



COSTA RICA
GOBIERNO DEL BICENTENARIO
2018 - 2022

LA GACETA

Diario Oficial



Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE N° 282 A LA GACETA N° 241

Año CXLI

San José, Costa Rica, miércoles 18 de diciembre del 2019

203 páginas

PODER LEGISLATIVO

LEYES

PROYECTOS

REGLAMENTOS

CAJA COSTARRICENSE DE SEGURO SOCIAL

INSTITUCIONES DESECENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

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

PODER LEGISLATIVO

LEYES

ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

PLENARIO

**MODIFICACIÓN DE LA LEY N.º 7530, LEY DE ARMAS
Y EXPLOSIVOS, DE 10 DE JULIO DE 1995**

DECRETO LEGISLATIVO N.º 9731

EXPEDIENTE N.º 20.509

SAN JOSÉ – COSTA RICA

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**MODIFICACIÓN DE LA LEY N.º 7530, LEY DE ARMAS
Y EXPLOSIVOS, DE 10 DE JULIO DE 1995**

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforman los artículos 5, 7, 20, 23, 39, 41 y 51, y se adicionan los artículos 23 bis, 75 bis, 87 bis, 87 ter y 95 bis a la Ley N.º 7530, Ley de Armas y Explosivos, de 10 de julio de 1995. Los textos son los siguientes:

Artículo 5- Inventario

Los órganos estatales, las instituciones autónomas y semiautónomas, las empresas públicas y las municipalidades autorizadas para poseer armas, las empresas de seguridad privadas y las personas jurídicas que posean armas, deberán informar semestralmente, a la Dirección, sobre la cantidad, el tipo, el número de serie, el patrimonio, el nombre de la persona a quien se le han asignado y el estado de las armas de fuego bajo su custodia. Asimismo, deberán llevar un inventario permanente de todas las armas. Los particulares informarán a solicitud de la Dirección.

Artículo 7- Personas inhibidas para portar y tener armas

No podrán portar o tener armas de fuego, de ninguna clase, las siguientes personas:

- a) Las personas condenadas con penas privativas de libertad que estén cumpliendo la pena, tanto en modalidad abierta como cerrada.
- b) Las personas que hayan sido elevadas a juicio por delitos contra la libertad, delitos sexuales e infracción a la Ley de Estupefacientes, Sustancias Psicotrópicas, Drogas de Uso no Autorizado y Actividades Conexas, Crimen Organizado y cualquier otro delito donde medie la violencia.
- c) Las personas menores de dieciocho años. Se exceptúa el uso de esta inhibición a las personas mayores de catorce años, en el caso de armas de fuego para la práctica deportiva, siempre que cuente la debida autorización de la organización que ostenta la representación en el país y solo en los lugares autorizados para esta práctica y estén acompañados de su representante legal.
- d) Quienes tengan un impedimento mental o físico debidamente declarado por autoridad médica competente, que imposibilite el manejo en general de las armas de fuego.
- e) Personas con antecedentes penales o policiales por los delitos contra la propiedad, violencia doméstica, delitos sexuales, delitos contra la vida, delitos contra la libertad e infracción a la Ley de Estupefacientes, Sustancias Psicotrópicas,

Drogas de Uso no Autorizado y Actividades Conexas, Crimen Organizado y cualquier otro delito donde medie la violencia.

f) Aquellas a las que se les haya impuesto medidas de protección por conductas de violencia doméstica, conforme a la Ley N.º 7586, Ley Contra la Violencia Doméstica, de 10 de abril de 1996.

Artículo 20- Son armas de fuego permitidas las que poseen las siguientes características:

- a) Pistolas y revólveres de ánima rayada hasta 11,53 mm (calibre 0.45), que no sean automáticas.
- b) Revólveres y pistolas de ánima lisa hasta calibre 12 Ga.
- c) Armas largas de ánima lisa y rayada hasta calibre 12 Ga, inclusive.
- d) Armas largas de ánima rayada hasta calibre 11,68 mm (calibre 0.460).
- e) Las que integren colecciones de armas de fuego permitidas.

Las armas largas permitidas solamente podrán ser utilizadas en la práctica de actividades deportivas y campos de tiro debidamente acreditados en el país, y en lugares autorizados ante la Dirección General de Armamento, así como en las actividades de caza permitidas según el ordenamiento jurídico vigente, previa justificación del solicitante, según el tipo de cacería a realizar.

Las personas propietarias de fundos agrarios calificados como tales, según la normativa vigente, o fundos que se encuentran ubicados en zonas agropecuarias o de baja densidad poblacional, podrán inscribir, debiendo justificar razonablemente para su seguridad personal, la de su familia y su patrimonio, un arma larga permitida para desarrollar la actividad de resguardo de estos.

El Departamento analizará las solicitudes y, de considerarse oportuno, emitirá los permisos individuales para utilizar razonablemente el arma.

Artículo 23- Inscripción de armas

Las personas físicas deben inscribir las armas de fuego en el Departamento de Control de Armas y Explosivos, sea para la defensa de su vida o de su hacienda, o para la práctica de actividades deportivas debidamente acreditadas en el país, así como en las actividades de caza permitidas, según el ordenamiento jurídico vigente.

En el caso de las personas jurídicas, solo se inscribirán armas para brindar servicios de seguridad privada. Deberán presentar una solicitud estableciendo el número de armas que será necesario, según el servicio a brindar. El Departamento analizará la solicitud presentada y determinará su razonabilidad, según sea el caso y la situación.

Las personas físicas únicamente podrán inscribir dos armas de fuego para que sean utilizadas en su seguridad personal, la de su familia y su patrimonio.

Las inscripciones de las armas permitidas se darán por un plazo de seis años; dicha inscripción se podrá prorrogar por períodos iguales de manera indefinida, previo cumplimiento de los requisitos que establezca la ley y el reglamento.

En caso de que se cometa algún delito contra la libertad, delitos sexuales e infracción a la Ley de Estupefacientes, Sustancias Psicotrópicas, Drogas de uso no Autorizado y Actividades Conexas, Crimen Organizado y cualquier otro delito donde medie la violencia, la matrícula podrá ser revocada y cancelada en estricto apego al debido proceso.

Artículo 23 bis- Obligación del Estado de controlar el mercado lícito de armas

El Estado deberá realizar todos los controles que sean necesarios para evitar que las armas adquiridas lícitamente terminen en el mercado ilícito de armas.

Artículo 39- Requisitos para permisos de portación de armas

Para solicitar el permiso de portación de armas y su respectiva renovación, las personas deberán cumplir con los requisitos del artículo 41 y, además, aportar un timbre policial de mil colones (₡1000,00).

Asimismo, deberán aprobar el examen teórico-práctico que requiera el Departamento. Los costos asociados a este proceso deberán ser asumidos por el usuario. El Ministerio, vía reglamentaria, definirá la tarifa a cumplir, la cual deberá ser calculada al costo del servicio que se presta y lo recaudado solo podrá ser utilizado para financiar estas actuaciones y procesos.

Artículo 41- Solicitudes de inscripción o permiso

[...]

La solicitud deberá formularse por escrito o por el medio electrónico que establezca el Departamento de Control de Armas y Explosivos y, según corresponda, con la factura de compra, la póliza de desalmacenaje o la escritura protocolizada del traspaso del arma. Además, se indicarán las calidades, la nacionalidad y el domicilio del solicitante, y todos los datos necesarios para identificar plenamente las armas cuya inscripción se solicita.

Artículo 51- Ingreso de armas de fuego, municiones, explosivos y materiales relacionados con edificios o instalaciones públicas estatales y otros sitios

Se prohíbe a los particulares portar e ingresar armas de fuego, municiones, explosivos (industriales o pirotécnicos) y materiales relacionados en:

- a) Edificios públicos.
- b) Los centros de salud y educativos, estatales o privados.

- c) Establecimientos comerciales que cuenten con licencia de comercialización de licor clase B y clase E4, según lo dispuesto en la Ley N.º 9047, Regulación y Comercialización de Bebidas con Contenido Alcohólico, de 25 de junio de 2012.
- d) Sitios donde se realicen actividades de carácter público y se consuman bebidas alcohólicas.
- e) En centros y recintos recreativos, estadios o cualquier instalación en donde se ejecuten actividades deportivas.
- f) Espacios públicos donde se realicen actividades de concentración masiva.
- g) En espacios de culto.

La prohibición anterior no será aplicable a:

- 1- Las personas que practiquen actividades deportivas en polígonos de tiro.
- 2- Los integrantes de los cuerpos de policía, en el desempeño de sus funciones.
- 3- Los agentes de seguridad privada, cuando desempeñen sus funciones.
- 4- Los dueños y empleados de los establecimientos comerciales, para la protección de la vida, el patrimonio, la seguridad propia y la de sus clientes.

Los sitios donde esté prohibido el ingreso de armas de fuego deberán disponer de los medios de aviso de dicha disposición en la entrada del local y de forma manifiesta y visible.

Artículo 75 bis- Transacciones comerciales de armas permitidas entre particulares

Toda venta y/o transacción de armas de fuego permitidas por esta ley, entre sujetos particulares, sea persona física o jurídica, deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) El arma deberá estar previamente inscrita a nombre de una persona física o persona jurídica, en el Departamento de Control de Armas y Explosivos.
- b) La persona que compre un arma deberá contar con el permiso de portación de armas vigente, de conformidad con esta ley.
- c) La transacción y/o venta deberá formalizarse en escritura pública o ante notario público, en la cual se indicarán las calidades, la nacionalidad, el domicilio del comprador y todos los datos necesarios para identificar plenamente las armas.

El vendedor de un arma permitida, sea persona física o jurídica, está en la obligación de reportar, ante el Departamento de Control de Armas y Explosivos, la venta realizada, dentro de los cinco días hábiles siguientes en que se realiza la venta.

Se impondrá pena de diez a sesenta días multa, a quien omita reportar la venta de un arma de fuego permitida.

Artículo 87 bis- Obligación de enviar las armas, municiones y otros componentes al Arsenal Nacional

Las empresas de seguridad privada, sean jurídicas o físicas, que presten sus servicios según las modalidades autorizadas por ley y que por cualquier motivo dejen de realizar sus operaciones, están obligadas a remitir todas las armas de fuego, las municiones, los cargadores y los demás componentes del arma de fuego, que posea dicha empresa, al Arsenal Nacional.

El Arsenal Nacional custodiará hasta por seis meses dichas armas, municiones, cargadores y demás componentes del arma de fuego, pudiendo prorrogarse ese plazo hasta por seis meses más. En ese plazo, el representante de la empresa podrá regularizar su situación jurídica y solicitar la devolución de las armas de fuego y demás bienes que se encuentran en custodia del Arsenal Nacional; de igual forma, en ese plazo podrá traspasar, a un tercero, las armas, previo permiso del Departamento de Control de Armas y Explosivos.

Se autoriza al Estado para que realice un cobro por el bodegaje de estas armas y demás bienes. El Ministerio de Seguridad Pública, vía reglamentaria, definirá la tarifa a cumplir, la cual deberá ser calculada al costo del servicio que se presta y lo recaudado solo podrá ser utilizado para financiar estos procesos.

Artículo 87 ter- Destrucción de las armas de fuego

Expirado el plazo de los seis meses o el plazo de la prórroga, sin que se hayan traspasado las armas de fuego, las municiones, los cargadores y demás componentes de las armas, el director general de Armamento ordenará la destrucción de dichos bienes, comunicando al Departamento de Control de Armas y Explosivos para que se cancele la inscripción de las armas y se deje constancia en los archivos respectivos de la destrucción.

