico de la red, concreta las condiciones bajo las cuales, se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión al SEN, de modo que, el contrato que se suscriba tenga fuerza de ley entre las partes, con efecto vinculante derivado del artículo 1022 del Código Civil, por el carácter de obligatoriedad que implica, al crear vínculos jurídicos que no pueden ser inobservados por los contratantes.

Bajo esta lógica se establece la suscripción de los contratos de conexión, de modo que cada parte, conozca y se comprometa al cumplimiento de obligaciones y deberes, al mismo tiempo que obtiene derechos, quedando claro y especificado el ámbito dentro del cual deben mantener su actividad.

Por lo anterior, es importante y necesaria la suscripción de los contratos de conexión, así como la inclusión, en éstos del pago del peaje por el uso de la red, entre otras obligaciones a cumplir. Ello aplica para los contratos que se suscriban a futuro, así como para los contratos ya suscritos, de modo que, de forma igualitaria, todo usuario de la red tenga la misma obligación, y en todos los casos, el propietario de la red pueda cobrar el peaje que corresponda, sea un usuario nuevo o uno con quien ya se entabló relación contractual.

En el caso de los contratos ya suscritos, es preciso considerar en cada caso particular, la existencia de las condiciones necesarias para que se incorpore esta obligación junto a todas las demás ya estipuladas, pudiendo realizarse la respectiva modificación, que de conformidad con el mismo clausulado del contrato, se realiza mediante adendas que entrarán a regir de conformidad con las disposiciones legales aplicables.

Es por lo anterior, que en el caso que nos ocupa, no se trata de que la eventual suscripción de una adenda (en caso de resultar necesaria) sea el resultado de una orden o instrucción de la Aresep, sino, que ello proviene de una disposición normativa, de ineludible cumplimiento por parte de los prestadores del servicio de suministro de energía eléctrica. En este sentido, es necesario considerar, que la Aresep no puede ordenar o instruir el cumplimiento de una obligación que ya está dispuesta en la normativa, lo que sí podría y debe definir es la importancia del cumplimiento de dicha obligación a efectos de ejercer sus competencias, la forma de verificar su cumplimiento y la consecuencia de ello.

Así, la Aresep, dentro del ejercicio de sus competencias debe verificar el cumplimiento de la normativa que resulte aplicable, de manera que garantice que sus funciones son ejercidas dentro de un ámbito de legalidad. Tales competencias, le permiten a la Aresep emitir las disposiciones regulatorias necesarias por los medios que correspondan, cuyo cumplimiento es obligación para los prestadores de los servicios públicos de conformidad con el artículo 14.a) de la Ley N° 7593, e igualmente, sancionable según el artículo 38.d) de la misma Ley.

Ahora bien, todo lo anterior, se señala con sustento en la normativa nacional, más no en la centroamericana, pues como bien se indica en el apartado 8.2 Alcances de la tarifa de la metodología propuesta, ésta tendrá un alcance a todo el territorio nacional, lo que excluye el ámbito regional, en el cual aplica la normativa atiente.

(...)

el debido cumplimiento de normativa relacionada con el servicio público, debe tomarse en consideración que su cumplimiento se dispone como una obligación de los prestadores de los servicios públicos de conformidad con el artículo 14.a) de la Ley N° 7593, e igualmente, su inobservancia podrías ser sancionable según el artículo 38.d) de la misma Ley.

(...)” (el destacado es propio).

Por lo anteriormente indicado, para que llegue a ser efectiva la vigencia de la metodología propuesta se requiere del análisis por parte del aplicador (Intendencia de Energía), con el fin de verificar que las adendas contractuales (cuando correspondan) sean eficaces.

IV. DIAGNÓSTICO DEL SERVICIO REGULADO

1. Justificación y priorización del tema.

En relación con el acuerdo 06-41-2020 de Junta Directiva de la Aresep:

“Instruir a la Administración una valoración integral en el contexto actual, de la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, resolución RJD-119-2018, para ser visto en su momento por esta Junta Directiva, para los fines pertinentes.”

Mediante los oficios OF-0455-RG-2020, OF-0351-CDR-2020, OF-0543-RG-2020, OF-0591-CDR-2020 y OF-0990-RG-2020 se establecen los miembros de la fuerza de tarea asignados a realizar la valoración de la metodología existente, y se solicita hacer los ajustes necesarios para su adaptación al contexto actual con un plazo a noviembre de 2020, de acuerdo con el oficio OF-0543-RG-2020, para la entrega de la valoración instruida, de manera que la misma sea conocida por la Junta Directiva en esta fecha, siguiendo todas las etapas del “Procedimiento para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos” (DR-PO-03-V4).

En sincronía con lo anterior, los miembros de la fuerza de tarea realizaron un estudio del sector eléctrico en Costa Rica, y lo correspondiente a la citada metodología, así como la identificación de los enfoques conceptuales teóricos, su viabilidad y orientación al cumplimiento de objetivos, para establecer la propuesta conceptual que se recomienda, así como demás aspectos considerados dentro del proceso de mejora continua en el desarrollo de instrumentos regulatorios.

Así las cosas, la propuesta de metodología fue conocida por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, y el 26 de enero de 2021, mediante el acuerdo 10-03-2021, del acta de la sesión ordinaria 03-2021 resolvió:

“Continuar en una próxima sesión, con el análisis de la propuesta de “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, remitida mediante los oficios OF-0708-CDR-2020 y OF-0710-CDR-2020, ambos del 17 de diciembre de 2020 y OF-011-RG-2020 del 07 de enero de 2021, en el entendido de que se ajuste el documento conforme a las observaciones planteadas en esa oportunidad.”

Posteriormente por medio del oficio OF-0131-CDR-2021 se actualizaron los miembros de la fuerza de tarea asignados a realizar la valoración de la metodología referida.

2. La regulación del sector eléctrico en Costa Rica.

El sector eléctrico de un país permite fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar de sus habitantes. Por lo tanto, es fundamental su adecuado funcionamiento, para esto existen instituciones encargadas de balancear las necesidades de electricidad o demanda, con las fuentes y recursos que permitan abastecer estas, o la oferta, garantizando así un adecuado desarrollo de las actividades económicas y el crecimiento del país.

La naturaleza técnica de un sistema eléctrico implica la producción mediante una cadena o etapas de producción verticalmente integradas, donde se identifican como partes principales de esta la generación, transmisión y distribución de la electricidad, además por la especificidad técnica del servicio en cuestión, en la consecución de un servicio de calidad, se identifican para el adecuado funcionamiento de una red nacional otras prestaciones de servicios al sistema, los cuales se conocen como servicios auxiliares; además, de las adaptaciones para la interacción e intercambio con otros mercados, la adaptación de nuevas tecnologías como los productor-consumidores, y el operador del sistema en tiempo real.

En un Estado de derecho como el costarricense, el desarrollo de la actividad del sistema eléctrico nacional obedece a un ordenamiento jurídico existente, en donde se han creado instituciones y leyes en diversas épocas que orientan el diseño del sistema y las posibilidades de los agentes en el mismo, a continuación, se ilustra el funcionamiento del sector eléctrico en Costa Rica y se procede a explicarlo.

Con fundamento en el ordenamiento jurídico, se tienen en la primera etapa de la cadena verticalmente integrada: los agentes encargados de la generación de la electricidad:

- i) El Instituto Costarricense de Electricidad (en adelante ICE) operador público, que, para contextualizar su peso relativo, contó con una participación del 64% de la generación en 2019, esta institución se fundamenta en la ley N°449 o ley de creación del ICE del año 1949 y sus reformas, la cual encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la nación posee, en especial los recursos hidráulicos.*
- ii) La generación privada o de operadores privados, que tuvo una participación del 24% de la generación en el 2019, fundamentada en la ley N° 7200 de origen en 1990 y sus reformas, ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela producida por centrales eléctricas de limitada capacidad (que no sobrepasen los 20.000 kW) y puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional, ley desarrollada bajo una declaratoria de interés público y con límites del 15% de la potencia instalada del sistema y hasta un 30% de la compra del ICE en la generación de este (por ser este agente el único autorizado a comprar a estos operadores).*
- iii) La generación propia de distribuidoras de electricidad, representó un 11% de la generación en el 2019 y es generación que las empresas distribuidoras distintas del ICE utilizan para abastecer sus sistemas, con base: ley N°7789 de 1998 y sus reformas o ley de transformación de la*

Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), ley N°7799 o ley de Reforma Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) de 1964 y sus reformas, ley N° 8345 Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.

- iv) La energía obtenida del intercambio con el Mercado Eléctrico Regional (MER) fue un 1% del total de la generación correspondiente al 2019, la interacción y participación está fundamentada en los términos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central 7848, de 1998 y sus reformas.*
- v) La generación privada para autoconsumo representó un 0,17% del total de la demanda, esto fue en el año 2018 (último disponible a la fecha de recopilación de los datos).*

Debe aclararse, que en caso de que la fuente de generación de energía eléctrica sea fuerzas hidráulicas, a excepción del ICE, todos los demás generadores deben contar con una concesión de aguas que brinda el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) con previo estudio de impacto ambiental de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA).

Siguiendo con la cadena verticalmente integrada del sector eléctrico, y tras ser un monopolio natural (donde el menor costo para abastecer la demanda relevante en esta etapa es que exista una única empresa en la provisión del servicio en esta etapa de producción), el agente encargado en Costa Rica de la transmisión eléctrica y fundamentado en su ley N°449 es el ICE, agente que a diciembre de 2019 contaba con líneas de transmisión correspondientes a 653,7 km en 138 kV y 1725,4 km en 230 kV. Además, de una línea de transmisión dedicada para el Sistema de Interconexión de los países de América Central (SIEPAC).

Finalmente, la etapa de distribución de esta cadena de producción verticalmente integrada corresponde a monopolios geográficos de clientes, donde las ventas a usuarios finales correspondientes a distribución de la electricidad representaron un 45% por parte del ICE en 2019 (agente con mayor cobertura del territorio nacional), un 32% de la distribución se dio por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) subsidiaria del ICE, mientras que las 4 cooperativas de electrificación rural y 2 empresas municipales tuvieron una distribución eléctrica del 23% del total del sistema y por otra parte sin ser declarado hasta ahora cómo un servicio público, la generación privada para autoconsumo, representó un 0,17% del total de la demanda, este último dato para el año 2018 pero con un gran ritmo de crecimiento.

Adicionalmente, podría identificarse cómo otra etapa de la cadena de producción la comercialización de la electricidad, pero en el caso de Costa Rica, para efectos de esta propuesta metodológica, se considera integrado con la etapa de distribución. Finalmente, el servicio de alumbrado público es suministrado por parte de las empresas de distribución de electricidad en Costa Rica.