Artículo 95 bis- Negativa de enviar las armas al Arsenal Nacional

Se impondrá de uno a tres años de prisión a quienes, encontrándose obligados por esta ley, no envíen al Arsenal Nacional, para su debida custodia, las armas de fuego, cargadores, componentes de las armas de fuego y municiones.

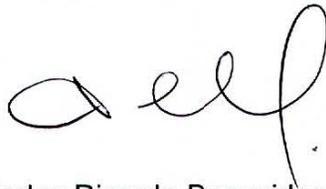
TRANSITORIO I- Las armas que una persona tenga inscritas a su nombre, antes de entrar a regir esta ley, podrán ser renovadas por dicha persona, según lo establecido para la renovación de matrículas y permisos de portación, siempre y cuando se mantengan las mismas condiciones y modalidad bajo las cuales fueron inscritas según la ley anterior.

TRANSITORIO II- Las armas inscritas, antes de entrar en vigencia esta ley, podrán renovar tal inscripción, siempre y cuando no se hayan alterado sus características originales.

Rige a partir de su publicación.

ASAMBLEA LEGISLATIVA- Aprobado a los veinte días del mes de agosto del año dos mil diecinueve.

COMUNÍCASE AL PODER EJECUTIVO



Carlos Ricardo Benavides Jiménez
Presidente



Laura Guido Pérez
Primera secretaria



Carlos Luis Avendaño Calvo
Segundo secretario

Dado en la Presidencia de la República, San José, a los veintisiete días del mes de agosto del año dos mil diecinueve.

Ejecútese y publíquese.


CARLOS ALVARADO QUESADA


MICHAEL SOTO ROJAS
Ministro de Gobernación y Policía

1 vez.—Solicitud N° MSP 019-2019.—O. C. N° 4600029806.—(L9731-IN2019416264).

PROYECTOS

PROYECTO DE LEY

RESPECTO A LA LIBERTAD DE TRÁNSITO FRENTE A MANIFESTACIONES Y PROTESTAS Y PROTECCIÓN DE LAS FUERZAS DE POLICÍA ANTE AGRESIONES

Expediente N.º 21.733

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

En un sistema democrático como el nuestro, toda persona tiene libertad para expresarse y manifestar su descontento respecto a acciones, decisiones u omisiones de las entidades públicas y los actores políticos. De ahí que el derecho a realizar cualquier tipo de protesta y reclamo está garantizado en el ordenamiento jurídico costarricense.

Así, por ejemplo, la Corte Europea de Derechos Humanos ha indicado al respecto:

“IV.- La libertad de expresión y su relación con la libertad de reunión pacífica. En un sistema democrático respetuoso de los derechos humanos, tanto la libertad de expresión como la libertad de reunión pacífica constituyen derechos humanos que deben ser salvaguardados y ponderados. Al respecto, en torno a la libertad de expresión, la Corte Europea de Derechos Humanos ha manifestado que "la libertad de expresión constituye uno de los pilares esenciales de una sociedad democrática y una condición fundamental para su progreso y para el desarrollo personal de cada individuo. Dicha libertad no solo debe garantizarse en lo que respecta a la difusión de información o ideas que son recibidas favorablemente o consideradas como inofensivas o indiferentes, sino también en lo que toca a las que ofenden, resultan ingratas o perturban al Estado o a cualquier sector de la población. Tales son las demandas del pluralismo, la tolerancia y el espíritu de apertura, sin las cuales no existe una sociedad democrática. Esto significa que toda formalidad, condición, restricción o sanción impuesta en la materia debe ser proporcionada al fin legítimo que se persigue.” (Perna v. Italia, Sentencia del 6 de mayo de 2003).

Sin embargo, en los últimos años se ha vuelto una constante que un grupo de personas pasen de manifestarse con pancartas, griten consignas y se movilicen, a recurrir al tortuguismo vehicular o, peor aún, al bloqueo completo de vías públicas o la toma de edificaciones, generando un enorme perjuicio al resto de los habitantes que, si bien podrían de una u otra forma apoyar el fondo de la protesta, no comparten los métodos y se ven afectados por tardar mucho tiempo para trasladarse a sus trabajos, a sus casas, recibir atención médica o lecciones educativas.

Lo más grave es que no solo se han dado esos bloqueos, sino que han ido acompañándose de actos cada vez más violentos sin que las autoridades públicas hagan lo necesario para detener este comportamiento. Los recientes disturbios provocados por un grupo de jóvenes frente a la Facultad de Derecho de la Universidad de Costa Rica, los bloqueos provocados por otro grupo frente a la Universidad Nacional o la toma de edificios universitarios en ambas instituciones con el consecuente daño a la propiedad pública a través de grafitis, quiebra de ventanas y otros, dan muestra de que la situación pasó de una protesta a convertirse en actos violentos de vandalismo que tienen un fin distinto a la libre expresión del malestar de esos ciudadanos contra determinadas políticas públicas.

En unos casos hubo quema de materiales e incluso se presentó un intento de rociar a los oficiales de la Fuerza Pública con un líquido aparentemente inflamable, mientras en otros se cerró el principal acceso a la ciudad de Heredia, provocando enormes presas de hasta más de 2 horas y afectaciones, tanto a los comercios como a la ciudadanía en general.

Queda claro que, si bien hay un derecho a manifestarse, a protestar y a movilizarse en contra de determinados acontecimientos, no se puede abusar de él y mucho menos, tolerar que se atropellen los derechos fundamentales de otras personas, pues toda libertad tiene como límite los derechos y libertades de terceros. Como célebremente señaló Benito Juárez, *“el respeto al derecho ajeno es la paz”*.

En ese sentido, resulta jurídicamente válido establecer limitaciones al ejercicio del derecho a la protesta, como bien lo ha explicado la Sala Constitucional en el Voto N.º 2012-017596, de 12 de diciembre de 2012:

“(…) Sin embargo, esta forma de expresión encuentra sus límites en que se ejercite de manera razonable y dentro del marco del derecho de reunión pacífica, esto es sin que haya agresión a las fuerzas de seguridad u otras personas, ni se den actos vandálicos contra bienes públicos o privados, ni tampoco se infrinjan daños serios a los derechos de otras personas.”

Lo anterior se visualiza mejor con un ejemplo: **tan ilegítimo es ejercer los derechos a manifestarse y de reunión pacífica a tal grado que los participantes impidan el ingreso de ambulancias a un hospital o producen daños de impacto a terceros (por ejemplo, el bloqueo de un puerto o aeropuerto en virtud de los perjuicios por pérdida de vuelos o deterioro de bienes perecederos), como concebir que la libertad de tránsito autoriza a los conductores de automotores a atropellar a los manifestantes que bloqueen vías.** (Ver las supra mencionadas sentencias N.º 2012-17027 y 2015-14568 de esta Sala).

Así las cosas, según se desprende de la sentencia transcrita, el ejercicio de los derechos a manifestarse y de reunión pacífica encuentran una limitación en los derechos fundamentales de terceros y cuando exista una violación a estos, el Estado

se encuentra legitimado para intervenir. De ahí que la Sala advirtiera en el Voto N.º 2012-17027, de 5 de diciembre de 2012:

“(…) Deviene razonable la intervención policial cuando resulta evidente que las características de la manifestación producen daños importantes al bloquear el acceso a establecimientos o instalaciones de gran impacto para los intereses nacionales o de terceros (como un puerto o aeropuerto en virtud de los daños que podrían darse por la pérdida de vuelos o el deterioro de bienes perecederos destinados a la importación o exportación, entre otros)”.

A pesar de la grave afectación a las personas y a los bienes públicos, en muchos casos las autoridades competentes no han tomado la decisión de hacer valer el orden público y, más bien, han asumido una actitud timorata y hasta complaciente frente a los manifestantes, dejándolos persistir en el bloqueo y en perjuicio a los derechos de terceros con la excusa de la negociación.

Mencionamos tan solo unos ejemplos de la desidia con la que ha procedido el Poder Ejecutivo en estos casos: el 26 de junio de 2019 un grupo de estudiantes y transportistas bloquearon diferentes puntos de la ruta nacional N.º 32 y pese a distintos intentos para conversar con los manifestantes y lograr la apertura de la vía, no fue sino hasta el 2 de julio que se logró habilitar el paso total de vehículos por dicha vía, es decir, transcurrieron 7 días de afectación a miles de ciudadanos, así como de perjuicios a incontables actividades comerciales y empresariales sin que las autoridades actuaran de forma eficiente. Adicionalmente, frente a la Universidad Nacional un grupo de estudiantes bloqueó la principal vía de acceso a la ciudad de Heredia desde el 17 de octubre y no fue sino hasta el 24 de ese mismo mes que se logró el levantamiento del bloqueo y la consecuente liberación de la ruta.

Estamos claros que la negociación y la búsqueda de salidas pacíficas siempre deben ser la forma prioritaria de respuesta por parte del Estado, pero llega un momento donde no se puede seguir postergando la actuación, pues están siendo afectados los derechos de miles de ciudadanos. Si ya se han hecho los intentos correspondientes y los manifestantes se niegan a deponer un bloqueo o a abrir una edificación que han tomado por la fuerza, el Estado está obligado a actuar, incluso con la fuerza, para reestablecer el orden público.

Así lo manifestó la Sala Constitucional en el reciente Voto N.º 15220–2019, de 14 de agosto de 2019, cuando se refirió precisamente al bloqueo en la ruta N.º 2:

“(…) El Estado tiene la potestad –exclusiva- de hacer uso de la fuerza legítima para garantizar la libertad de tránsito de las personas, la cual debe ser ejercida de manera razonable y además, tomar en forma oportuna e inmediata las medidas preventivas necesarias para evitar poner en peligro la seguridad del país y proteger los derechos de los demás ciudadanos. Para ello, **el Estado cuenta con los medios y las fuerzas de policía necesarias para remover**

cualquier obstáculo de la vía, desde el mismo momento en que se está produciendo el bloqueo, lo cual constituye su obligación para evitar que se violenten los derechos de los demás. (...) Lo anterior es una obligación de las autoridades públicas competentes para evitar que se violenten los derechos de las demás personas, que constituyen la mayoría. Esta intervención debe ser oportuna e inmediata.

En el mismo sentido, apunta el Voto N.º 15221–2019, también del 14 de agosto de los corrientes, cuando plantea:

“(…) Tal como se expresó, los derechos a manifestarse y de reunión pacífica deben encontrar su balance con los derechos de terceros, sin poder vaciar su núcleo de contenido o suponer una carga irrazonable para ellos. **Entre mayor sea la afectación a los derechos de terceros, mayor será la necesidad de una regulación o intervención por parte de las autoridades competentes.** Así, como tesis de principio, si la protesta afecta una vía secundaria, con rutas alternas y que, por su naturaleza, no supone mayor carga para las personas ajenas a ella, entonces se relaja la necesidad de intervención para convertirse en una mera labor de vigilancia y control del orden público.

Sin embargo, **la Sala observa que el caso de marras no es tal. La ruta nacional 32 es una arteria vial imprescindible para el país y sus habitantes. Su bloqueo, independientemente de la existencia o no de rutas alternas, supone una afectación grave y lesiona fuertemente los intereses y derechos de terceros en todo ámbito: salud, comercio, trabajo, recreación y ambiente sano, por nombrar solo algunos.**

Siguiendo los parámetros de *Éva Molnár vs. Hungría*, como los manifestantes ya habían expresado su disconformidad y vista la grave afectación que el bloqueo suponía para las personas ajenas a tal manifestación, en el sub iudice las autoridades recurridas debieron tomar medidas tanto proporcionadas como efectivas y oportunas para restablecer la circulación y el orden público en cumplimiento del numeral 140 inciso 6 de la Constitución Política, incluso en contra de la voluntad de los manifestantes. Más aún, si la parte recurrida hubiese tenido conocimiento previo del bloqueo, habría sido legítima una actuación policial preventiva para evitarlo por tratarse de una ruta de vital importancia para el país y sus habitantes. Evidentemente, en el accionar policial se debe tomar en consideración el principio constitucional de razonabilidad y proporcionalidad, de manera que, sin caer en actuaciones desmesuradas y contrarias a los derechos fundamentales, la parte recurrida tiene la obligación de ejercer la autoridad necesaria para velar de manera efectiva y oportuna por el orden público y los derechos de los terceros, todo lo cual requiere un análisis de cada caso concreto.

(…) **Sin embargo, cuando los protestantes ya hicieron uso de los derechos a manifestarse y protestar (Çiloğlu y otros vs. Turquía) y, a pesar de haber cumplido tal cometido y de la advertencia de las**

autoridades, se insiste en bloquear una vía principal, entonces se hace un uso abusivo de esos derechos y más bien se infringen los derechos fundamentales de terceros, incluso podría caerse en responsabilidad penal. La Sala establece que el bloqueo de la ruta nacional 32 fue más allá de la inevitable interrupción del tráfico que acompaña a una manifestación de protesta y se tornó en una alteración sustancial del orden público. Por lo anterior, el hecho de que los bloqueos de la ruta 32 continuaran por tantos días constituye una omisión de las autoridades accionadas que deriva en una violación de los derechos fundamentales de la accionante.”

Con base en lo expuesto, este proyecto de ley pretende delimitar con total claridad el derecho a la protesta y al reclamo, de forma tal que se resguarde el derecho de terceros a no verse perjudicados por las manifestaciones, particularmente en el sentido de su libertad de tránsito y uso y disfrute de instalaciones públicas. En simples palabras, no se prohíbe ni restringe la libertad de expresión, solo se establece un límite razonable y avalado por la jurisprudencia constitucional para lograr un equilibrio con respecto a los derechos y libertades de los demás.

En ese sentido, se dispone expresamente que el Estado tendrá la obligación de levantar los bloqueos y cierres que afecten la libertad de tránsito y los demás derechos de la ciudadanía, desde el mismo momento en que se están produciendo. Sin embargo, en aras de darle la oportunidad a los manifestantes de deponer las acciones de forma pacífica y de promover el diálogo y la negociación, se otorga un compás de espera de máximo 24 horas, contadas a partir del momento en que la Fuerza Pública tiene conocimiento del bloqueo de la vía pública. Si vencido ese plazo aún persiste la obstrucción, la policía deberá disolverla sin tener que esperar directrices o instrucciones del Ministro de Seguridad o del presidente de la República.

Aparejado a ello, se plantea la obligación de toda institución pública de prestar colaboración a la Fuerza Pública para el levantamiento de los bloqueos y obstrucciones a la vía pública, disponiéndose también que todo funcionario público que se niegue a prestar la colaboración, entorpezca, retarde o impida la labor de la Fuerza Pública dirigida a tal fin, incurrirá en el delito de incumplimiento de deberes, consagrado en el artículo 339 del Código Penal, el cual conlleva una pena que va de uno y cuatro años de inhabilitación para ejercer cargos públicos.

Asimismo, se aumenta la sanción por el delito de obstrucción de vías públicas y se adiciona la figura penal de toma de instalaciones públicas por la fuerza, estableciendo una pena que va de los 30 a los 90 días de prisión. Paralelo a ello, se propone la obligación de resarcir el daño por parte de quienes sean procesados penalmente y se determine su responsabilidad en los actos vandálicos.

Aunado a todo lo anterior, es importante también hacer modificaciones al Código Penal para proteger a los oficiales de los distintos cuerpos de policía, quienes exponen su integridad física para hacer valer los derechos de la ciudadanía. En muchas manifestaciones, así como en distintas situaciones cotidianas como arrestos, riñas y demás, algunas personas la emprenden contra oficiales de los cuerpos de policía,

causándoles lesiones que, incluso, ponen en peligro sus vidas. Por ello, se torna necesario endurecer las sanciones contra este tipo de actos. Si los policías se arriesgan por resguardar nuestros derechos, lo menos que puede hacer el Estado es agradecerles su labor mediante una mayor protección legal.

Ahora bien, esa mayor sanción contra el ciudadano que ataque a un oficial de cualquiera de las policías en el ejercicio de sus funciones tiene que ir aparejada de una contraparte: un aumento en la pena para el oficial que abuse de su autoridad y actúe en forma desproporcionada e irrazonable a la hora de hacer valer su autoridad, poniendo en peligro la integridad física o la vida de los ciudadanos a los que arresta o detiene en el marco de una protesta.

Así las cosas, se plantea una adición de un artículo 126 bis y la reforma a los artículos 311, 312, 313 y 338, todos del Código Penal, con la intención de que exista, al igual que en el caso de la libertad de expresión y la libertad de tránsito, un equilibrio en la protección de la integridad física y la vida de las personas que intervienen en cualquier tipo de situación y las fuerzas policíacas. De esta forma, se protege a los oficiales de la ley, pero también se les sanciona con mayor rigurosidad cuando se excedan en el uso de la fuerza que legítimamente puedan ejercer para hacer prevalecer el orden público.

Con esta iniciativa queremos dejar claro que no se está impidiendo a las personas manifestarse, protestar o expresar su malestar. Las personas podrán seguir manifestándose, reuniéndose en plazas o parques, protestando frente a edificios públicos e incluso marchando en la vía pública durante el tiempo que deseen. Lo que no pueden hacer es bloquear carreteras, tomar instalaciones públicas por la fuerza o violentar los derechos de terceros.

Estamos claros en que las manifestaciones y protestas no tienen que darse únicamente bloqueando vías o tomando por la fuerza edificaciones. Como bien lo indicó el magistrado Castillo Víquez en su nota dentro del mencionado Voto N.º 15221–2019:

“(…) la finalidad de las calzadas es la libre circulación de los vehículos. En buena lógica, el ejercicio de la libertad de reunión se ejerce en sitios públicos -parques, plazas, plazoletas, etc.-, sitios privados de acceso público o lugares privados, lugares todos en los que no hay una afectación a las libertades de otras personas.”

De tal forma, el derecho a manifestarse, a protestar, a oponerse a políticas públicas, a decisiones, actuaciones u omisiones de las instituciones o de funcionarios públicos siempre existirá y es algo que protegeremos, pero también lo haremos con los derechos de terceros que tienen que sufrir incontables dificultades para trasladarse de un lugar a otro, pierden dinero, clientes o ven afectada su salud o educación por los bloqueos de carreteras y cierre de edificios públicos por la fuerza.

Con base en los planteamientos expuestos, se somete a consideración de los diputados, el siguiente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**RESPECTO A LA LIBERTAD DE TRÁNSITO FRENTE A MANIFESTACIONES Y
PROTESTAS Y PROTECCIÓN DE LAS FUERZAS DE POLICÍA ANTE AGRESIONES**

ARTÍCULO 1- Deber de garantizar el libre tránsito y asegurar el uso y disfrute de instalaciones públicas

La Fuerza Pública tendrá el deber de garantizar el libre tránsito de la ciudadanía y asegurar el uso y disfrute de instalaciones públicas, para lo cual estará en obligación de levantar cualquier bloqueo, remover cualquier obstrucción total o parcial a las vías públicas e impedir el cierre de cualquier instalación pública que se haga mediante, actuaciones de hecho o coacción ilegítimas.

Cuando estas situaciones ocurrieren, la Fuerza Pública dará a los manifestantes un plazo máximo de veinticuatro horas, contado a partir del momento en que tenga notificación del acontecimiento, para que desistan voluntariamente del bloqueo de la vía o cierre de la instalación pública. Si vencido ese tiempo el bloqueo, la obstrucción o el cierre de la vía o instalación pública persiste, la Fuerza Pública no requerirá esperar la directriz o instrucción del ministro de Seguridad para actuar de inmediato pero en forma razonable y proporcionada, en aras de resguardar los derechos de los afectados por la manifestación.

ARTÍCULO 2- Deber de colaboración de las instituciones y funcionarios públicos

Toda institución pública y todo funcionario público tendrán el deber de colaborar con la Fuerza Pública en el cumplimiento del deber establecido en el artículo anterior. Quien no preste la debida colaboración, entorpezca, retarde o impida la actuación de la Fuerza Pública para garantizar la libertad de tránsito o abrir una instalación pública indebidamente cerrada, incurrirá en el delito de incumplimiento de deberes, siendo sancionado en los términos dispuestos por el artículo 339 del Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 de mayo de 1970, y sus reformas.

ARTÍCULO 3- Obligación de reparar el daño causado con ocasión de una manifestación o protesta

Sin perjuicio de lo dispuesto por el Código Penal, quien fuese aprehendido y procesado penalmente por incurrir en daños a personas y/o bienes públicos o privados en el marco de una protesta, manifestación, marcha o cualquier otra forma de movilización, estará en obligación de reparar el daño, el cual podrá ser cobrado por la

vía judicial correspondiente. El juez podrá conmutar la pena por trabajo comunitario cuando corresponda según lo dispuesto por el artículo 56 bis del Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 de mayo de 1970, y sus reformas, así como por la Ley de Justicia Restaurativa, Ley N.º 9582, de 2 de julio de 2018.

ARTÍCULO 4- Modificaciones al código penal

Modifícanse los artículos 263 bis, 311, 312, 313 y 338 del Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 de mayo de 1970, y sus reformas, para que se lean como sigue:

Obstrucción de la vía pública **y toma de instalaciones públicas por la fuerza**

Artículo 263 bis- Se impondrá pena de **treinta a noventa días** de prisión a quien, sin autorización de las autoridades competentes, impidiere, obstruyere o dificultare, en alguna forma, el tránsito vehicular o el movimiento de transeúntes. **La misma pena se aplicará contra quien tome una instalación pública recurriendo a la fuerza, coacción o vías de hecho ilegítimas e impida su utilización o disfrute por parte de terceros.**

Atentado

Artículo 311- Será reprimido con prisión de un mes a tres años el que empleare intimidación o fuerza contra un funcionario público para imponerle la ejecución u omisión de un acto propio de sus funciones. **El extremo mayor de la pena se duplicará cuando se empleare contra un miembro de cualquiera de los cuerpos policiales administrativos y judiciales del Estado, municipal y de las demás fuerzas de policía públicas, cuya competencia esté prevista por ley, siempre que sea en ejercicio, por causa o en razón de sus funciones.**

Resistencia

Artículo 312- Se impondrá prisión de un mes a tres años al que empleare intimidación o violencia contra un funcionario público o contra la persona que le prestare asistencia a requerimiento de aquel o en virtud de un deber legal, para impedir u obstaculizar la ejecución de un acto propio del legítimo ejercicio de sus funciones.