Por otra parte, la retribución económica del servicio público de electricidad depende de las tarifas que determine la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos fundamentado en su ley de N° 7593 de 1998 y en la que sustituye al Servicio Nacional de Electricidad (antiguo SNE) que fue creado en 1928 nacionalizando fuerzas eléctricas y en sus reformas posteriores cómo la de 1941, donde ya se le otorgaban poderes regulatorios para este servicio.

La Autoridad Reguladora al tener una personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa, institución que ha determinado instrumentos regulatorios vigentes para establecer las formas de cálculo que sirvan para determinar las tarifas del sector eléctrico en las diferentes etapas de la cadena de producción verticalmente integrada y descrita anteriormente; así como normativas técnicas que garanticen la calidad del servicio. A continuación, se enlistan las metodologías vigentes al 30 de julio del 2020, según su enfoque económico y ámbito de aplicación para cada etapa de la cadena de producción:

Generación: *se cuentan con nueve metodologías tarifarias vigentes:*

1) Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Correspondiente a la resolución RJD-141-2015 publicada en el Alcance Digital N°63 de la Gaceta N°154 del 10 de agosto de 2015.

2) Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional (metodología costo variable de la generación o CVG). Correspondiente a la resolución RE-0100-JD-2019.

3) Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense De Electricidad (ICE). Correspondiente a las resoluciones RJD-009-2010, RJD-027-2014 y RJD-017-2016, publicadas con en La Gaceta N° 109 del 07 de junio del 2010, el alcance N° 10 a la Gaceta N°65 del 02 de abril del 2014 y el Alcance N°17 a La Gaceta N°31 del 15 de febrero del 2016, respectivamente.

4) Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, resoluciones RJD-152-2011, RJD-161-2011, RJD-0132012, RJD-027-2014 y RJD-017-2016, está última vigente, publicada en el Alcance N°17 a La Gaceta N°31 del 15 de febrero del 2016.

5) Metodología para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas. Correspondiente a las resoluciones RJD-1632011, RJD-027-2014 y RJD-017-2016, está última vigente, publicada en el Alcance N°17 a La Gaceta N°31 del 15 de febrero del 2016.

6) Modelo y estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña. Correspondiente a las resoluciones RJD-0042010 y RJD-027-2014, está última, publicada en el Alcance N°10 a La Gaceta N°65 del 02 de abril del 2014.

7) Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación. Correspondiente a las resoluciones RJD-162-2011 y RJD-027-2014, está última correspondiente a la modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables de 2014, publicada en el Alcance N°10 a La Gaceta N°65 del 02 de abril del 2014.

8) Generadores privados nuevos con fuente fotovoltaica. Correspondiente a la resolución RJD-034-2015, publicada en La Gaceta N°60 del 26 de marzo del 2015.

9) Metodología para fijación ordinaria y extraordinaria para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación eléctrica con residuos sólidos municipales (RSM). Correspondiente a la resolución RJD-225-2017, del 21 de noviembre del 2017.

En la etapa de transmisión eléctrica hay una metodología tarifaria vigente, la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, correspondiente a la resolución RJD-140-2015 publicada en el Alcance Digital N°63 de la Gaceta N°154 del 10 de agosto de 2015.

Por último, en la etapa de distribución de electricidad existen 4 metodologías tarifarias vigentes:

1) Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Correspondiente a la resolución RJD-139-2015 publicada en el Alcance digital N°63 de la Gaceta N°154 del 10 de agosto de 2015.

2) Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindada por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Correspondiente a la resolución RJD-119-2018, publicada en el Alcance N°141 a La Gaceta del 07 de agosto del 2018.

3) Metodología tarifaria extraordinaria para los Servicios de Distribución de Energía Eléctrica y Alumbrado Público por ajustes en las tarifas de Generación y/o Transmisión. Correspondiente a la resolución RE-0043-JD-2019, publicada en el Alcance N°61 a La Gaceta del 20 de marzo del 2019.

4) Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor. Correspondiente a la resolución RJD-030-2016, publicada en el Alcance digital N°25 a La Gaceta N°37 del 23 de febrero del 2016.

La metodología, en análisis es la citada anteriormente como número 2, de la etapa de distribución y que como su nombre lo indica complementa o adiciona a la metodología ordinaria de distribución (resolución RJD-139-2015).

3. La metodología tarifaria vigente para peajes de distribución (RJD-119-2018).

La metodología en cuestión se estableció de conformidad con el marco legal existente, y en particular según se indica en su publicación, se identificó para su desarrollo, el Decreto N° 30065-MINAE, Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica, que en su artículo 34 establece:

“Excepto por razones técnicas, todo concesionario del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, deberá permitir la interconexión de otros agentes del sector eléctrico debidamente autorizados, a la infraestructura de su propiedad, mediante contrato de interconexión, donde se establece el pago del peaje correspondiente, así como por otros servicios complementarios que se requieran. Tanto las tarifas por peaje, como por los otros servicios complementarios, deben estar fijados de previo por la ARESEP”.

Por lo tanto, dadas las facultades técnicas y posibles acuerdos de interconexión, la metodología citada responde al trabajo de la Aresep por establecer este peaje de distribución.

Se identifica que dicha metodología, se desarrolló en los expedientes tarifarios OT-274-2014 y posteriormente en el expediente OT-080-2016. En el proceso de

Se identifica que dicha metodología, se desarrolló en los expedientes tarifarios OT-274-2014 y posteriormente en el expediente OT-080-2016. En el proceso de aprobación del instrumento tarifario, de estos expedientes se identificó la realización de una simulación, del resultado de las fórmulas con las variables y fuentes de información de los datos, para una de las cooperativas de electrificación rural. Adicionalmente, según identifican los miembros de la fuerza de tarea, ésta no ha sido aplicada por la Intendencia de Energía de Aresep.

Dicha metodología indica en cuanto a enfoques conceptuales que “...establecerá el peaje por el uso de la red de distribución en función del retiro o inyección de energía que haga el usuario, pagando una tarifa del tipo estampilla...” aspectos que se evaluarán de conformidad con lo propuesto.

V. MODELO PROPUESTO Y JUSTIFICACIÓN

El objetivo estratégico 3 establecido en el Plan Estratégico 2017-2020 de la Aresep, plantea la función de: (...) Diseñar, actualizar e implementar instrumentos de regulación basados en principios de regulación y de políticas públicas; que incorporen criterios de calidad (acceso, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad), costos, innovación, equidad, bienestar social, sostenibilidad ambiental e incentivos a la eficiencia para la innovación. (...); por ello la Aresep, como parte de su función regulatoria lleva a cabo un proceso de revisión y mejora continua de los instrumentos regulatorios utilizados para la fijación de tarifas de los servicios públicos regulados.

Por medio del oficio OF-0351-CDR-2020, se conformó el equipo desarrollador con el objetivo de realizar “Una valoración integral en el contexto actual, de la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”. De acuerdo con el “Procedimiento para desarrollar instrumentos de regulación¹ (DR-PO-03)”; lo cual luego se sumó a lo instruido por el acuerdo 10-03-2021, de la Junta Directiva de la Aresep: *“Continuar en una próxima sesión, con el análisis de la propuesta de “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, remitida mediante los oficios OF-0708-CDR-2020 y OF-0710-CDR-2020, ambos del 17 de diciembre de 2020 y OF-011-RG-2020 del 07 de enero de 2021, en el entendido de que se ajuste el documento conforme a las observaciones planteadas en esa oportunidad.”*

En este orden de ideas, las mejoras identificadas en el proceso de diagnóstico y análisis son incorporadas a la presente propuesta de metodología tarifaria.

¹ Versión 4, 10 de diciembre de 2018.

Durante la revisión de la metodología tarifaria de peajes de distribución oficializada mediante resolución RJD-119-2018, se confirmó que dicho instrumento no ha sido aplicado por la Intendencia de Energía. A partir del análisis elaborado, se evidenció la necesidad de definir una nueva metodología, para obtener una tarifa estampilla de peaje de distribución por empresa distribuidora.

Adicionalmente, se señala que actualmente las empresas eléctricas cuentan con una contabilidad separada del sistema de generación, transmisión, distribución y comercialización y tienen implementada la Contabilidad Regulatoria.

En consecuencia, de la propuesta metodológica, para el cálculo de la tarifa de peaje de distribución, ajustada al contexto actual; y su importante cambio con respecto a la metodología vigente, también se recomienda derogar la metodología tarifaria vigente.

Luego de la valoración integral de la metodología en el contexto actual de información disponible y con base en la recomendación indicada en la propuesta conceptual de establecer una tarifa estampilla de peaje de distribución por empresa distribuidora, se presenta y detalla a continuación la propuesta de metodología tarifa de peaje de distribución.

VI. OBJETIVOS

1. Objetivos

Objetivo de la propuesta conceptual.

Proponer una metodología de peajes de distribución, en el marco del contexto actual.

Objetivos de la metodología.

- a) Definir el procedimiento de fijación tarifaria para establecer el precio o peaje de distribución.*
- b) Definir el procedimiento de cálculo tarifario para esta tarifa.*
- c) Establecer la tarifa correspondiente a lo dispuesto en el artículo 34 del Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica y con la norma AR-NT-POASEN.*

- d) Contar con procedimientos de cálculo de tarifas que sean claros y verificables.
- e) Salvaguardar los intereses del consumidor final mediante el cumplimiento del servicio al costo.
- f) Asegurar el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado.

Mediante los objetivos propuestos se busca dar una señal de precio para el servicio de transporte de energía, que implica el uso de infraestructura de distribución de empresas de distribución de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional.

La metodología tarifaria propuesta se basa en reconocer una tarifa que cubra los costos asociados con la etapa de distribución eléctrica (costos asociados al uso de la red física), sin considerar los costos referentes a la etapa de comercialización.

VII. METODOLOGÍA TARIFARIA DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

8. Peaje de Distribución

8.1 Definiciones:

Estado de Resultados Tarifario: estado de Resultados utilizado en cada fijación tarifaria que ha aprobado la Autoridad Reguladora a las diferentes empresas distribuidoras, disponibles en el correspondiente expediente tarifario y calculado según los criterios establecidos en la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio del 2015, publicada en el Alcance Digital N° 63 a La Gaceta N° 154 del 10 de agosto de 2015 y sus modificaciones; así como los principios y criterios establecidos tanto en la Ley N° 7593 y en cualquier otra disposición de la Autoridad Reguladora.

Contrato de conexión: según lo dispuesto en la norma AR-NT-POASEN vigente.

Contabilidad regulatoria: la sistematización y estandarización de la información contable para efectos de la regulación del servicio público, de tal forma que refleje los costos y gastos asociados a la prestación del servicio de acuerdo con los requerimientos de información establecidos en la RIE-068-2016, mediante el uso de formatos uniformes de planes de cuentas y estados financieros regulatorios.