El extremo mayor de las penas contempladas en el presente artículo se duplicará cuando la intimidación o violencia sea empleada contra un miembro de cualquiera de los cuerpos policiales administrativos y judiciales del Estado, municipal y de las demás fuerzas de policía públicas, cuya competencia esté prevista por ley, siempre que sea en ejercicio, por causa o en razón de sus funciones. La misma pena se impondrá a quien empleare fuerza contra los equipamientos policiales utilizados por la autoridad policial para realizar su labor.

Circunstancias agravantes

Artículo 313- En el caso de los dos artículos anteriores, la pena será de **cuatro a ocho años**:

- 1- Si el hecho fuere cometido a mano armada.
- 2- Si el hecho fuere cometido por dos o más personas.
- 3- Si el autor fuere funcionario público.
- 4- Si el autor agrediere **gravemente** a la autoridad.

Para los efectos de este artículo y de los dos anteriores, se reputará funcionario público al particular que tratase de aprehender o hubiere aprehendido a un delincuente en flagrante delito.

Abuso de autoridad

Artículo 338- Será reprimido con prisión de tres meses a dos años, el funcionario público que, abusando de su cargo, ordenare o cometiere cualquier acto arbitrario en perjuicio de los derechos de alguien.

El extremo mayor de la pena se duplicará, según el criterio del juez y dada la gravedad de los hechos, cuando el abuso de autoridad sea cometido por un miembro de cualquiera de los cuerpos policiales administrativos y judiciales del Estado, municipal y de las demás fuerzas de policía públicas, en la represión de una manifestación o protesta.

ARTÍCULO 5- Adiciones al Código Penal

Adiciónese un nuevo artículo 126 bis al Código Penal, Ley N.º 4573, de 4 de mayo de 1970, y sus reformas, para que se lea como sigue:

Artículo 126 bis- **Las penas previstas para los delitos de lesiones gravísimas, lesiones graves, lesiones leves, lesiones culposas, lesiones en riña, agresión con arma, agresión calificada, lesiones levisimas y dificultar la acción de la autoridad, contempladas en los artículos 123, 124, 125, 128, 139, 140, 141, 387 y 396 respectivamente de esta ley, aumentarán al doble cuando sean cometidos en perjuicio de algún miembro de los cuerpos policiales administrativos y judiciales del Estado, municipal y de las demás fuerzas de policía públicas, cuya competencia esté prevista por ley, siempre que sea en ejercicio, por causa o en razón de sus funciones.**

Rige a partir de su publicación.

Carlos Luis Avendaño Calvo

Xiomara Priscilla Rodríguez Hernández

Mileidy Alvarado Arias

Diputado y diputadas

NOTA: Este proyecto no tiene aún comisión asignada.

1 vez.—Solicitud N° 176555.—(IN2019416266).

PROYECTO DE LEY

**REFORMA DEL ARTÍCULO 90 BIS DE LA LEY N.º 7794
CÓDIGO MUNICIPAL, DE 30 DE ABRIL DE 1998**

Expediente N.º 21.737

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La Ley N.º 9707, de 4 de julio de 2019, Ley de Regulación de la Actividad Comercial de Casas de Compraventa y de Empeño, y Reforma del Artículo 90 bis de la Ley N.º 7794, Código Municipal, de 30 de abril de 1998, publicada en la Gaceta Digital 155, de 20 de agosto de 2019, fue tramitada bajo el expediente legislativo 21.120, con el fin de dotar a los gobiernos locales de mayores herramientas para la fiscalización y la vigilancia de las actividades lucrativas, ley que contemplaba una reforma del artículo 90 bis del Código Municipal, Ley N.º 7794, de 30 de abril de 1998, quedando el texto para que se lea de la siguiente manera:

“Artículo 90 bis- La licencia referida en el artículo 88, deberá suspenderse por falta de pago de dos o más trimestres, sean consecutivos o alternos, por incumplimiento de los requisitos ordenados en las leyes para el desarrollo de la actividad o por la infracción a las normas de funcionamiento que disponga la ley respecto de cada actividad y de sus respectivas licencias comerciales.

Será sancionado con multa equivalente de tres hasta seis salarios base mensual, del auxiliar 1, definido en el artículo 2 de la Ley N.º 7337, de 5 de mayo de 1993 y sus reformas: el propietario, administrador o responsable de un establecimiento que, ejerza el comercio sin contar con la respectiva licencia; infrinja las normas de funcionamiento que disponga la ley; o que, teniendo licencia suspendida, continúe desarrollando la actividad. En caso de reincidencia, la municipalidad deberá revocar la licencia comercial, lo que no supone el reconocimiento de indemnización alguna.

Las municipalidades serán responsables de velar por el cumplimiento de esta ley. Para tal efecto, podrán solicitar la colaboración de las autoridades que consideren convenientes, las cuales estarán obligadas a brindársela.”

Posteriormente, la Ley N.º 9748, de 29 de noviembre de 2019, que reforma los artículos 85 ter, **90 bis**, 134, 138, 139, 140, 155, 159, 170, 171 y 172 de la Ley N.º 7794, Código Municipal, de 30 de abril de 1998, publicada en la Gaceta Digital 228 de 29 de noviembre del 2019, que fue tramitada bajo el expediente legislativo 20.894, reformó nuevamente el artículo 90 bis del Código Municipal, Ley N.º 7794,

de 30 de abril de 1998, **eliminando nuevamente las herramientas de vigilancia y fiscalización que fueron otorgadas a las municipalidades para la regulación de las actividades lucrativas, mediante la Ley N.º 9707,** para que se lea de la siguiente manera:

“Artículo 90 bis- La licencia referida en el artículo 88 podrá suspenderse por falta de pago de dos o más trimestres, o bien, por incumplimiento de los requisitos ordenados en las leyes para el desarrollo de la actividad. Será sancionado con multa equivalente a tres salarios base, el propietario, administrador o responsable de un establecimiento que, con licencia suspendida, continúe desarrollando la actividad. Las municipalidades serán responsables de velar por el cumplimiento de esta ley. Para tal efecto, podrán solicitar la colaboración de las autoridades que consideren convenientes, las cuales estarán obligadas a brindársela. Para lo dispuesto en esta ley, se entiende por “salario base” el concepto usado en el artículo 2 de la Ley N.º 7337, de 5 de mayo de 1993.”

Considera el suscrito diputado, que la redacción que ofrecía la Ley N.º 9707 otorgaba a los gobiernos locales, **mayores herramientas de fiscalización y regulación de las actividades comerciales,** ya que según el artículo 88 del Código Municipal, para ejercer cualquier actividad lucrativa, para ello los interesados deberían contar con la licencia municipal respectiva, la cual se obtendría mediante el pago de un impuesto. Dicho impuesto se pagará durante todo el tiempo en que se haya ejercido la actividad lucrativa o por el tiempo que se haya poseído la licencia, aunque la actividad no se haya realizado.

La Ley N.º 9748 le vuelve a quitar a las municipalidades los mecanismos o herramientas de regulación y fiscalización de las actividades comerciales ya que al **eliminar que una de las causales de suspensión de la licencia será por la falta de pago de dos o más trimestres, consecutivos o alternos,** **queda sujeto a interpretación lo cual podría generar vacíos en la ley,** esto en razón de que la ley vigente únicamente indica que: *“una de las causales de suspensión de la licencia será por la falta de pago de dos o más trimestres”* **sin definir un marco temporal para la suspensión de la misma, quedando un vacío en la legislación que podría generar distintas interpretaciones.**

Por otra parte, en el articulado **no** se establece que podrá suspenderse la licencia por *“la infracción a las normas de funcionamiento que disponga la ley respecto de cada actividad y de sus respectivas licencias comerciales”* **lo cual es una herramienta menos con la que cuenta las municipalidades, para poder suspender las licencias comerciales por no cumplirse con las normas de funcionamiento respectivas.**

El establecer un único monto para la aplicación de multas, **no permite a los gobiernos locales, ser proporcionales de acuerdo con las faltas cometidas por los patentados,** ya que sería **desproporcional** aplicar las mismas multas para

infracciones distintas, dado que algunas faltas podrían alterar más a la ciudadanía, el orden público y al gobierno local, que otras.

El que no se contemple en el artículo la posibilidad de cobrar una multa a “*el responsable de un establecimiento que infrinja las normas de funcionamiento que disponga la ley o bien a quien ejerza el comercio sin contar con la respectiva licencia*”, representa un **retroceso en los avances de mecanismos de fiscalización y regulación brindados a los gobiernos locales, mediante la Ley N.º 9707.**

Por último, en la actualidad, son múltiples los casos en los que existe reincidencia por irregularidades en el funcionamiento de los establecimientos comerciales, por lo que **se requiere que las municipalidades puedan tener los mecanismos necesarios para regular estas situaciones y velar por la seguridad y el orden público**, uno de estos mecanismos, es la posibilidad de revocar las licencias correspondientes, sin embargo, esta posibilidad también fue omitida en el articulado vigente.

A continuación, se muestra un cuadro con algunos de los cambios producidos en la legislación actual, con la entrada en vigencia de la Ley N.º 9748.

Anterior	Vigente
SE SUSPENDE LA LICENCIA	
Por falta de pago de dos o más trimestres, sean consecutivos o alternos	Por falta de pago de dos o más trimestres
Por incumplimiento de los requisitos ordenados en las leyes para el desarrollo de la actividad	Por incumplimiento de los requisitos ordenados en las leyes para el desarrollo de la actividad
Por la infracción a las normas de funcionamiento que disponga la ley respecto de cada actividad y de sus respectivas licencias comerciales	
SANCIÓN CON MULTA (3 SALARIOS BASE)	
(DE 3 a 6 SALARIOS BASE)	(3 SALARIOS BASE)
Responsable de un establecimiento que ejerza el comercio sin contar con la respectiva licencia	Responsable de un establecimiento que, con licencia suspendida, continúe desarrollando la actividad.
Infrinja las normas de funcionamiento que disponga la ley	
Teniendo licencia suspendida, continúe desarrollando la actividad	
REVOCATORIA DE LA LICENCIA	
En caso de reincidencia	No se establece la posibilidad de revocatoria

Con el fin de mejorar las condiciones de seguridad de la población, coadyuvar con las autoridades públicas en el abordaje de las faltas administrativas y legales que generan alteración del orden público, o perjuicio al gobierno local se propone a consideración de las señoras y señores diputados el siguiente proyecto de ley.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DEL ARTÍCULO 90 BIS DE LA LEY N.º 7794
CÓDIGO MUNICIPAL, DE 30 DE ABRIL DE 1998**

ARTÍCULO ÚNICO- Se reforma el artículo 90 bis de la Ley N.º 7794, Código Municipal, de 30 de abril de 1998. El texto es el siguiente:

Artículo 90 bis- La licencia referida en el artículo 88 deberá suspenderse por falta de pago de dos o más trimestres, sean consecutivos o alternos, por incumplimiento de los requisitos ordenados en las leyes para el desarrollo de la actividad o por la infracción a las normas de funcionamiento que disponga la ley respecto de cada actividad y de sus respectivas licencias comerciales.

Será sancionado con multa equivalente de tres hasta seis salarios base mensual, del auxiliar 1 definido en el artículo 2 de la Ley N.º 7337, de 5 de mayo de 1993, el propietario, administrador o responsable de un establecimiento que ejerza el comercio sin contar con la respectiva licencia; infrinja las normas de funcionamiento que disponga la ley o que, teniendo licencia suspendida, continúe desarrollando la actividad. En caso de reincidencia, la municipalidad deberá revocar la licencia comercial, lo que no supone el reconocimiento de indemnización alguna.

Las municipalidades serán responsables de velar por el cumplimiento de esta ley. Para tales efectos, podrán solicitar la colaboración de las autoridades que consideren convenientes, las cuales estarán obligadas a brindársela.

Rige a partir de su publicación.

Gustavo Alonso Viales Villegas
Diputado

NOTA: Este proyecto no tiene aún comisión asignada.

Texto dictaminado del expediente N.° 21345, con moción de fondo aprobada en la sesión N.° 42 realizada el 10 de diciembre de 2019.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA

DECRETA:

**LEY DE REFORMA PARA LA EQUIDAD, EFICIENCIA
Y SOSTENIBILIDAD DE LOS REGÍMENES DE PENSIONES**

ARTÍCULO 1- Reformas

Refórmese lo siguiente:

a) Los artículos 8, 11, 28, 31 y 43 de la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y Reforma a la Ley N.° 7092 del 21 de abril de 1988 y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.° 7302 de 8 de julio de 1992, para que en lo sucesivo establezcan lo siguiente:

Artículo 8- Tendrán derecho a disfrutar de una pensión los causahabientes del cotizante o pensionado original que fallezca. En ambos casos, el traspaso se registrará por las disposiciones establecidas para el Régimen de Invalidez, Vejez y Muerte administrado por la Caja Costarricense de Seguro Social, tanto en cuanto a la determinación de los beneficiarios, como a la de sus requisitos, condiciones y monto.

La resolución donde se declare el traspaso determinará las eventuales sumas giradas de más a favor del causante, y ordenará su cancelación por medio de una deducción mensual a la pensión de los causahabientes, cuyo monto se fijará en forma tal que la deuda sea cancelada en su totalidad en un plazo máximo de tres años. Lo anterior, salvo que la deuda sea mayor al monto a devengar durante ese lapso, en cuyo caso el término se ajustará concordantemente. Las sumas que se perciban por este concepto ingresarán a la caja única del Estado.

*Artículo 11- Para los regímenes contributivos con cargo al presupuesto nacional, **las personas pensionadas estarán obligadas** a cotizar mensualmente con un nueve por ciento (9%) del monto del salario o de la pensión. Sin embargo, el Poder Ejecutivo podrá aumentar el porcentaje de cotización aquí fijado hasta un máximo*

del dieciséis por ciento (16%), cuando los estudios técnicos así lo recomienden.

Para establecer los porcentajes de cotización, el Poder Ejecutivo deberá hacerlo de manera proporcional según el monto de la pensión de que se trate, empezando por la base del nueve por ciento (9%) para los montos más bajos y así sucesivamente hasta llegar al porcentaje máximo aquí fijado.

Adicionalmente, **a las personas** cotizantes de los regímenes contributivos con cargo al presupuesto nacional se les deducirá una comisión de administración del cinco por mil (5x1000) de sus salarios o pensiones. Lo anterior con la excepción de **las pensiones** del Régimen Transitorio de Reparto regulado en la **Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248, del 5 de setiembre de 1958**, a quienes se les cobrará la comisión por gastos administrativos allí indicada.

Los recursos que por estos conceptos se recauden ingresarán a la caja única del Estado.

En ningún caso, la totalidad de las deducciones que se apliquen a los pensionados y jubilados con cargo al presupuesto nacional, incluida en su caso la contribución especial, solidaria y redistributiva correspondiente, podrá representar más del cincuenta y cinco por ciento (55%), respecto de la totalidad del monto de la pensión o pensiones que por derecho le correspondan al beneficiario. Para los casos en los cuales esta suma supere el cincuenta y cinco por ciento (55%), respecto de la totalidad del monto bruto de la pensión o pensiones **reguladas por el artículo 2 de la Ley N.º 9383, Ley Marco de Contribución Especial de los Regímenes de Pensiones.**, la contribución especial se reajustará de forma tal que la suma sea igual al cincuenta y cinco por ciento (55%), respecto de la totalidad del monto bruto de la pensión o pensiones. De contar **la persona beneficiaria** con varias pensiones, cada una soportará el rebajo de forma proporcional.

Artículo 28- La eficacia del acto administrativo que otorgue la pensión se retrotraerá:

- a) Al momento de la presentación de la solicitud si, en ese tiempo, se reúnen los requisitos establecidos en cada régimen en el caso de pensiones originarias o de sobrevivencia de funcionarios activos.
- b) Al momento de la exclusión de planillas del beneficiario directo fallecido, en el caso de pensiones por traspaso de cualquiera de los regímenes administrados por la Dirección Nacional de Pensiones.

Artículo 31- El disfrute de la pensión se suspenderá por el desempeño de cualquier cargo remunerado en la Administración Pública.

Las personas pensionadas y los servidores adscritos y las servidoras adscritas a alguno de los regímenes cubiertos por esta ley, tendrán derecho a percibir, además

de su salario, la pensión que les corresponda en razón de fallecimiento de su cónyuge, mientras permanezcan viudos o viudas. Este derecho también asistirá a las personas convivientes en unión de hecho que cumplan las reglas del título VII del Código de Familia.

Cuando se tenga derecho a percibir más de una pensión, la suma total a recibir no podrá sobrepasar el monto máximo establecido en el artículo 6 de la presente ley. En este caso, los derechos posteriores otorgados soportarán el recorte correspondiente.

*Para los jubilados y jubiladas, amparados y amparadas a alguno de los regímenes cubiertos por esta ley, así como para quienes pertenezcan a los regímenes de pensiones **regulados en el artículo 2 de la Ley N.º 9383, Ley Marco de Contribución Especial de los Regímenes de Pensiones** que no faculten la revisión y que reingresen a laborar en la Administración Pública, se aplicarán, a efecto de revisar el monto de su jubilación, las disposiciones señaladas en la presente normativa según sea el caso. Lo anterior, siempre y cuando la persona interesada plantee la solicitud de revisión dentro de los tres meses posteriores al cese de su relación laboral.*

No obstante, en el caso de los diputados y las diputadas, para que puedan recibir la remuneración que les brinda dicho cargo, deberán renunciar, temporalmente, durante el período de su gestión a la pensión, si están en el disfrute de ella.

Artículo 43- Cuando se hubiesen acreditado desembolsos en cuentas bancarias o equivalentes con posterioridad a la caducidad de derechos de pensión, prejubilación o pago complementario con cargo al presupuesto nacional, la Tesorería Nacional deberá retrotraer las sumas sufragadas por este concepto, incluyendo cualquier tipo de deducción que no hubiese ingresado a la caja única del Estado o a la Caja Costarricense de Seguro Social. Lo anterior será aplicable también al Régimen Transitorio de Reparto regulado en la Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248, del 5 de setiembre de 1958.

Las entidades financieras deberán congelar los montos respectivos apenas se tenga conocimiento de la caducidad del beneficio.

Para estos efectos, la Dirección Nacional de Pensiones pondrá a disposición de la Tesorería Nacional y de las entidades financieras, en tiempo real, una base de datos relativa a la caducidad de los derechos otorgados.

b) El título y los artículos 1 inciso a), 2 párrafo primero, 3, 5, 6 y 7 de la Ley de Caducidad de Derechos de Pensión de Hijos e Hijas y Reformas del Régimen de Pensión Hacienda-Diputados, regulados por la Ley N.º 148, Ley de Pensiones de Hacienda, de 23 de agosto de 1943, y sus Reformas, N.º 9381, de 29 de julio de 2016, para que digan los siguiente:

LEY DE CADUCIDAD DE LOS REGÍMENES DE PENSIÓN ADMINISTRADOS POR LA DIRECCIÓN NACIONAL DE PENSIONES

Artículo 1- Finalidad de la ley

Esta ley tiene como finalidad establecer lo siguiente:

a) *Los parámetros de caducidad aquí señalados de beneficios de pensión de los regímenes de pensiones regulados en el artículo 2 de la Ley N.º 9383, Ley Marco de Contribución Especial de los Regímenes de Pensiones.*

(...)

Artículo 2- Ámbito de aplicación

La presente ley es aplicable a los hijos beneficiarios e hijas beneficiarias de pensión de los regímenes administrados por la Dirección Nacional de Pensiones, incluyendo a quienes no se les aplicó en el momento del otorgamiento los correctivos de la Ley N.º 7302, de 8 de julio de 1992.

(...)

Artículo 3- Parámetro de caducidad de las pensiones por sobrevivencia de hijos e hijas

Los hijos e hijas que tengan derecho de pensión por traspaso al amparo cualquiera de los regímenes administrados por la Dirección Nacional de Pensiones, podrán disfrutarlo si cumplen con los siguientes requisitos:

a) *Ser menores de dieciocho años de edad y estar solteros.*

b) *Ser mayores de dieciocho pero menores de veinticinco años de edad, estar solteros, y **que estén realizando estudios de formación básica, formación diversificada, formación superior, parauniversitaria, técnica o, en caso de personas con alguna discapacidad certificada, que estén en otras modalidades de formación para el trabajo**, para lo cual deberán acreditar matrícula en los términos señalados en el artículo 5 de la presente ley.*

Artículo 5- Responsabilidades de hijas e hijos estudiantes como personas beneficiarias de pensión administrada por la Dirección Nacional de Pensiones

Es responsabilidad directa del hijo o la hija mayor de dieciocho años y menor de veinticinco años, que disfrute de una pensión por traspaso de cualquiera de los

regímenes administrados por la Dirección Nacional de Pensiones del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, acreditar su condición de estudiante regular, mediante certificación emitida por el correspondiente centro educativo de **formación básica, formación diversificada, formación superior, parauniversitaria, técnica o, en caso de personas con alguna discapacidad certificada, de otras modalidades de formación para el trabajo**. Lo anterior, de manera inmediata al inicio del semestre, cuatrimestre, bimestre o período correspondiente del centro de estudios que se trate. En caso de no presentarse esta acreditación, será excluido de planillas sin más trámite.

Artículo 6- Declaratoria de caducidad de pensiones por traspaso a hijos e hijas estudiantes beneficiarios de pensión administrada por la Dirección Nacional de Pensiones

Para las pensiones administradas por la Dirección Nacional de Pensiones, se procederá a caducar de oficio y en forma inmediata el derecho de pensión por traspaso, sin excepción, cuando no se cumplan los requisitos señalados en el artículo 3 de esta ley, y en los siguientes casos:

(...)

Artículo 7- Órgano responsable de supervisar y aplicar la caducidad

*La Dirección Nacional de Pensiones, del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social será el órgano responsable de llevar el registro y control de la vigencia de las certificaciones que demuestren la condición de estudiante regular **en formación básica, formación diversificada, formación superior, parauniversitaria, técnica o, en caso de personas con alguna discapacidad certificada, que estén en otras modalidades de formación para el trabajo**, y de aplicar de oficio las causales de caducidad de las pensiones de los regímenes a su cargo.*

c) Los artículos 62, 64 y 67 de la Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248, del 5 de setiembre de 1958, a fin de que establezcan lo siguiente:

Artículo 62- Vigencia de la pensión por viudez

La pensión por viudez regirá a partir del primer día del mes siguiente a la fecha de la exclusión del pensionado original de planillas o, en su caso, a partir del primer día del mes siguiente a la fecha del deceso del funcionario activo.