Costos mixtos: tienen las características de fijos y variables, pero varían frente a escalas de volumen de producción.

Costos Fijos: aquellos costos del Sistema de Distribución que no varían en función del nivel de producción o ventas, incluidos los costos mixtos asignados. En el caso de servicio de Distribución, se refiere a los costos que no varían en función de las ventas de este sistema.

Peaje de Distribución: tarifa que la ARESEP le autoriza cobrar a cada empresa distribuidora a los usuarios del servicio de peaje de distribución por el servicio de transportar la energía inyectada, a través de sus líneas de distribución, en los términos que establece la presente metodología. Esta tarifa debe cubrir los costos fijos asociados con el servicio de distribución en que incurre la empresa eléctrica por la prestación de tal servicio.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Usuarios del servicio de peaje de distribución: interesados o usuarios interconectados a la infraestructura eléctrica de un concesionario del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, en algún nodo de la red de distribución, mediante contrato de conexión; conforme el artículo 34 del Decreto N° 30065-MINAE. Dicho usuario debe ser distinto de la empresa distribuidora.

8.2 Alcances de la tarifa

El alcance de esta metodología está delimitado de la siguiente manera:

- a. Se aplica en todo el territorio nacional y se calculará para cada empresa distribuidora, concesionaria del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, según los respectivos costos fijos del servicio.
- b. Se aplica a los usuarios del servicio de peaje de distribución.

La metodología tarifaria se basa en reconocer una tarifa que cubra los costos fijos asociados con la etapa de distribución eléctrica (costos asociados al uso de esta infraestructura), excluyendo los costos referentes a la etapa de comercialización, según la separación contable obtenida de la implementación de la contabilidad regulatoria.

Esta tarifa se computa sobre la energía inyectada por los usuarios del servicio de peaje de distribución que utilicen la red de distribución para el trasiego de energía. La energía trasegada pertenece a un mismo usuario del servicio de peaje de distribución desde que es inyectada a la red hasta su retiro; por lo tanto, el usuario del servicio de peaje de distribución paga por el servicio recibido de las empresas distribuidoras, en los términos que se establecen en esta metodología y en las demás disposiciones que haya emitido la ARESEP.

La metodología tarifaria propuesta se basa en reconocer una tarifa que cubra los costos asociados con la etapa de distribución eléctrica (costos asociados al uso de la infraestructura de red), sin considerar los costos referentes a la etapa de comercialización. Esta tarifa se cobra sobre el uso de la red de distribución para el transporte de energía, de acuerdo con la energía inyectada por los agentes que satisfacen las condiciones que describe el artículo 34 del Decreto N.º 30065-MINAE y utilizan la red de distribución para el transporte en tiempo real de energía en el SEN.

8.3 Precio o peaje de distribución

El acceso al SEN puede darse en algunos de los siguientes puntos:

- a. Sistema de barras de alta tensión de una subestación.*
- b. Sistema de barras de media tensión de una subestación.*
- c. En la red de media tensión del sistema de distribución.*
- d. En la red de baja tensión del sistema de distribución.*

Asimismo, el punto de inyección de la energía en tiempo real puede darse en cualquiera de los puntos señalados anteriormente, según la normativa aplicable en cada caso, de tal forma que el usuario del servicio de peaje de distribución deberá realizar el pago correspondiente. Todos los aspectos deberán estar establecidos en el contrato de conexión a establecer entre las partes, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” vigente.

Se propone una tarifa del tipo estampilla, en función de la energía inyectada por el usuario de peaje de distribución en infraestructura de una empresa distribuidora.

En ese sentido, todo usuario del servicio de peaje de distribución deberá pagar, en forma conjunta con los demás usuarios de dichas redes, los costos asociados a esta etapa. El costo de este servicio se considera como un costo más dentro de la estructura de costos regulatorios del prestador del servicio público.

Para los efectos de este cálculo tarifario, serán considerados todos los activos instalados en la red eléctrica de distribución a excepción de las luminarias que son

Para los efectos de este cálculo tarifario, serán considerados todos los activos instalados en la red eléctrica de distribución a excepción de las luminarias que son parte de la actividad de alumbrado público. Dicha composición de activos se registra en el sistema al ser instalados en la red, es en este momento que se empiezan a depreciar y son registrados contablemente como activos fijos.

Cumpliendo con el principio de servicio al costo, el precio o peaje de distribución toma en cuenta una proporción de los costos fijos de la red que está siendo utilizada por el usuario del servicio de peaje de distribución, según lo establecido mediante el ponderador definido en la fórmula 48.

Para efectos de establecer el precio o peaje de distribución se contemplarán la proporción de los costos fijos definidos mediante la fórmula 48, asociados a los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos de la actividad de distribución de cada uno de los operadores. Dichos costos son los que se obtienen de la implementación de la contabilidad regulatoria por parte de las empresas reguladas, los cuales son definidos por la Autoridad Reguladora. Es importante aclarar que dentro de los costos fijos no se incorporan las compras de energía y potencia ni el peaje de transmisión; ni los costos o gastos de comercialización. Los primeros por no ser costos de la etapa de distribución y el último por no corresponder a los costos necesarios para prestar el servicio.

El peaje de distribución será un pago mensual que se realizará a la empresa distribuidora de energía eléctrica dueña de la red de distribución, por parte del usuario del servicio de peaje de distribución, por cada unidad de energía (kWh) inyectada a la red de distribución.

De esta manera, el monto a pagar mensualmente por concepto de peaje de distribución, cuando existe un contrato de conexión vigente entre la empresa distribuidora de energía eléctrica con el usuario del servicio de peaje de distribución u , se calcula como sigue:

$$\text{Cuando } IE_u > 0; MP_u = T_{pdx} * IE_u \quad (\text{Fórmula 47})$$

Donde:

u = Índice o identidad del usuario del servicio de peaje de distribución que paga peaje de distribución.

MP_u = Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u , a la empresa distribuidora, en cada periodo.

T_{pdx} = Tarifa de peaje de distribución vigente para el periodo de facturada y calculada con base en fórmula 52.

IE_u = Inyecciones reales de energía (kWh) del mes a facturar, del usuario u , según las reglas detalladas anteriormente.

La energía para facturar se determinará de acuerdo con las mediciones y facturaciones mensuales, que deben cumplir con la normativa vigente aprobada para estos efectos por la Aresep.

Cabe destacar que, las pérdidas técnicas son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red. Están relacionadas con el transporte de la energía y son proporcionales a la resistencia de los conductores y a la potencia transportada por las redes de distribución en este caso concreto. Al inyectar flujos de potencia adicionales (de generación centralizada, distribuida o sistemas de almacenamiento) a los necesarios para abastecer la demanda por parte de la distribuidora, se incrementa el flujo de corriente en las líneas, asociado a un incremental de pérdidas eléctricas en niveles de media y baja tensión según el punto de inyección de la energía.

Por esta razón, se considera la utilización del porcentaje de pérdidas técnicas de pérdidas eléctricas de distribución de cada empresa para ponderar los costos fijos de distribución y así enviar una señal de precio congruente con la lógica operativa esperada.

A continuación, se presenta el cálculo del ponderador de costos fijos a partir de porcentaje de pérdidas eléctricas de distribución de cada empresa.

Donde,

$$PD_t = PED_t \quad (\text{Fórmula 48})$$

Tal que:

PD_t = Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de perdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t .

PED_t = Porcentaje de pérdidas técnicas de distribución de cada empresa distribuidora para el periodo t . A partir de la primera aplicación y hasta tanto no se cuente con la segmentación de pérdidas técnicas y no técnicas, para cada una de las empresas, se utilizará el porcentaje de

pérdidas eléctricas globales de distribución por empresa. Este último valor será acotado hasta un máximo igual al promedio simple de las pérdidas eléctricas globales de distribución a nivel nacional.

La información para el porcentaje de pérdidas eléctricas de distribución será provista por la Intendencia de Energía, que lo determinará con base en la información proporcionada por las empresas distribuidoras.

Los costos fijos de distribución en colones para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad se obtienen a partir de la información anualizada generada de la implementación de la contabilidad regulatoria para cada empresa distribuidora de energía eléctrica.

La tarifa de peaje de distribución en colones por kWh para todo usuario del servicio de peaje de distribución que requiera el servicio de transporte de energía sobre infraestructura de distribución se calcula para cada empresa distribuidora de la siguiente manera.

$$T_{pdx} = \left(\frac{CFD_t * PD_t * \frac{IE_t}{EC_t + IE_t}}{IE_t} \right) \text{ (Fórmula 49)}$$

Donde:

T_{pdx} = Tarifa de peaje de distribución para el periodo t+1 en colones por kWh

CFD_t = Costo fijo total por considerar en el cálculo del peaje de distribución, obtenido del estudio de costos fijos y variables que cada año calendario debe elaborar y actualizar la Intendencia de Energía para la actividad de distribución en millones de colones, con base en el reporte anual de la contabilidad regulatoria de cada empresa distribuidora, para el periodo t

PD_t = Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t .

IE_t = Inyecciones anuales de energía de los usuarios de peajes de distribución en circuitos de empresas distribuidoras, para el periodo t (GWh).

EC_t = Energía anual para la atención de la demanda propia de la distribuidora, para el periodo t (GWh).

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria, y para efectos de esta tarifa último año calendario de registro de información real.

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

Los montos de ingresos generados por los peajes de distribución (IP) para todos los usuarios del servicio de peajes (u) serán considerados como “Otros Ingresos” dentro del cálculo de las tarifas del Sistema de Distribución para cada periodo, según la siguiente fórmula:

$$IP_T = \sum_{u=1}^m IP_u \quad (\text{Fórmula 50})$$

Donde

IP_T = Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.

IP_u = Ingresos generados por los peajes de distribución (MP) para usuarios (u).

u = Índice o identidad de los usuarios

m = Cantidad de usuarios de este servicio de peaje de distribución.

Estos ingresos tendrán el tratamiento tarifario previstos en las metodologías tarifarias vigentes, incluyendo sus ajustes.

8.4 Aplicación por primera vez

A partir de la vigencia de esta metodología, la Intendencia de Energía (IE) realizará de oficio y siguiendo el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593, el cálculo de la tarifa de peaje de distribución, en un plazo no mayor a los 60 días naturales y enviará a audiencia pública la propuesta para la determinación del precio o peaje de distribución de energía eléctrica. Para tales efectos se utilizará la información asociada al reporte anual más reciente de la contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras y el respectivo estudio de costos regulatorios de la actividad de distribución realizado por la Intendencia de Energía, correspondiente a dicho año calendario.

La aplicación por primera vez se realiza considerando que todas las empresas actualmente tienen una fijación tarifaria separada para las actividades de generación y distribución, según lo establecido en la resolución RIE-013-2014, publicada en el Alcance Digital N° 8 a la Gaceta N° 58, del día 24 de marzo del 2014.”

8.5 Ajuste de la tarifa de peaje de distribución

El ajuste de la tarifa de peaje de distribución deberá ser realizado al tramitar un estudio tarifario ordinario para el sistema de distribución de cada empresa, ya sea de oficio o a petición de parte. Para dicho ajuste se utilizará el estudio de costos fijos y variables disponible a la fecha.

8.6 Vigencia de la tarifa de peaje de distribución

Cada fijación del peaje de distribución estará vigente hasta que se establezca un nuevo peaje en la correspondiente fijación tarifaria.

8.7 Ingresos generados por la tarifa de peaje de distribución

Los ingresos totales que genere esta tarifa de peaje de distribución deben ser considerados de acuerdo con la sección VII.2 como “Otros Ingresos” dentro del cálculo de la tarifa de distribución para todos los periodos de análisis.

8.8 Requerimientos de información

La Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa de peaje de distribución con base en esta metodología, deberá elaborar los requerimientos de información necesaria tanto para los usuarios de peaje de distribución y las empresas distribuidoras de energía eléctrica, estableciendo la forma, plazos y la periodicidad con la que deberán remitir a Aresep dicha información.

XIII. IMPLICACIONES CONTRACTUALES

Para la implementación de la tarifa de peajes de distribución y el cobro de dicho servicio por parte de las empresas distribuidoras, los agentes del mercado eléctrico nacional que sean usuarios y proveedores del servicio de peaje de distribución, deben en un plazo de 60 días naturales posteriores a la publicación en el Diario Oficial La Gaceta de esta metodología, proceder con las suscripciones de modificaciones contractuales (según corresponda) por medio de las adendas a los contratos correspondientes, en las cuales precisen el detalle de cobro y pago del peaje de distribución.

XIV. MECANISMO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Para la aplicación de esta tarifa de peaje de distribución se deberá seguir el procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, y la participación ciudadana podrá ser de manera presencial, virtual o según los medios que la Aresep disponga y comunique oportunamente.

XV. VIGENCIA DE LA METODOLOGÍA

Una vez que la Intendencia de Energía verifique, por los medios que esta establezca en el ámbito de sus competencias, que las adendas contractuales (cuando correspondan) sean eficaces a partir de lo cual será efectiva la vigencia de esta metodología, pudiendo así aplicarse por primera vez.

Respecto a la vigencia de la metodología aprobada por la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-119-2018, de las trece horas y cincuenta y cinco minutos del nueve de julio de dos mil dieciocho, publicada en el Alcance Digital N° 141 a La Gaceta N°142 del 7 de agosto de 2018, es necesario establecer que este instrumento regulatorio permanecerá vigente hasta que, de forma efectiva se pueda aplicar la presente metodología, una vez que la Intendencia de Energía verifique que las adendas contractuales (que correspondan) sean eficaces.

XVI. DEROGATORIA

Una vez que la presente metodología entre en vigencia y pueda ser aplicada, ésta deroga la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindada por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” que fue aprobada mediante la resolución RJD-119-2018, publicada en el Alcance Digital N° 141 a La Gaceta N°142 del 7 de agosto de 2018.

XVII. GLOSARIOS:

1. Glosario de fórmulas

Glosario de fórmulas.

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
47	Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u , a la empresa distribuidora, en cada periodo.	Cuando $IE_u > 0$; $MP_u = T_{pdx} * IE_u$
48	Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t .	$PD_t = PED_t$
49	Tarifa de peaje de distribución para el periodo $t+1$, en colones por kWh.	$T_{pdx} = \frac{CFD_t * PD_t * \frac{IE_t}{EC_t + IE_t}}{IE_t}$
50	Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.	$IP_T = \sum_{u=1}^m IP_u$

2. Glosario de variables

Glosario de variables

Variable	Definición
CFD_t	Costo fijo por considerar en el cálculo del peaje de distribución, obtenido del “Estudio de costos fijos y variables” que cada año calendario debe elaborar y actualizar la Intendencia de Energía para la actividad de distribución en millones de colones, con base en el reporte anual de la contabilidad regulatoria de cada empresa distribuidora, para el periodo t .
EC_t	Energía anual para la atención de la demanda propia de la distribuidora, para el periodo t (GWh).

IE_t	<i>Inyecciones anuales de energía de los usuarios de peajes de distribución en circuitos de empresas distribuidoras, para el periodo t (GWh).</i>
IP_T	<i>Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.</i>
IE_u	<i>Inyecciones reales de energía (kWh) del mes a facturar, del usuario u, según las reglas detalladas anteriormente.</i>
IP_u	<i>Ingresos generados por los peajes de distribución (MP) para usuarios (u).</i>
m	<i>Cantidad de usuarios del servicio de peaje de distribución.</i>
MP_u	<i>Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u, a la empresa distribuidora, en cada periodo.</i>
PD_t	<i>Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t.</i>
PED_t	<i>Porcentaje de pérdidas técnicas de distribución de cada empresa distribuidora. Hasta tanto no se cuente con la segmentación de pérdidas técnicas y No técnicas en todas las empresas, se utilizará el porcentaje de pérdidas eléctricas globales de distribución por empresa o el porcentaje del promedio nacional según aplique. El porcentaje máximo aplicable será el promedio nacional de pérdidas eléctricas de distribución.</i>
T_{pdx}	<i>Tarifa de peaje de distribución para el periodo $t+1$ (ver fórmula 49).</i>
t	<i>Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria, y para efectos de esta tarifa último año calendario de registro de información real.</i>
$t + 1$	<i>Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.</i>
u	<i>Índice o identidad del usuario que paga peaje de distribución.</i>

(...)"

- IV. Que mediante el informe IN-0001-CDR-2022, del 14 de enero de 2022, se analizaron las posiciones presentadas con respecto a la propuesta de "Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", sometida a audiencia pública del 16 de setiembre de 2021.

- V. Que mediante el informe IN-0002-CDR-2022, del 14 de enero de 2022, se emitió el informe técnico de la propuesta de *"Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural"*. Dicho informe contiene la propuesta final una vez analizadas las oposiciones presentadas y admitidas, para que luego fuera analizada por la DGAJR en cuanto a sus cambios.
- VI. Que mediante el oficio OF-0086-DGAJR-2022, del 02 de febrero de 2022, la DGAJR señaló en cuanto a los cambios ocasionados sobre la propuesta de metodología, lo siguiente: *"1. Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva de Aresep, la propuesta de "Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural", presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0005-CDR-2022, del 17 de enero de 2022."*
- VII. Que en la sesión ordinaria 06-2022, celebrada el 08 de febrero de 2022, cuya acta fu ratificada el 15 de febrero de 2022, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, con fundamento en los informes técnicos IN-0001-CDR-2022 e IN-0002-CDR-2022 ambos del 14 de enero de 2022, el oficio OF-0024-RG-2022 del 17 de enero de 2022 y el oficio OF-0086-DGAJR-2022, del 02 de febrero de 2022, de cita, acuerda, dictar la presente resolución.
- VIII. Que, con fundamento en los resultandos y considerandos citados, lo procedente es, dictar la *"Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural"*, tal y como se dispone a continuación.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dictar la *“METODOLOGÍA TARIFARIA PARA PEAJES DE DISTRIBUCIÓN como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, de conformidad con lo siguiente:

“(…)

“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”

Contenido

<u>VII.</u>	<u>METODOLOGÍA TARIFARIA DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN</u>	56
<u>8.</u>	<u>Peaje de Distribución</u>	56
<u>8.1</u>	<u>Definiciones:</u>	56
<u>8.2</u>	<u>Alcances de la tarifa</u>	57
<u>8.3</u>	<u>Precio o peaje de distribución</u>	58
<u>8.4</u>	<u>Aplicación por primera vez</u>	62
<u>8.5</u>	<u>Ajuste de la tarifa de peaje de distribución</u>	63
<u>8.6</u>	<u>Vigencia de la tarifa de peaje de distribución</u>	63
<u>8.7</u>	<u>Ingresos generados por la tarifa de peaje de distribución</u>	63
<u>8.8</u>	<u>Requerimientos de información</u>	63
<u>XIII.</u>	<u>IMPLICACIONES CONTRACTUALES</u>	63
<u>XIV.</u>	<u>MECANISMO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA</u>	63
<u>XV.</u>	<u>VIGENCIA DE LA METODOLOGÍA</u>	64
<u>XVI.</u>	<u>DEROGATORIA</u>	64
<u>XVII.</u>	<u>GLOSARIOS:</u>	64

VII. METODOLOGÍA TARIFARIA DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

8. Peaje de Distribución

8.1 Definiciones:

Estado de Resultados Tarifario: estado de Resultados utilizado en cada fijación tarifaria que ha aprobado la Autoridad Reguladora a las diferentes empresas distribuidoras, disponibles en el correspondiente expediente tarifario y calculado según los criterios establecidos en la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio del 2015, publicada en el Alcance Digital N° 63 a La Gaceta N° 154 del 10 de agosto de 2015 y sus modificaciones; así como los principios y criterios establecidos tanto en la Ley N° 7593 y en cualquier otra disposición de la Autoridad Reguladora.

Contrato de conexión: según lo dispuesto en la norma AR-NT-POASEN vigente.

Contabilidad regulatoria: la sistematización y estandarización de la información contable para efectos de la regulación del servicio público, de tal forma que refleje los costos y gastos asociados a la prestación del servicio de acuerdo con los requerimientos de información establecidos en la RIE-068-2016, mediante el uso de formatos uniformes de planes de cuentas y estados financieros regulatorios.

Costos mixtos: tienen las características de fijos y variables, pero varían frente a escalas de volumen de producción.

Costos Fijos: aquellos costos del Sistema de Distribución que no varían en función del nivel de producción o ventas, incluidos los costos mixtos asignados. En el caso de servicio de Distribución, se refiere a los costos que no varían en función de las ventas de este sistema.

Peaje de Distribución: tarifa que la ARESEP le autoriza cobrar a cada empresa distribuidora a los usuarios del servicio de peaje de distribución por el servicio de transportar la energía inyectada, a través de sus líneas de distribución, en los términos que establece la presente metodología. Esta tarifa debe cubrir los costos fijos asociados con el servicio de distribución en que incurre la empresa eléctrica por la prestación de tal servicio.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Usuarios del servicio de peaje de distribución: *interesados o usuarios interconectados a la infraestructura eléctrica de un concesionario del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, en algún nodo de la red de distribución, mediante contrato de conexión; conforme el artículo 34 del Decreto N° 30065-MINAE. Dicho usuario debe ser distinto de la empresa distribuidora.*

8.2 Alcances de la tarifa

El alcance de esta metodología está delimitado de la siguiente manera:

- c. Se aplica en todo el territorio nacional y se calculará para cada empresa distribuidora, concesionaria del servicio público de distribución y comercialización de electricidad, según los respectivos costos fijos del servicio.*
- d. Se aplica a los usuarios del servicio de peaje de distribución.*

La metodología tarifaria se basa en reconocer una tarifa que cubra los costos fijos asociados con la etapa de distribución eléctrica (costos asociados al uso de esta infraestructura), excluyendo los costos referentes a la etapa de comercialización, según la separación contable obtenida de la implementación de la contabilidad regulatoria.