Artículo 64- Requisitos de elegibilidad

Los hijos o hijas de la persona funcionaria o pensionada fallecida, tendrán derecho a pensión por orfandad en los siguientes casos:

a) Que sean solteros y menores de dieciocho años.

b) Que, aunque sean mayores de dieciocho años, pero menores de veinticinco, estén realizando estudios de formación básica, formación diversificada, formación superior, parauniversitaria, técnica o, en caso de personas con alguna discapacidad certificada, que estén en otras modalidades de formación para el trabajo.

c) Que se encuentren en estado de "invalidez" debidamente declarado por la Caja Costarricense de Seguro Social.

d) Que sean hijas solteras, mayores de cincuenta y cinco años, no gocen de pensión alimenticia, no sean asalariadas ni dispongan de otros medios de subsistencia

Para optar por este derecho, en el caso del inciso b) anterior, las personas beneficiarias deberán demostrar la matrícula, permanencia y rendimiento académico aceptable en un centro de estudios, así como la naturaleza de la carrera técnica o profesional correspondiente.

En el caso de los incisos b), c) y d) deberá demostrarse, además, que dependían económicamente de la persona fallecida.

Artículo 67.- Extinción de las pensiones por orfandad

La pensión por orfandad cesa:

- a) Cuando la persona beneficiaria alcanza la mayoría de edad.*
- b) En el caso de estudiantes mayores al cumplir veinticinco años de edad, o por la consecución de un trabajo asalariado.*
- c) En el caso de hijas mayores de cincuenta y cinco años y solteras, por las nupcias de la beneficiaria, por su unión de hecho debidamente demostrada, por la consecución de un trabajo asalariado estable o por venir a mejor fortuna.*
- d) Por prescripción.*

d) El artículo 236 inciso 2) de la Ley Orgánica del Poder Judicial, N.º 8, de 29 de noviembre de 1937, para que en lo sucesivo dispongan lo siguiente:

Artículo 236- (...)

2) Un aporte patronal del Poder Judicial de un 14,36% sobre los sueldos y los salarios de sus servidores. El porcentaje por cotizar podrá ser rebajado anualmente por la Junta Administradora del Fondo de Jubilaciones y Pensiones del Poder Judicial, tomando en cuenta la sostenibilidad del régimen y las obligaciones a ser solventadas por el fondo, sin que pueda ser inferior al 5,5% de los sueldos y salarios

de los servidores del Poder Judicial. **Adicionalmente, la Junta Administradora deberá enviar, anualmente, un informe razonado al respecto a la Superintendencia de Pensiones.**

e) Los artículos 229, 235 y 241 de la Ley Orgánica del Poder Judicial, N.º 8, de 29 de noviembre de 1937, para que donde diga “Junta Administrativa” se lea correctamente “Junta Administradora”

ARTÍCULO 2- Adiciones

Adiciónese lo siguiente:

a) Los artículos 30 bis, 30 ter, 44 y 45 a la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y Reforma a la Ley N.º 7092, de 21 de abril de 1988, y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.º 7302, de 8 de julio de 1992, que establezca lo siguiente:

Artículo 30 bis- En los casos en que, previa solicitud del interesado, se determine la existencia de saldos a su favor por concepto de pagos de pensiones no efectuados, cancelados parcialmente, o indebidamente realizados, la Dirección Nacional de Pensiones ordenará el respectivo desembolso, previa compensación de las eventuales sumas que se le hayan girado de más al peticionario.

De igual manera, de presentarse algún error en el giro de las jubilaciones y las pensiones, la Dirección Nacional de Pensiones queda autorizada para rebajar en tratos proporcionales, no menores al diez por ciento (10%) del monto de la jubilación o pensión, la suma girada de más, previa audiencia a la persona interesada.

Artículo 30 ter- La revisión ordinaria del monto de las pensiones de los regímenes no contributivos y de las reguladas en el artículo 2 de la Ley N.º 9383, Ley Marco de Contribución Especial de los Regímenes de Pensiones, solo procederá cuando se acrediten nuevos hechos de relevancia para su determinación.

Artículo 44- La Caja Costarricense de Seguro Social, la Junta de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional y la Junta Administradora del Fondo de Jubilaciones y Pensiones del Poder Judicial también podrán retrotraer el pago indebido de pensiones caducas administradas por ellos, para lo que las entidades financieras deberán congelar los montos respectivos, una vez les hayan sido comunicados por dichas entidades.

Artículo 45- Las personas pensionadas con cargo al presupuesto nacional mayores de ochenta y cinco años de edad deberán comparecer ante la Dirección Nacional de Pensiones, ante las oficinas regionales del Ministerio de Trabajo y

Seguridad Social o ante los consulados de Costa Rica en el extranjero, a fin de comprobar que continúan cumpliendo con los requisitos para seguir disfrutando de su pensión. Lo anterior con la frecuencia y en la forma que indique el reglamento de la presente ley.

En caso de que motivos de salud u otros igualmente calificados, según sean debidamente acreditados, impidan que la persona pensionada pueda comparecer, según lo dispuesto en el párrafo anterior, los funcionarios encargados podrán visitarla o disponer de medios alternativos para hacer la comprobación indicada, según se determine en el reglamento.

La Dirección Nacional de Pensiones deberá excluir de planilla a aquellas personas pensionadas que no cumplan con este trámite, hasta que se subsane la omisión.

Previo a la exclusión, JUPEMA deberá verificar y validar que se hayan agotado todas las vías de comunicación con la persona pensionada por el Régimen Transitorio de Reparto del Magisterio Nacional.

b) Un artículo 7 bis a la Ley de Caducidad de Derechos de Pensión de Hijos e Hijas y Reformas del Régimen de Pensión Hacienda-Diputados, regulados por la Ley N.º 148, de 23 de agosto de 1943, Ley de Pensiones de Hacienda y sus reformas, N.º 9381, de 29 de julio de 2016, que diga lo siguiente:

Artículo 7 bis- Notificación de la caducidad

La resolución de caducidad, que determine la existencia de sumas giradas de más, o de decrecimiento de la pensión se notificará a través del medio indicado por el beneficiario, ajustándose a los lineamientos establecidos en la Ley General de la Administración Pública, N.º 6227, de 2 de mayo de 1978.

Cuando, de conformidad con dicha normativa, no sea posible realizar la notificación, se dejará constancia de ello mediante un acta que se adjuntará al expediente administrativo. De manera simultánea, la Dirección Nacional de Pensiones procederá a publicar la resolución de caducidad en la página web del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social (MTSS), o bien su parte dispositiva en el diario oficial La Gaceta, y se tendrá por realizada la notificación por cualquiera de estos medios.

No obstante, lo anterior, la Dirección Nacional de Pensiones excluirá inmediatamente de planillas a los hijos o hijas mayores de dieciocho años y menores de veinticinco años que no acrediten su condición de estudiantes, tomando como referencia la fecha de vencimiento del plazo de estudios indicado en la última certificación aportada y el vencimiento del plazo dispuesto en el artículo 5 de esta ley.

c) Un artículo 3 a la Derogación del Régimen de Pensiones de los Diputados, N.º 7302 y Modificación de la Ley Orgánica del Poder Judicial, Ley N.º 7605, de 2 de mayo de 1996, que se leerá de la siguiente forma:

Artículo 3- En el tanto los ingresos por concepto de cotizaciones sean menores que los egresos derivados del pago de beneficios, el monto máximo a sufragar por pensiones con cargo al presupuesto nacional en curso de pago no podrá ser superior a ocho (8) salarios base del puesto más bajo pagado en la Administración Pública, según la escala de sueldos de la Administración pública emitida por la Dirección General de Servicio Civil.

El Ministerio de Hacienda y la Dirección General de Pensiones del Ministerio de Trabajo y Seguridad Social deberán aplicar el tope máximo aquí fijado a los montos actuales de pensión en curso de pago de todos los regímenes contributivos de pensiones con cargo al presupuesto nacional, así como a todas las pensiones que se otorguen en estos.

ARTÍCULO 3- Derogaciones

Se derogan las siguientes normas:

- a) Ley General de Pensiones, N.º 14, de 2 de diciembre de 1935.
- b) Ley de Pensiones e Indemnización de Guerra, N.º 1922, de 5 de agosto de 1955.
- c) Pensiones Viudas e Hijos Guardas Fiscales, Civiles y otros muertos en desempeño de sus funciones, Ley N.º 1988, de 15 de diciembre de 1955.
- d) Ley de Pensiones de Hacienda, N.º 148, de 23 de agosto de 1943
- e) Ley de Pensiones de Músicos de Bandas Militares, N.º 15, de 5 de diciembre de 1935.
- f) Ley de Jubilaciones y Pensiones de Empleados de Obras Públicas, N.º 19, de 4 de noviembre de 1944.
- g) Ley de Jubilaciones y Pensiones para los Empleados del Ferrocarril Eléctrico al Pacífico, N.º 264, de 23 de agosto de 1939.
- h) Régimen de Pensiones del Registro Nacional, Ley N.º 5, de 16 de setiembre de 1939.
- i) Ley de Pensiones a Empleados Municipales, N.º 197, de 5 de agosto de 1941.
- j) Los capítulos II, III VI y VII de la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y

Reforma a la Ley N.º 7092, del 21 de abril de 1988, y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.º 7302, de 8 de julio de 1992.

k) Los artículos 1, 2, 3, 4, 5, 29 y transitorios II y III de la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y Reforma a la Ley N.º 7092, de 21 de abril de 1988, y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.º 7302, de 8 de julio de 1992.

l) Las palabras “*y hasta el monto establecido en el artículo 44 de esta ley*” de los sub incisos d) de los incisos 1) y 2) del artículo 70 de la Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248, del 5 de setiembre de 1958.

m) El artículo 4 y los incisos e) y f) del artículo 6 de la Ley de Caducidad de Derechos de Pensión de Hijos e Hijas y Reformas del Régimen de Pensión Hacienda-Diputados, regulados por la Ley N.º 148 Ley de Pensiones de Hacienda, de 23 de agosto de 1943, N.º 9381, de 29 de julio de 2016.

n) El artículo 3 bis de la Derogación del Régimen de Pensiones de los Diputados, N.º 7302 y Modificación de la Ley Orgánica del Poder Judicial, Ley N.º 7605, de 2 de mayo de 1996.

TRANSITORIO I- Quienes gocen o lleguen a detentar un derecho de pensión de los regímenes con cargo al presupuesto nacional que se derogan de conformidad con el artículo 3 de esta ley, podrán continuar recibiendo este beneficio en la forma y con las condiciones en que les haya sido declarado, incluyendo la obligación eventual de pagar contribución especial solidaria.

TRANSITORIO II- Las cuotas de quienes hubiesen cotizado según lo establecido en el artículo 11 de la Ley N.º 7302, de 8 de julio de 1992, y no hubiesen adquirido el derecho a jubilarse para el régimen al que estaban cotizando, serán trasladadas al régimen de Invalidez, Vejez y Muerte administrado por la Caja Costarricense de Seguro Social. Para ello, se transferirán solo los montos correspondientes a las tasas de contribución exigidas por esta institución. Los montos serán determinados por la liquidación actuarial correspondiente.

Cuando, por razón de la transferencia de cotizaciones, quede un saldo en favor del cotizante, el Estado lo determinará, emitirá en favor del interesado un certificado por tal suma, y le reconocerá los intereses legales.

Este certificado se destinará al régimen obligatorio de pensiones complementarias al que se encuentre afiliado el interesado.

Para instrumentar lo dispuesto en este artículo, el Poder Ejecutivo reglamentará lo correspondiente.

TRANSITORIO III- Dieciocho meses después de la publicación de la presente ley, las personas que se jubilen solamente podrán hacerlo mediante el Régimen de Invalidez, Vejez y Muerte que administra la Caja Costarricense de Seguro Social,

sin perjuicio de que puedan acogerse a sistemas complementarios de pensiones. Se exceptúa de esta disposición los regímenes del Magisterio Nacional y del Poder Judicial, **que continuarán regulados por la Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248 del 5 de setiembre de 1958 y sus reformas, y por la Ley Orgánica del Poder Judicial, N.º 8 de 29 de noviembre de 1937 y sus reformas.** También se exceptúan los traspasos de pensiones **que se otorguen** de conformidad con lo establecido en la Ley N.º 7302, de 8 de julio de 1992.

TRANSITORIO IV- El Poder Ejecutivo deberá reglamentar esta ley en el plazo máximo de seis meses a partir de su entrada en vigor. Mientras no se publique el correspondiente reglamento, las personas pensionadas no deberán cumplir con el trámite establecido en el artículo 45 de la Ley N.º 7302, de 8 de julio de 1992, aquí adicionado.

TRANSITORIO V- Hasta tanto no esté disponible la base de datos señalada en el párrafo final del artículo 43 de la Ley N.º 7302, de 8 de julio de 1992, la Dirección Nacional de Pensiones deberá remitir mensualmente a la Tesorería Nacional un listado en el que se acrediten las pensiones que hayan caducado en ese período, a fin de que se realice la respectiva retrotracción de pagos.

Rige dieciocho meses después de su publicación excepto para las siguientes normas que regirán a partir de su publicación comprendidos en el Artículo 1 inciso a) del proyecto de ley que corresponde a los artículos 28 y 43 de la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y Reforma a la Ley N.º 7092, de 21 de abril de 1988, y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.º 7302, de 8 de julio de 1992; Artículo 2 inciso a) que corresponde a los artículos 30 bis, 30 ter y 45 de la Ley de Creación del Régimen General de Pensiones con Cargo al Presupuesto Nacional, de Otros Regímenes Especiales y Reforma a la Ley N.º 7092, de 21 de abril de 1988, y sus reformas, Ley del Impuesto sobre la Renta, N.º 7302, de 8 de julio de 1992, el inciso b) referente al artículo 7 bis de la Ley de Caducidad de Derechos de Pensión de Hijos e Hijas y Reformas del Régimen de Pensión Hacienda -Diputados, regulados por la Ley N.º 148 Ley de Pensiones de Hacienda, de 23 de agosto de 1943, N.º 9381, de 29 de julio de 2016 y el inciso c) que se refiere al artículo 62 la Ley de Pensiones y Jubilaciones del Magisterio Nacional, No. 2248, del 5 de setiembre de 1958.

REGLAMENTOS

CAJA COSTARRICENSE DE SEGURO SOCIAL

Junta Directiva

REFORMA “REGLAMENTO DEL ASEGURAMIENTO CONTRIBUTIVO DE LA POBLACIÓN RECOLECTORA DE CAFÉ EN EL SEGURO SOCIAL.”

La Junta Directiva de la Caja Costarricense de Seguro Social, en el artículo 69° de la sesión 9071, celebrada el 16 de diciembre del 2019, acordó modificar los artículos 2° y 8° al Reglamento del aseguramiento contributivo de la población recolectora de café en el Seguro Social, aprobado en el artículo 312° de la sesión N° 8986, celebrada el 30 de agosto de 2018.

REGLAMENTO PARA EL ASEGURAMIENTO CONTRIBUTIVO DE LA POBLACIÓN RECOLECTORA DE CAFÉ EN EL SEGURO DE SALUD, EN FORMA EXCEPCIONAL Y POR LA TEMPORALIDAD DE LA COSECHA

CAPÍTULO I ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

Artículo 1: Campo de aplicación.

Este Reglamento establece un mecanismo de protección de carácter excepcional y por plazos de implementación, en el Seguro de Salud, para todas aquellas personas que se dediquen a la recolección de café en territorio nacional, sean éstos costarricenses o extranjeros, esta última independientemente de su condición migratoria, bajo los términos señalados en el presente Reglamento.

Artículo 2: Definiciones.

Beneficio familiar: Condición especial de aseguramiento que la CCSS le otorga a los asegurados familiares que dependen económicamente de quién haya sido definido el recolector cabeza de familia y que se encuentren en territorio nacional.

ICAFE: Institución pública de carácter no estatal, rectora de la caficultura costarricense, responsable para efectos del presente reglamento, de reportar a la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), la información consolidada, generada por los recolectores de café, debidamente corroborada en cuanto a su actividad de recolección, que permita el aseguramiento de esta población.

El ICAFE contribuirá directamente al financiamiento del presente modelo de aseguramiento contributivo de la población recolectora de café, dentro del plazo de los convenios suscritos.

Estado: Será el responsable de aportar bajo el régimen contributivo que establece el presente Reglamento, el porcentaje definido al modelo de aseguramiento a la mano de obra recolectora de café.

Periodo de cosecha: Es el lapso de tiempo durante el cual se recolecta el grano del cafeto.

Recolector de café: Persona mayor de 15 años, que recoge este fruto de manera manual. Se entiende que el recolector menor de 18 años y mayor de 15 años tiene que cumplir con la normativa laboral que indique el Patronato Nacional de la Infancia (PANI) y la legislación nacional vigente.

Se excluyen de esta definición y por ende de los beneficios respectivos, aquellos trabajadores permanentes de las fincas.

Modelo de Aseguramiento Contributivo de la Población Recolectora de Café en el Seguro de Salud, en forma Excepcional por la Temporalidad de la Cosecha: Modalidad de aseguramiento activo, creado por la CCSS y que se regirá por el presente reglamento y el convenio tripartito celebrado para los efectos entre la CCSS, el ICAFE y el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social en representación del Estado.

CAPÍTULO II DE LAS CONDICIONES Y ALCANCES DE LA PROTECCIÓN

Artículo 3: Del Modelo de Aseguramiento y la cobertura de los recolectores de café.

Los recolectores de café que no gocen de seguridad social, podrán tener acceso -una vez realizados los trámites respectivos ante el ICAFE- al modelo de aseguramiento contributivo para la población recolectora de café en el seguro de salud, creado bajo la modalidad excepcional y por la temporalidad de la cosecha.

Los recolectores de café como asegurados activos, por medio de este reglamento, podrán tener acceso a todos los servicios y prestaciones incluidas en el Reglamento del Seguro de Salud y toda aquella normativa vigente aplicable al mismo.

Artículo 4: Período máximo y alcance de la protección.

Los beneficios que se derivan del aseguramiento de los recolectores de café, como asegurados activos, tendrán vigencia durante el período de la cosecha, sin demerito de lo estipulado en el Artículo 60 del Reglamento del Seguro de Salud.

Artículo 5: Cobertura del Beneficio Familiar

Las personas que se encuentren en territorio nacional y que cumplan con las condiciones y requisitos establecidos en el Reglamento del Seguro de Salud relacionada con el beneficio o protección familiar, podrán gozar de este tipo de aseguramiento, a partir del derecho generado por el aseguramiento contributivo de los recolectores de café. Para tales fines, tendrán que llevar a cabo, los trámites correspondientes, en las dependencias institucionales habilitadas para la concesión del citado beneficio familiar.

Artículo 6: Requisitos para recibir la prestación de los servicios de salud.

Dadas las características particulares de la población recolectora de café, cuando se trate de un extranjero con una condición migratoria irregular, sea porque no ha cumplido con los trámites correspondientes o se encuentra indocumentado en el territorio nacional, el ICAFE extender un documento de acceso a la seguridad social con foto, para el cual la CCSS facilitará el número de asegurado, cuyo uso será exclusivo para el acceso a los servicios y atenciones otorgados por el Seguro de Salud. Este documento incluirá la siguiente información:

- Número de asegurado asignado por la CCSS
- Nombre completo del recolector de café
- Género
- Edad
- Nacionalidad
- Fotografía

Los recolectores de café, sean nacionales o extranjeros con una condición migratoria regular, serán identificados a través de los documentos oficiales que las instancias estatales competentes emiten para tales efectos.

CAPÍTULO III DEL FINANCIAMIENTO

Artículo 7: Porcentajes y bases de contribución.

El porcentaje de la contribución del aseguramiento de los recolectores de café será del quince por ciento (15%) y se financiará con aportes del ICAFE y el Estado, correspondiendo un cinco punto setenta y cinco por ciento (57.5%) al ICAFE y el nueve punto veinte cinco por ciento (9.25%) al Estado.

Los aportes se calcularán tomando en consideración la Base Mínima Contributiva vigente en todo momento para el Seguro de Salud. Para tales efectos se utilizará la fórmula descrita en el convenio vigente.

Antes del inicio del periodo de cosecha, el Estado y el ICAFE, sea de forma conjunta o individualmente, deberán hacer constar que cuentan con los recursos necesarios y suficientes

para el financiamiento, en caso contrario no proceder el aseguramiento mediante el presente reglamento.

Artículo 8: Facturación de las cuotas al Seguro de Salud.

La facturación se llevará a cabo utilizando el esquema de reporte mensual, por lo que el ICAFE será el responsable de enviar la información de los recolectores de café registrados a nivel nacional en el modelo de aseguramiento a la mano de obra recolectora de café, en las fechas y formatos acordados por las partes.

En el caso de la cuota que corresponde cubrir al Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, la CCSS incluirá dicha suma dentro de los cobros de cuotas complementarias al Estado. La CCSS facturará y enviará mensualmente los montos correspondientes al Ministerio de Trabajo y Seguridad Social y si, durante el transcurso del año, los fondos presupuestados son insuficientes para que el Estado cumpla con su aporte, el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, procederá a incluir los recursos adicionales, en un Presupuesto Extraordinario de la República.

**CAPÍTULO IV
DEL CONVENIO DE ASEGURAMIENTO ENTRE LA CCSS Y EL ICAFE**

Artículo 9: Convenio entre la CCSS e ICAFE.

La CCSS e ICAFE suscribirán y perfeccionarán convenios que regulen aspectos técnicos y operativos de los procesos asociados al aseguramiento excepcional y de temporalidad de la cosecha de los recolectores de café y sus familiares.

Dichos convenios tienen como propósito sistematizar las condiciones para otorgar el Seguro de Salud a los recolectores de café y su grupo familiar en el territorio nacional, sean nacionales o extranjeros, independientemente de su condición migratoria.

**CAPÍTULO V
DE LAS OBLIGACIONES Y POTESTADES DE VERIFICACIÓN**

Artículo 10: Registro de los recolectores de café.

El ICAFE tendrá la obligación de registrar mensualmente a los recolectores de café en este sistema ante la CCSS -por los mecanismos a su alcance, los cuales se fijarán por medio de la normativa interna del ICAFE-. Estos reportes se harán por el ICAFE, a través del mecanismo de reportes mensuales para este caso concreto, quedando así inscritas las personas que se dediquen a esa actividad económica, para efectos de la cobertura del Seguro de Salud.