Esta tarifa se computa sobre la energía inyectada por los usuarios del servicio de peaje de distribución que utilicen la red de distribución para el trasiego de energía. La energía trasegada pertenece a un mismo usuario del servicio de peaje de distribución desde que es inyectada a la red hasta su retiro; por lo tanto, el usuario del servicio de peaje de distribución paga por el servicio recibido de las empresas distribuidoras, en los términos que se establecen en esta metodología y en las demás disposiciones que haya emitido la ARESEP.

La metodología tarifaria propuesta se basa en reconocer una tarifa que cubra los costos asociados con la etapa de distribución eléctrica (costos asociados al uso de la infraestructura de red), sin considerar los costos referentes a la etapa de comercialización. Esta tarifa se cobra sobre el uso de la red de distribución para el transporte de energía, de acuerdo con la energía inyectada por los agentes que satisfacen las condiciones que describe el artículo 34 del Decreto N.º 30065-MINAE y utilizan la red de distribución para el transporte en tiempo real de energía en el SEN.

8.3 Precio o peaje de distribución

El acceso al SEN puede darse en algunos de los siguientes puntos:

- e. Sistema de barras de alta tensión de una subestación.*
- f. Sistema de barras de media tensión de una subestación.*
- g. En la red de media tensión del sistema de distribución.*
- h. En la red de baja tensión del sistema de distribución.*

Asimismo, el punto de inyección de la energía en tiempo real puede darse en cualquiera de los puntos señalados anteriormente, según la normativa aplicable en cada caso, de tal forma que el usuario del servicio de peaje de distribución deberá realizar el pago correspondiente. Todos los aspectos deberán estar establecidos en el contrato de conexión a establecer entre las partes, de conformidad con lo establecido en la norma AR-NT-POASEN “Planeamiento, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional” vigente.

Se propone una tarifa del tipo estampilla, en función de la energía inyectada por el usuario de peaje de distribución en infraestructura de una empresa distribuidora.

En ese sentido, todo usuario del servicio de peaje de distribución deberá pagar, en forma conjunta con los demás usuarios de dichas redes, los costos asociados a esta etapa. El costo de este servicio se considera como un costo más dentro de la estructura de costos regulatorios del prestador del servicio público.

Para los efectos de este cálculo tarifario, serán considerados todos los activos instalados en la red eléctrica de distribución a excepción de las luminarias que son parte de la actividad de alumbrado público. Dicha composición de activos se registra en el sistema al ser instalados en la red, es en este momento que se empiezan a depreciar y son registrados contablemente como activos fijos.

Cumpliendo con el principio de servicio al costo, el precio o peaje de distribución toma en cuenta una proporción de los costos fijos de la red que está siendo utilizada por el usuario del servicio de peaje de distribución, según lo establecido mediante el ponderador definido en la fórmula 48.

Para efectos de establecer el precio o peaje de distribución se contemplarán la proporción de los costos fijos definidos mediante la fórmula 48, asociados a los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos de la actividad de distribución de cada uno de los operadores. Dichos costos son los que se obtienen de la implementación de la contabilidad regulatoria por parte de las empresas reguladas, los cuales son definidos por la Autoridad Reguladora. Es importante aclarar que dentro de los costos fijos no se incorporan las compras de energía y potencia ni el peaje de transmisión; ni los costos o gastos de comercialización. Los primeros por no ser costos de la etapa de distribución y el último por no corresponder a los costos necesarios para prestar el servicio.

El peaje de distribución será un pago mensual que se realizará a la empresa distribuidora de energía eléctrica dueña de la red de distribución, por parte del usuario del servicio de peaje de distribución, por cada unidad de energía (kWh) inyectada a la red de distribución.

De esta manera, el monto a pagar mensualmente por concepto de peaje de distribución, cuando existe un contrato de conexión vigente entre la empresa distribuidora de energía eléctrica con el usuario del servicio de peaje de distribución u , se calcula como sigue:

$$\text{Cuando } IE_u > 0; MP_u = T_{pdx} * IE_u \quad (\text{Fórmula 47})$$

Donde:

u = Índice o identidad del usuario del servicio de peaje de distribución que paga peaje de distribución.

MP_u = Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u , a la empresa distribuidora, en cada periodo.

T_{pdx} = Tarifa de peaje de distribución vigente para el periodo de facturada y calculada con base en fórmula 52.

IE_u = Inyecciones reales de energía (kWh) del mes a facturar, del usuario u , según las reglas detalladas anteriormente.

La energía para facturar se determinará de acuerdo con las mediciones y facturaciones mensuales, que deben cumplir con la normativa vigente aprobada para estos efectos por la Aresep.

Cabe destacar que, las pérdidas técnicas son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red. Están relacionadas con el transporte de la energía y son proporcionales a la resistencia de los conductores y a la potencia transportada por las redes de distribución en este caso concreto. Al inyectar flujos de potencia adicionales (de generación centralizada, distribuida o sistemas de almacenamiento) a los necesarios para abastecer la demanda por parte de la distribuidora, se incrementa el flujo de corriente en las líneas, asociado a un incremental de pérdidas eléctricas en niveles de media y baja tensión según el punto de inyección de la energía.

Por esta razón, se considera la utilización del porcentaje de pérdidas técnicas de pérdidas eléctricas de distribución de cada empresa para ponderar los costos fijos de distribución y así enviar una señal de precio congruente con la lógica operativa esperada.

A continuación, se presenta el cálculo del ponderador de costos fijos a partir de porcentaje de pérdidas eléctricas de distribución de cada empresa.

Donde,

$$PD_t = PED_t \quad (\text{Fórmula 48})$$

Tal que:

PD_t = *Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de perdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t.*

PED_t = *Porcentaje de pérdidas técnicas de distribución de cada empresa distribuidora para el periodo t. A partir de la primera aplicación y hasta tanto no se cuente con la segmentación de pérdidas técnicas y no técnicas, para cada una de las empresas, se utilizará el porcentaje de pérdidas eléctricas globales de distribución por empresa. Este último valor será acotado hasta un máximo igual al promedio simple de las pérdidas eléctricas globales de distribución a nivel nacional.*

La información para el porcentaje de pérdidas eléctricas de distribución será provista por la Intendencia de Energía, que lo determinará con base en la información proporcionada por las empresas distribuidoras.

Los costos fijos de distribución en colones para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad se obtienen a partir de la información anualizada generada de la implementación de la contabilidad regulatoria para cada empresa distribuidora de energía eléctrica.

La tarifa de peaje de distribución en colones por kWh para todo usuario del servicio de peaje de distribución que requiera el servicio de transporte de energía sobre infraestructura de distribución se calcula para cada empresa distribuidora de la siguiente manera.

$$T_{pdx} = \left(\frac{CFD_t * PD_t * \frac{IE_t}{EC_t + IE_t}}{IE_t} \right) \text{ (Fórmula 49)}$$

Donde:

T_{pdx} = Tarifa de peaje de distribución para el periodo t+1 en colones por kWh

CFD_t = Costo fijo total por considerar en el cálculo del peaje de distribución, obtenido del estudio de costos fijos y variables que cada año calendario debe elaborar y actualizar la Intendencia de Energía para la actividad de distribución en millones de colones, con base en el reporte anual de la contabilidad regulatoria de cada empresa distribuidora, para el periodo t

PD_t = Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t.

IE_t = Inyecciones anuales de energía de los usuarios de peajes de distribución en circuitos de empresas distribuidoras, para el periodo t (GWh).

EC_t = Energía anual para la atención de la demanda propia de la distribuidora, para el periodo t (GWh).

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria, y para efectos de esta tarifa último año calendario de registro de información real.

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

Los montos de ingresos generados por los peajes de distribución (IP) para todos los usuarios del servicio de peajes (u) serán considerados como “Otros Ingresos” dentro del cálculo de las tarifas del Sistema de Distribución para cada periodo, según la siguiente fórmula:

$$IP_T = \sum_{u=1}^m IP_u \quad (\text{Fórmula 50})$$

Donde

IP_T = Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.

IP_u = Ingresos generados por los peajes de distribución (MP) para usuarios (u).

u = Índice o identidad de los usuarios

m = Cantidad de usuarios de este servicio de peaje de distribución.

Estos ingresos tendrán el tratamiento tarifario previstos en las metodologías tarifarias vigentes, incluyendo sus ajustes.

8.4 Aplicación por primera vez

A partir de la vigencia de esta metodología, la Intendencia de Energía (IE) realizará de oficio y siguiendo el procedimiento de fijación tarifaria ordinario previsto en la Ley N°. 7593, el cálculo de la tarifa de peaje de distribución, en un plazo no mayor a los 60 días naturales y enviará a audiencia pública la propuesta para la determinación del precio o peaje de distribución de energía eléctrica. Para tales efectos se utilizará la información asociada al reporte anual más reciente de la contabilidad regulatoria de las empresas distribuidoras y el respectivo estudio de costos regulatorios de la actividad de distribución realizado por la Intendencia de Energía, correspondiente a dicho año calendario.

La aplicación por primera vez se realiza considerando que todas las empresas actualmente tienen una fijación tarifaria separada para las actividades de generación y distribución, según lo establecido en la resolución RIE-013-2014, publicada en el Alcance Digital N° 8 a la Gaceta N° 58, del día 24 de marzo del 2014.”

8.5 Ajuste de la tarifa de peaje de distribución

El ajuste de la tarifa de peaje de distribución deberá ser realizado al tramitar un estudio tarifario ordinario para el sistema de distribución de cada empresa, ya sea de oficio o a petición de parte. Para dicho ajuste se utilizará el estudio de costos fijos y variables disponible a la fecha.

8.6 Vigencia de la tarifa de peaje de distribución

Cada fijación del peaje de distribución estará vigente hasta que se establezca un nuevo peaje en la correspondiente fijación tarifaria.

8.7 Ingresos generados por la tarifa de peaje de distribución

Los ingresos totales que genere esta tarifa de peaje de distribución deben ser considerados de acuerdo con la sección VII.2 como “Otros Ingresos” dentro del cálculo de la tarifa de distribución para todos los periodos de análisis.

8.8 Requerimientos de información

La Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa de peaje de distribución con base en esta metodología, deberá elaborar los requerimientos de información necesaria tanto para los usuarios de peaje de distribución y las empresas distribuidoras de energía eléctrica, estableciendo la forma, plazos y la periodicidad con la que deberán remitir a Aresep dicha información.

XIII. IMPLICACIONES CONTRACTUALES

Para la implementación de la tarifa de peajes de distribución y el cobro de dicho servicio por parte de las empresas distribuidoras, los agentes del mercado eléctrico nacional que sean usuarios y proveedores del servicio de peaje de distribución, deben en un plazo de 60 días naturales posteriores a la publicación en el Diario Oficial La Gaceta de esta metodología, proceder con las suscripciones de modificaciones contractuales (según corresponda) por medio de las adendas a los contratos correspondientes, en las cuales precisen el detalle de cobro y pago del peaje de distribución.

XIV. MECANISMO DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Para la aplicación de esta tarifa de peaje de distribución se deberá seguir el procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, y la participación ciudadana podrá ser de manera presencial, virtual o según los medios que la Aresep disponga y comunique oportunamente.

XV. VIGENCIA DE LA METODOLOGÍA

Una vez que la Intendencia de Energía verifique, por los medios que esta establezca en el ámbito de sus competencias, que las adendas contractuales (cuando correspondan) sean eficaces a partir de lo cual será efectiva la vigencia de esta metodología, pudiendo así aplicarse por primera vez.

Respecto a la vigencia de la metodología aprobada por la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-119-2018, de las trece horas y cincuenta y cinco minutos del nueve de julio de dos mil dieciocho, publicada en el Alcance Digital N° 141 a La Gaceta N°142 del 7 de agosto de 2018, es necesario establecer que este instrumento regulatorio permanecerá vigente hasta que, de forma efectiva se pueda aplicar la presente metodología, una vez que la Intendencia de Energía verifique que las adendas contractuales (que correspondan) sean eficaces.

XVI. DEROGATORIA

Una vez que la presente metodología entre en vigencia y pueda ser aplicada, ésta deroga la “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindada por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” que fue aprobada mediante la resolución RJD-119-2018, publicada en el Alcance Digital N° 141 a La Gaceta N°142 del 7 de agosto de 2018.

XVII. GLOSARIOS:

1. Glosario de fórmulas

Glosario de fórmulas.

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
47	<i>Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u, a la empresa distribuidora, en cada periodo.</i>	<i>Cuando $IE_u > 0$; $MP_u = T_{pdx} * IE_u$</i>

48	<i>Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t.</i>	$PD_t = PED_t$
49	<i>Tarifa de peaje de distribución para el periodo t+1, en colones por kWh.</i>	$T_{pdx} = \frac{CFD_t * PD_t * \frac{IE_t}{EC_t + IE_t}}{IE_t}$
50	<i>Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.</i>	$IP_T = \sum_{u=1}^m IP_u$

2. Glosario de variables

Glosario de variables

Variable	Definición
CFD_t	<i>Costo fijo por considerar en el cálculo del peaje de distribución, obtenido del “Estudio de costos fijos y variables” que cada año calendario debe elaborar y actualizar la Intendencia de Energía para la actividad de distribución en millones de colones, con base en el reporte anual de la contabilidad regulatoria de cada empresa distribuidora, para el periodo t.</i>
EC_t	<i>Energía anual para la atención de la demanda propia de la distribuidora, para el periodo t (GWh).</i>
IE_t	<i>Inyecciones anuales de energía de los usuarios de peajes de distribución en circuitos de empresas distribuidoras, para el periodo t (GWh).</i>
IP_T	<i>Ingresos totales generados por los peajes de distribución en cada periodo.</i>
IE_u	<i>Inyecciones reales de energía (kWh) del mes a facturar, del usuario u, según las reglas detalladas anteriormente.</i>
IP_u	<i>Ingresos generados por los peajes de distribución (MP) para usuarios (u).</i>
m	<i>Cantidad de usuarios del servicio de peaje de distribución.</i>
MP_u	<i>Monto de pago en colones por concepto de peaje de distribución, para el usuario u, a la empresa distribuidora, en cada periodo.</i>
PD_t	<i>Ponderador de costos fijos a partir del porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora, para el periodo t.</i>

PED_t	<i>Porcentaje de pérdidas técnicas de distribución de cada empresa distribuidora. Hasta tanto no se cuente con la segmentación de pérdidas técnicas y No técnicas en todas las empresas, se utilizará el porcentaje de pérdidas eléctricas globales de distribución por empresa o el porcentaje del promedio nacional según aplique. El porcentaje máximo aplicable será el promedio nacional de pérdidas eléctricas de distribución.</i>
T_{pdx}	<i>Tarifa de peaje de distribución para el periodo t+1 (ver fórmula 49).</i>
t	<i>Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria, y para efectos de esta tarifa último año calendario de registro de información real.</i>
$t + 1$	<i>Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.</i>
u	<i>Índice o identidad del usuario que paga peaje de distribución.</i>

(...).".

- II. Acoger el informe de posiciones e instruir a la Secretaría de Junta Directiva notificar a los opositores y coadyuvantes el informe de posiciones (IN-0001-CDR-2022) y esta resolución en un solo acto, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- III. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, publicar en el diario oficial La Gaceta, la *"Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural"*.
- IV. Instruir a la Administración Superior para que en conjunto con el área técnica interna de Aresep, encargada de fijar tarifas del sector eléctrico, desarrolle un plan de trabajo para la operativización por primera vez de esta Metodología tarifaria en el ámbito de las competencias que le correspondan.
- V. Derogar la resolución RJD-119-2018, publicada en el Alcance Digital N° 141 a La Gaceta N°142 del 7 de agosto de 2018, mediante la cual la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *"Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindada por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural"* una vez que la presente metodología entre en vigencia y pueda ser aplicada.

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 puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

PUBLÍQUESE, NOTIFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Roberto Jiménez Gómez, Presidente Junta Directiva.—Alfredo Cordero Chichilla, Secretario de Junta Directiva.—1 vez.—Solicitud N° 329814.—(IN2022625399).

RE-0027-IT-2022

San José, a las 15:15 horas del 21 de febrero de 2022

CONOCE EL INTENDENTE DE TRANSPORTE EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE OFICIO PARA EL SERVICIO DE TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS, MODALIDAD TAXI, BASE DE OPERACIÓN ESPECIAL AEROPUERTO INTERNACIONAL JUAN SANTAMARÍA.

EXPEDIENTE ET-015-2022

RESULTANDOS:

- I. El Regulador General de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, aprobó mediante resolución RRG-4199-2004 del 13 de diciembre de 2004, publicada en La Gaceta 23 del 2 de febrero de 2005, el modelo denominado: *“Modelo de Regulación Económica del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Taxi”*.
- II. La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, mediante resolución RJD-141-2014, publicada en La Gaceta 215 del 7 de noviembre de 2014, modificó el cálculo de la tarifa banderazo en el procedimiento extraordinario de fijación del modelo, esto a fin de introducir en la tarifa la variación en el canon de regulación de la Autoridad Reguladora (Aresep) y el canon del Consejo de Transporte Público (CTP).
- III. La Intendencia de Transporte, mediante resolución RE-0051-IT-2021, del 18 de agosto de 2021, publicada en el Alcance Digital 162 a La Gaceta 160 del 20 de agosto de 2021, fijó las tarifas vigentes para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi, base de operación especial, la cual se tramitó en el expediente ET-044-2021.
- IV. La Intendencia de Transporte, por medio del informe IN-0047-IT-2022 del 7 de febrero de 2022, emitió el informe preliminar del procedimiento extraordinario de fijación tarifaria para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi, base de operación especial del primer semestre del 2022 (folio 3).
- V. El Intendente de Transporte, por medio del oficio OF-0114-IT-2022 del 7 de febrero de 2022, solicitó al Departamento de Gestión Documental la apertura del expediente tarifario, en el cual se tramita la fijación tarifaria extraordinaria para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi, base de operación especial, correspondiente al primer semestre del año 2022. A partir de esta solicitud se apertura el expediente ET-015-2022 (folios 1 al 2).

- VI. La Intendencia de Transporte, mediante oficio OF-0114-IT-2022 del 7 de febrero de 2022, solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario la convocatoria a consulta pública (folios 1 al 2).
- VII. La convocatoria a consulta pública se publicó en los diarios La Extra y La Teja del 10 de febrero de 2022 y en La Gaceta 88 del 11 de febrero de 2022; en la misma, se otorgó un plazo a los interesados que feneció el 16 de agosto de 2021, para que presentaran sus posiciones a favor o en contra de la fijación tarifaria (folios 13 al 14).
- VIII. La Dirección General de Atención al Usuario, mediante informe IN-0120-DGAU-2022 del 17 de febrero de 2022, remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias presentadas en la etapa de consulta pública e indicó que no se presentaron posiciones (corre agregado al expediente).
- IX. El estudio de marras fue analizado por la Intendencia de Transporte produciéndose el informe técnico IN-0065-IT-2022 del 21 de febrero de 2022, que corre agregado al expediente ET-015-2022.
- X. Se han cumplido las prescripciones de ley en los plazos y procedimientos.

CONSIDERANDOS:

- I. Del informe técnico IN-0065-IT-2022 del 21 de febrero de 2022 que sirve de base para el dictado de la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“(…)

2. MARCO REFERENCIAL

Mediante resolución RRG-4199-2004 del 13 de diciembre de 2004, publicada en La Gaceta 23 del 2 de febrero de 2005, el Regulador General de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, aprueba el modelo denominado: “Modelo de Regulación Económica del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Taxi”, en el que se establece el procedimiento extraordinario de fijación tarifaria para el servicio. Este procedimiento extraordinario tiene por objeto reconocer oportunamente en las tarifas, los cambios, aumentos o disminuciones en los precios de aquellos componentes de costo fijados por actores externos a la administración del servicio, con el fin de propiciar la continuidad operativa del servicio de transporte público por taxi.

Adicionalmente, mediante resolución RJD-141-2014 del 30 de octubre de 2014, publicada en La Gaceta 215 del 7 de noviembre de 2014, se modifica el cálculo de la tarifa banderazo en el procedimiento extraordinario de fijación del modelo, esto con el fin de introducir en la tarifa la variación en el canon de regulación de la Autoridad Reguladora (Aresep) y el canon del Consejo de Transporte Público (CTP).

Asimismo, se aplica también el criterio de homologación tarifaria, establecido como política en el modelo de regulación (RRG-4199-2004), el cual señala que, para cada base de operación, se calcula la tarifa plana para los diferentes tipos de vehículos que estén autorizados a operar en ella y se escoge la mayor como la tarifa banderazo por jornada, que aplicará para todos los tipos de vehículos. También, se aplica como criterio de redondeo, el llevar la tarifa a los cinco colones más próximos, según lo establece la resolución indicada.

Se indica además, con base en el “Modelo de Regulación Económica del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Taxi” (resoluciones RRG-4199-2004 y RJD-141-2014), que desde la resolución RRG-4910-2005 del 4 de agosto del 2005 y posteriores resoluciones de fijaciones extraordinarias de tarifas para el servicio de transporte público modalidad taxi, se ha instituido que la estructura tarifaria que se establece, no contempla diferenciación alguna respecto a las horas del día (diurna o nocturna) en que se presta el servicio y las tarifas se cobran de acuerdo con lo que marque el taxímetro, independientemente de situaciones tales como: a) condiciones del camino, b) distancia del recorrido, c) origen o destino del servicio d) naturaleza del día (hábil o feriado), e) nacionalidad del usuario. En consecuencia, el vehículo con que se presta el servicio debe poseer indefectiblemente, un sistema de medición de acuerdo con los mecanismos legales y técnicos estipulados para ello, según lo ordena el numeral 59 de la Ley 7969, siendo obligatorio que en todos los viajes se accione el taxímetro y que sin excepción la tarifa que cobra sea la que señale dicho dispositivo.

También, con base en la metodología vigente, se ha indicado desde la resolución RRG-10073-2009 del 7 de setiembre del 2009 en adelante, que el valor que debe cancelarse por el uso de vías de tránsito (peaje) no está considerado como un costo dentro de la tarifa del servicio de transporte remunerado de personas en la modalidad taxis, de ahí que dependiendo de la vía de tránsito que escoja el usuario, éste deberá pagarlo en forma adicional a la tarifa. Además, que el pago del peaje procede únicamente cuando el usuario está haciendo uso del servicio de taxi.

La última fijación tarifaria se tramitó en el expediente ET-044-2021, y mediante la resolución RE-0051-IT-2021 del 18 de agosto de 2021, publicada en el Alcance Digital N°162 a La Gaceta N°160, del 20 de agosto de 2021, se fijaron las tarifas vigentes para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi – base de operación especial.

Se aclara que la resolución RE-0207-JD-2021 del 21 de octubre de 2021, corresponde a la nueva metodología ordinaria y extraordinaria del servicio de taxi, base de operación regular, por lo cual no es considerada en este expediente tarifario al no aplicar al servicio de taxi base de operación especial.

3. CÁLCULO TARIFARIO

De conformidad con lo establecido en la resolución RRG-4199-2004 del 13 de diciembre de 2004, que corresponde al Modelo de Regulación Económica del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas Modalidad Taxi, específicamente en la Sección 1 del Capítulo V en el que se dispone el procedimiento automático de ajuste para la fijación extraordinaria de tarifas, se procede a calcular los componentes del índice de ajuste (I) según el siguiente algoritmo (en adelante ecuación N°1):

$$I = \left[\left(\frac{SMT_1}{SMT_0} \right) - 1 + \left(\frac{PPC_1}{PPC_0} \right) - 1 + \left(\frac{TC_1}{TC_0} \right) - 1 \right] \cdot 100$$

Donde:

I: Índice de ajuste automático de la tarifa.

SMT₁: Salario mínimo por jornada ordinaria para un taxista, vigente al mes anterior a la aplicación del procedimiento de fijación extraordinaria por ajuste automático.

SMT₀: Salario mínimo por jornada ordinaria para un taxista, vigente al mes anterior a la última fijación tarifaria (sea esta ordinaria o extraordinaria) por ajuste automático.

PPC₁: Precio ponderado del combustible (diésel, gasolina súper y gasolina regular) aprobado por la Autoridad Reguladora y vigente al mes anterior a la aplicación del procedimiento de fijación extraordinaria.

PPC₀: Precio ponderado del combustible (diésel, gasolina súper y gasolina regular) aprobado por la Autoridad Reguladora y vigente al mes anterior a la última fijación tarifaria.

TC₁: Tipo de cambio del colón con respecto al dólar estadounidense, vigente al último día del mes anterior a la solicitud de fijación extraordinaria por ajuste automático, calculado por el Banco Central de Costa Rica.

TC₀: Tipo de cambio del colón con respecto al dólar estadounidense, vigente al último día del mes anterior a la última fijación tarifaria (sea esta ordinaria o extraordinaria), calculado por el Banco Central de Costa Rica.

Este procedimiento automático de ajuste considera las variaciones de los parámetros que tienen mayor peso en las tarifas, determinados en la resolución supra indicada con base en un análisis de sensibilidad del modelo tarifario, estas son el salario mínimo por jornada ordinaria para un taxista, el precio ponderado del combustible y el tipo de cambio del colón con respecto al dólar estadounidense, las cuales, para el caso que nos ocupa de fijación tarifaria para el servicio de taxi, base de operación especial del I semestre 2022, se calculan de la siguiente forma:

3.1 Salario

En el año 2018, el Consejo Nacional de Salarios establece la resolución CNS-RG-03-2018 del 13 de agosto de 2018, publicada en La Gaceta 159 del 31 de agosto de 2018, mediante la cual resuelve modificar el salario por jornada diaria mínimo del taxista, de la siguiente manera:

*“(…) 2- Clasificar el puesto de servicio remunerado de traslado de personas, en la modalidad de Chofer de Taxi y afines a Taxista, en la categoría salarial de **Trabajador Calificado (TC)** y 3-Rige a partir de su publicación.” (Destacado no es del original)*

De acuerdo con el procedimiento establecido, aplicando el componente respectivo de la ecuación N°1 anteriormente descrita y la modificación en la clasificación de categoría salarial del puesto del chofer de taxi, el cálculo de la variación del salario (ΔSMT) es como se indica a continuación:

Factor	Valor (colones)	Referencia
SMT_0	11.843,71	Resolución CNS-RG-6-2020, publicada en La Gaceta No. 3 del 6 de enero de 2021.

Factor	Valor (colones)	Referencia
SMT_1	12.139,07	Decreto N°43365, publicada en La Gaceta No.247 del 23 de diciembre de 2021.
ΔSMT	2,49%	

Mediante el decreto N°43365, publicado en La Gaceta No.247 del 23 de diciembre de 2021, se establecen los salarios mínimos del sector privado para el período 2022, los cuales rigen a partir del 1 de enero de 2022, según el ajuste salarial anual que se debe aplicar en octubre de cada año y que rige a partir del primero de enero del siguiente año, de acuerdo con la Metodología para la fijación de Salarios Mínimos para el Sector Privado establecida por el Consejo Nacional de Salarios, en el Acta de Sesión 5414-2016, del 31 de octubre de 2016.

3.2 Combustible

Los precios de referencia de los combustibles para el cálculo PPC_0 y PPC_1 son los siguientes:

Precio (colones)	PPC_0	PPC_1
Gasolina RON 95 (súper)	749,00	714,00
Gasolina RON 91 (regular)	725,00	697,00
Diésel	597,00	611,00

Los precios correspondientes al PPC_0 fueron los aprobados por la Autoridad Reguladora mediante resolución RE-0046-IE-2021 del 23 de julio de 2021, publicada en el Alcance Digital N°147, a La Gaceta N°144 del 28 de julio de 2021. Los precios correspondientes al PPC_1 fueron los establecidos por la Autoridad Reguladora mediante resolución RE-0082-IE-2021 del 23 de diciembre de 2021, publicada en el Alcance Digital N°264, a La Gaceta N°247 del 23 de diciembre de 2021.

Para el cálculo de los precios ponderados del combustible, se parte de los precios indicados anteriormente y de la composición de la flota según el tipo de combustible, distribución que se obtiene de la última fijación tarifaria ordinaria de oficio, tramitada en el expediente ET-097-2009, y resuelta mediante resolución RRG-10231-2009 del 06 de noviembre de 2009, publicada en La Gaceta 225, del 19 de noviembre del 2009. El detalle se muestra a continuación:

Tipo de combustible	Sedán	Microbús
Gasolina RON 95 (súper)	25,00%	25,00%

Gasolina RON 91 (regular)	25,00%	25,00%
Diésel	50,00%	50,00%

De acuerdo con el procedimiento establecido aplicado en el componente de la ecuación N°1 y a los datos anteriormente indicados, el cálculo de la variación del combustible (ΔPPC) es como se indica:

Precio ponderado combustible	Sedán	Microbús
PPC₀	667,00	667,00
PPC₁	658,25	658,25
(ΔPPC)	-1,31%	-1,31%

3.3 Tipo de cambio

De acuerdo con el procedimiento establecido, y aplicando el componente respectivo de la ecuación N°1 anteriormente descrita, el cálculo de la variación del tipo de cambio (ΔTC) es como se indica:

Factor	Valor	Referencia
TC ₀	622,98	Tipo de cambio de venta de referencia del BCCR de 31 de julio de 2021.
TC ₁	646,20	Tipo de cambio de venta de referencia del BCCR de 31 de enero de 2022.
(ΔTC)	3,73%	

3.4 Índice de ajuste automático

En resumen, el cálculo del Índice de ajuste automático de la tarifa (I), cuya formula se describe en la ecuación N°1 es el siguiente:

Índice I		
Variable / Tipo de vehículo	Sedán	Microbús
Variación salario (ΔSMT)	2,49%	2,49%
Variación combustible (ΔPPC)	-1,31%	-1,31%
Variación tipo de cambio (ΔTC)	3,73%	3,73%

Ahora bien, el índice de ajuste automático (I) es afectado por el peso que cada uno de los ítems de costo tiene en la estructura tarifaria, según lo establece la RRG-4199-2004, en la que se indica lo siguiente:

“Para efectos de la aplicación, en el procedimiento extraordinario del modelo automático de ajuste, del índice de ajuste automático, éste es afectado por el peso que cada uno de los ítems de costo tiene en la estructura tarifaria, lo cual genera un índice proporcional denominado $I\omega$.”

A continuación, esta definición anterior es presentada algebraicamente en una fórmula de cálculo, de la siguiente forma (en adelante ecuación N°2):

$$I\omega = [(\Delta SMT \times \omega_{SMT}) + (\Delta PPC \times \omega_{PPC}) + (\Delta TC \times \omega_{TC})]$$

Los pesos de los costos de las variables se obtienen de la última actualización de la estructura de costos realizada mediante la fijación tarifaria ordinaria de oficio, tramitada en el expediente ET-097-2009, resolución RRG-10231-2009. Los pesos para cada ítem de costo (ω), para cada tipo de vehículo se detallan a continuación:

Rubro de costo	Peso (ω)	
	Sedán	Microbús
Costos por salarios y cargas sociales (ω_{SMT})	38,28%	32,71%
Costos por consumo de combustibles (ω_{PPC})	13,94%	11,91%
Reposición activos (ω_{TC})	8,27%	9,43%

Como se mencionó anteriormente, según la definición supracitada y mostrada en la ecuación N°2, el índice proporcional denominado (**$I\omega$**) para cada tipo de vehículo, considera en su cálculo la variación de cada parámetro y el peso ponderado de su costo dentro de la estructura tarifaria, este cálculo se puede observar en el anexo de cálculo tarifario, cuyo resultado se muestra a continuación:

Tipo de vehículo	Índice $I\omega$
Sedán	0,0108
Microbús	0,0101

Una vez calculado el índice (**$I\omega$**), se procede a ajustar las tarifas para cada tipo de vehículo como sigue:

3.5 Tarifas

Para el cálculo de cada una de las tarifas establecidas en el pliego tarifario se procederá según se detalla en cada caso:

a. Tarifa banderazo

De acuerdo con la resolución RJD-141-2014, publicada en La Gaceta 215 del 7 de noviembre de 2014 se incorpora en el cálculo de la tarifa

banderazo del Procedimiento Extraordinario de Fijación del Modelo de Regulación Económica del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas Modalidad Taxi, la variación en el canon de regulación de la Aresep y el canon del Consejo de Transporte Público (CTP). Por lo consiguiente, el canon Aresep y el canon CTP, se incluyen como componentes en la fórmula de cálculo de la tarifa banderazo.

La tarifa banderazo se calcula según el siguiente algoritmo:

$$T_{bf} = T_b \cdot (1 + I\omega) + \left[\frac{\Delta_{\text{CanonCTP}} + \Delta_{\text{CanonARESEP}}}{N \cdot Vd \cdot 12} \right]$$

Donde:

T_{bf} : Tarifa banderazo final calculada después del ajuste.

T_b : Tarifa banderazo calculada en la última fijación tarifaria aprobada.

$(1+I\omega)$: Proporción del índice de ajuste automático.

Δ_{CanonCTP} : Diferencial entre el canon del CTP vigente al momento de la aplicación del modelo y el canon del CTP incorporado en la tarifa T_b .

$\Delta_{\text{CanonARESEP}}$: Diferencial entre el canon de Aresep vigente al momento de la aplicación del modelo y el canon de Aresep incorporado en la tarifa T_b .

N : Número promedio de días en operación por mes calculados en la última fijación ordinaria.

Vd : Número promedio de viajes por día calculados en la última fijación ordinaria.

El reconocimiento del canon en la tarifa banderazo según el tipo de vehículo, cuyo cálculo se puede observar en el anexo de cálculo tarifario, se detalla a continuación:

1. Vehículos tipo sedán

Detalle	Canon T_b (colones)	Canon Actual (colones)	Variación (colones)	N	Vd	Meses al año	Monto a reconocer (colones)
Canon Aresep	54.036,08	104.222,00	50.185,92	26	12	12	17,94
Canon CTP	59.116,00	76.084,00	16.968,00				

2. Vehículos tipo microbús

Detalle	Canon Tb (colones)	Canon Actual (colones)	Variación (colones)	N	Vd	Meses al año	Monto a reconocer (colones)
Canon Aresep	54.036,08	104.222,00	50.185,92	26	12	12	17,94
Canon CTP	59.116,00	76.084,00	16.968,00				

El monto del canon de Aresep incorporado en la tarifa banderazo (Tb) es el publicado en el Alcance No. 334 a La Gaceta No. 298 del 22 de diciembre de 2020, que corresponde a \$54.036,08. Por su parte, el canon de Aresep vigente al momento de la aplicación del presente ajuste tarifario es el aprobado mediante la resolución RE-1360-RG-2021, publicado en La Gaceta N°240 del 14 de diciembre de 2021, por un monto de \$104.222,00.

Por su parte, el canon del CTP incorporado en la tarifa banderazo (tb), es el establecido mediante la resolución RG-1194-RG-2020 del 20 de agosto de 2020. Por su parte, el canon vigente del CTP al momento de la aplicación del presente ajuste tarifario, en el aprobado mediante la resolución RE-0969-RG-2021, publicado en La Gaceta N°167 del 31 de agosto de 2021.

Así las cosas, la tarifa banderazo resultante para cada tipo de vehículo se detalla a continuación:

Tipo de vehículo	Tarifa vigente (colones)	1+lw	Incorporación del canon	Tarifa resultante (colones)	Tarifa propuesta (colones) utilizando el criterio de la RRG-4199-2004*
Sedán	985	1,0108	17,94	1015	1015
Microbús	985	1,0101	17,94	1015	1015

*Se aplica el criterio de homologación tarifaria, establecido como política en el modelo de regulación (RRG-4199-2004), el cual señala que, en cada base de operación, se calcula la tarifa plana para los diferentes tipos de vehículos que estén autorizados a operar en ella y se escoge la mayor como la tarifa banderazo por jornada, que aplicará para todos los tipos de vehículos.

b. Tarifa variable por distancia

La tarifa variable por distancia se calcula según el siguiente algoritmo:

$$T_{vdf} = T_{vd} \cdot (1 + I\omega)$$

Donde:

T_{vdf} : Tarifa variable por distancia final calculada después del ajuste.

T_{vd} : Tarifa por distancia calculada en la última fijación tarifaria aprobada.

$(1+I\omega)$: Proporción del índice de ajuste automático.

Como resultado de aplicar la fórmula indicada, se obtiene la siguiente tarifa variable para cada tipo de vehículo:

Tipo de vehículo	Tarifa vigente (colones)	$1+I\omega$	Tarifa propuesta (colones)
Sedán	845	1,0108	855
Microbús	965	1,0101	975

c. Tarifa por espera

La tarifa por espera se calcula según el siguiente algoritmo:

$$T_{ef} = T_e \cdot (1 + I\omega)$$

Donde:

T_{ef} : Tarifa por espera final calculada después del ajuste.

T_e : Tarifa por espera calculada en la última fijación tarifaria aprobada.

$(1+I\omega)$: Proporción del índice de ajuste automático.

Como resultado de aplicar la fórmula indicada, se obtiene la siguiente tarifa por espera para cada tipo de vehículo:

Tipo de vehículo	Tarifa vigente (colones)	$1+I\omega$	Tarifa propuesta (colones)
Sedán	3.965	1,0108	4.010
Microbús	4.535	1,0101	4.580

d. Tarifa por demora

La tarifa por demora se calcula según el siguiente algoritmo:

$$T_{df} = T_d \cdot (1 + I\omega)$$

Donde:

T_{df} : Tarifa por demora final calculada después del ajuste.

T_d : Tarifa por demora calculada en la última fijación tarifaria aprobada.

$(1+I\omega)$: Proporción del índice de ajuste automático.

Como resultado de aplicar la fórmula indicada, se obtiene la siguiente tarifa por demora para cada tipo de vehículo:

Tipo de vehículo	Tarifa vigente (colones)	$1+I\omega$	Tarifa propuesta (colones)
Sedán	8.415	1,0108	8.505
Microbús	9.670	1,0101	9.770

3.6 Resultado tarifario por tipo de vehículo

Los resultados obtenidos para cada tipo de vehículo, según los datos indicados anteriormente, son los siguientes:

Tarifa según tipo de taxi	Tarifas (en colones)		Variación	
	Vigente	Recomendada	Absoluta	Porcentual
Taxi sedán				
Tarifa banderazo	985	1.015	30	3,05%
Tarifa variable	845	855	10	1,18%
Tarifa por espera	3.965	4.010	45	1,13%
Tarifa por demora	8.415	8.505	90	1,07%
Taxi microbús				
Tarifa banderazo	985	1.015	30	3,05%
Tarifa variable	965	975	10	1,04%
Tarifa por espera	4.535	4.580	45	0,99%
Tarifa por demora	9.670	9.770	100	1,03%

(...)"

- II. Por otra parte, de acuerdo con el oficio IN-0120-DGAU-2022 del 17 de febrero de 2022 de la Dirección General de Atención al Usuario, no se presentaron oposiciones ni coadyuvancias en el proceso de consulta pública.

- III. Conforme con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es ajustar las tarifas del servicio de transporte público remunerado de personas, modalidad taxi base de operación especial Aeropuerto Internacional Juan Santamaría; tal y como se dispone:

POR TANTO:

Fundamentado en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública (Ley 6227), en el Decreto Ejecutivo 29732-MP que es el Reglamento a la Ley 7593, el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus Órganos Desconcentrados (RIOF).

EL INTENDENTE DE TRANSPORTE

RESUELVE:

- I. Acoger el informe técnico IN-0065-IT-2022 del 21 de febrero 2022 y proceder a ajustar las tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxi, base de operación especial Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, de la siguiente manera:

Tarifa según tipo de taxi	Tarifa autorizada (colones)
Taxi Sedán	
Tarifa banderazo	1.015
Tarifa variable	855
Tarifa por espera	4.010
Tarifa por demora	8.505
Taxi Microbús	
Tarifa banderazo	1.015
Tarifa variable	975
Tarifa por espera	4.580
Tarifa por demora	9.770

- II. Reiterar lo indicado en anteriores resoluciones de fijaciones extraordinarias de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxis, base de operación especial Aeropuerto

Internacional Juan Santamaría, respecto a que el valor que debe cancelarse por el uso de vías de tránsito (peaje) no está considerado como un costo dentro de la tarifa del servicio de transporte remunerado de personas en la modalidad taxis, de ahí que dependiendo de la vía de tránsito que escoja el usuario, éste deberá pagarlo en forma adicional a la tarifa. El pago del peaje procede únicamente cuando el usuario está haciendo uso del servicio de taxi.

- III. Reiterar lo indicado en anteriores resoluciones de fijaciones extraordinarias de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad taxis, base de operación especial Aeropuerto Internacional Juan Santamaría, en cuanto a que la estructura tarifaria que se establece, no contempla diferenciación alguna respecto a las horas del día (diurna o nocturna) en que se presta el servicio y las tarifas se cobran de acuerdo con lo que marque el taxímetro, independientemente de situaciones tales como: a) condiciones del camino, b) distancia del recorrido, c) origen o destino del servicio d) naturaleza del día (hábil o feriado), e) nacionalidad del usuario. En consecuencia, el vehículo con que se presta el servicio debe poseer indefectiblemente, un sistema de medición de acuerdo con los mecanismos legales y técnicos estipulados para ello, según lo ordena el artículo N° 59 de la ley N° 7969, siendo obligatorio que en todos los viajes se accione el taxímetro y que sin excepción la tarifa que cobra sea la que señale dicho dispositivo.
- IV. Las tarifas rigen a partir del día natural siguiente al día de la publicación de esta resolución en La Gaceta.

Conforme con lo que ordena el artículo 245, en relación con el 345 de la Ley General de la Administración Pública, Ley 6227 (en adelante LGAP), se indica que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación, y el extraordinario de revisión en los supuestos y condiciones establecidos en los artículos 353 y 354 de la LGAP. Los recursos ordinarios podrán interponerse en el plazo de tres días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la notificación de esta resolución ante la Intendencia de Transporte, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

MGP. Edward Araya Rodríguez, Intendente de Transporte.—1 vez.—
Solicitud N° 329824.—(IN2022625425).