Artículo 11: Obligaciones que le corresponde al ICAFE.

El ICAFE asume las siguientes obligaciones, en relación con el correcto aseguramiento de los recolectores de café:

- Será el responsable de enviar el reporte mensual de los recolectores de café registrados a nivel nacional en el modelo de aseguramiento a la mano de obra recolectora de café, en las fechas y formatos acordadas por la CCSS.
- Financiamiento y distribución oportuna del documento de identificación de los recolectores de café que se encuentren indocumentados e incluirlos en los sistemas de aseguramiento a la CCSS, para que al momento de utilizar los servicios de salud sean plenamente identificados y con ello la CCSS pueda llevar los controles administrativos y clínicos oportunos.

Artículo 12: Revisiones periódicas.

Periódicamente, la CCSS hará revisión de la información suministrada por ICAFE para garantizar el correcto aseguramiento de los recolectores de café y sus familiares cubiertos por el presente reglamento.

La CCSS se reservará el derecho de requerir del ICAFE información detallada relativa a la recolección y cantidad de recolectores.

CAPÍTULO VI DE LA ADSCRIPCIÓN Y LA ATENCIÓN EN LOS SERVICIOS DE SALUD

Artículo 13: Adscripción de los recolectores de café.

La población usuaria recolectora de café, podrá solicitar su adscripción al establecimiento de salud del primer nivel de atención (EBAIS) en forma personal, por medio de una persona autorizada por escrito o por los medios tecnológicos dispuestos por la institución para tal fin. Para estos efectos, con el objetivo de proceder con la adscripción, el recolector de café que se encuentre en condición migratoria regular debe acreditar el documento oficial vigente y el caso de los indocumentados el documento de identificación emanado por el ICAFE.

Artículo 14: De la atención de los recolectores de café.

Los recolectores de café podrán ser atendidos en cualquier zona geográfica del territorio nacional, para ello la CCSS dispondrá de sus sistemas para acreditar que dicha atención se realice en forma oportuna y llevar a cabo los controles necesarios.

Artículo 15: Documento de identificación para la atención en los servicios de salud.

El asegurado y sus familiares que se encuentren en territorio nacional para ser atendidos en los servicios de salud deben presentar el documento de identificación oficial generado por las instituciones del Estado (cedula, DIMEX, cedula de residencia) o el emitido por el ICAFE en el caso de los recolectores de café que no cuenten con documento idóneo de identificación.

CAPÍTULO VII DISPOSICIONES FINALES

Artículo 16: Reformas.

El presente Reglamento modifica, en los términos que se dirá, el artículo 11° del Reglamento del Seguro de Salud, aprobado por la Junta Directiva en el artículo 12 de la sesión N° 7097, y reformado en el artículo 27 de la sesión N° 8806, celebrada el 22 de octubre del año 2015.

a) Se reforma el artículo 11°, cuyo texto dirá:

"ARTÍCULO 11° Del aseguramiento según condición.

El aseguramiento se otorgará a las personas en las siguientes condiciones:

1. Los trabajadores asalariados.
2. Los pensionados y jubilados de cualquiera de los sistemas estatales
3. Las personas jefas de familia aseguradas por cuenta del Estado.
4. Las personas que individual o colectivamente se acojan al Seguro bajo la modalidad de Seguro Voluntario.
5. Los trabajadores independientes, que coticen al Seguro en forma -individual o colectiva.
6. Asegurados bajo la modalidad de recolectores de café.
7. Los familiares de los asegurados directos a quienes se les haya otorgado el Beneficio Familiar.
8. Población en condición de pobreza (Así reformado en el artículo 36 de la sesión número 8061 del 30 de mayo del año 2006)

Artículo 17: Procedimiento para determinar eventuales incumplimientos en las obligaciones del presente Reglamento.

En caso de que alguna de las partes considere que existe un incumplimiento de alguna de las obligaciones establecidas en el presente reglamento procederá a notificar a la parte que se considere incumpliente en un plazo máximo de 15 días hábiles la supuesta falta, así como los elementos de prueba.

La parte supuestamente incumpliente tendrá un plazo de 15 días hábiles para presentar el descargo o justificación que considere pertinente, en caso de que se considere improcedente dicha justificación se dará por concluido la aplicación del presente reglamento. Se exceptúa de esta disposición al Gobierno Central.

Artículo 18: Normas supletorias.

Los aspectos no contemplados expresamente en el presente reglamento se regirán por lo dispuesto en la Ley Constitutiva de la Caja Costarricense de Seguro Social, el Reglamento de Seguro de Salud, el convenio suscrito entre las partes para operativizar el presente modelo de aseguramiento, así como cualquier otra normativa institucional o nacional aplicable.

Artículo 19: De la vigencia

Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

(Así reformado en el artículo 69° de la la Sesión N° 9071, celebrada el 16 de diciembre de 2019.)

**Ing. Carolina Arguedas Vargas Secretaria a.i.
Junta Directiva**

INSTITUCIONES DECENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0101-IE-2019 del 12 de diciembre de 2019

SOLICITUD DE AJUSTE ORDINARIO DE LA TARIFA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS AÑOS 2020 Y 2021 PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA (ESPH)

ET-081-2019

RESULTANDO:

- I.** Que el 30 de abril de 1998, Mediante la Ley N° 7789, correspondiente a la Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), en sus artículos 5 y 6 inciso a, le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II.** Que el 10 de agosto de 2015, en el Alcance N° 63 a la Gaceta N° 154, se publicó la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, la cual se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep.
- III.** Que el 12 de junio de 2019, mediante la resolución RE-0043-IE-2019 (ET-022-2019), la Intendencia de Energía (IE) resolvió la solicitud tarifaria ordinaria para el servicio de generación y que estuvo vigente del 1 de julio de 2019 al 30 de junio de 2020.
- IV.** Que el 7 de octubre de 2019, mediante el oficio GER-661-2019, ESPH presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de energía eléctrica que presta, para los años 2020 y 2021 (folios 01 al 03).
- V.** Que el 9 de octubre de 2019, mediante el informe IN-0107-IE-2019, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica presentada por ESPH (folios 31 al 33).

- VI.** Que el 9 de octubre de 2019, mediante el oficio OF-1204-IE-2019, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por ESPH para el servicio de generación de electricidad (folios 34 al 36).
- VII.** Que el 17 de octubre de 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 58 al 59).
- VIII.** Que el 17 de octubre de 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°197 (folio 58 al 59).
- IX.** Que el 6 de noviembre de 2019, mediante el informe IN-0620-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 75 al 76).
- X.** Que el 12 de noviembre de 2019 a las 17:30 horas se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 20 de noviembre de 2019 DGAU remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0695-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la audiencia pública N° 47-AP-2019. Se recibieron posiciones validas por parte de: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, portador de la cédula 1-0399-0262, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378, ICU Medical Costa Rica Ltda., cédula de personería jurídica 3-012-453013, representada por el señor Isaías González García, cédula de identidad 1-663-0628, Asociación de Grandes Consumidores de Energía, cédula de personería jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, cédula de identidad 4-0138-0436, Juan Manuel Tirado Molina, portador de la cédula número 8-0117-0269, Jonathan Prendas Rodríguez, portador de la cédula número 1-1049-0739, Bernal Lara Soto, portador de la cédula número 4-0077-0333, Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula 4-0102-00283, Greivin Francisco Salazar Rojas, portador de la cédula número 2-0348-0781, Bernardo Benavides, portador de la cédula número 4-0109-0708, Olga Margarita Murillo Gamboa, portadora de la cédula número 4-0126-0285, Carlos Luis Garro Zamora, portador de la cédula número 4-0148-0253, Margarita María Chaverri Miranda, portadora de la cédula número 4-0102-0649, Olga María Álvarez Paniagua, portadora de la cédula número 2-0291-1462, Adrián José Gómez Flores, portador de la cédula número 1-0666-0305, Olman Viquez Chaverri, portador de la cédula número 4-0141-0512, Francisco Luis Pineda Vargas, portador de la cédula número 1-0728-0318 y Arturo González Jiménez, portador de la cédula número 4-0104-0996.

- XI. Que el 12 de diciembre de 2019, mediante el informe técnico IN-0146-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta ESPH a partir del 01 de enero de 2020.

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0146-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

De conformidad con lo indicado en el oficio GER-661-2019, la empresa ESPH solicitó disminución de 4,76% sobre las tarifas vigentes del sistema de generación para periodo que va del 1 de enero 2020 al 31 de diciembre del 2020 y un aumento de 21,87% para el periodo que va del 1 de enero 2021 al 31 de diciembre 2021.

Cuadro N° 1
Sistema de generación, ESPH
Tarifa vigente y propuesta
Año 2020 y 2021

A partir del 1 de enero del 2020				
	Vigente kWh	Propuesta kWh	Diferencia Absoluta	Diferencia %
Punta	₡76,45 /kWh	₡72,81 /kWh	₡3,64	-4,76%
Valle	₡57,07 /kWh	₡54,35 /kWh	₡2,72	-4,76%
Nocturno	₡37,41 /kWh	₡35,63 /kWh	₡1,78	-4,76%

A partir del 1 de julio del 2020				
	Vigente kWh	Propuesta kWh	Diferencia Relativa	Diferencia %
Punta	₡64,67 /kWh	₡61,59 /kWh	₡3,08	-4,76%
Valle	₡48,28 /kWh	₡45,98 /kWh	₡2,30	-4,76%
Nocturno	₡31,65 /kWh	₡30,14 /kWh	₡1,51	-4,76%

A partir del 1 de enero del 2021				
	Vigente kWh	Propuesta kWh	Diferencia Relativa	Diferencia %
Punta	¢64,67 /kWh	¢78,81 /kWh	¢14,14	21,87%
Valle	¢48,28 /kWh	¢58,84 /kWh	¢10,56	21,87%
Nocturno	¢31,65 /kWh	¢38,57 /kWh	¢6,92	21,87%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, RE-0043-IE-2019, publicada en el Alcance N° 136 del 17 de junio del 2019 y estimaciones propias ESPH.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por ESPH para el servicio de generación de electricidad, correspondiente al estudio tarifario ordinario de los periodos 2020 y 2021.

Dentro de los aspectos relevantes, se tiene la incorporación en el Activo Fijo Neto en Operación Revaluada Promedio (AFNORP) del Proyecto Hidroeléctrico Negros II a partir de enero 2020, abandonando la figura de arrendamiento operativo y optando por un esquema de financiamiento tradicional. Esta decisión implica, consecuentemente, modificar la forma en que se debe realizar su registro. Otro dato relevante fue que en el cálculo del AFNORP la ESPH comete un error a la hora de determinar el monto de la depreciación que corresponde aplicar, situación que explica una diferencia de menos respecto a lo presentado por la empresa de ¢1 731,69 millones.

a. Parámetros utilizados

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2017 y 2018) y las proyecciones para el 2019, 2020 y 2021.

Cuadro N° 2
Parámetros utilizados
Aresep

INDICES	2017	2018	2019	2020	2021
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	2,58%	2,02%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,11%	1,91%	1,95%	2,73%	2,27%
Depreciación (¢/U.S.\$)	2,04%	6,84%	-4,23%	0,00%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	1,63%	2,26%	2,23%	3,47%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,13%	2,44%	1,77%	1,70%	2,48%
Depreciación (¢/U.S.\$)	3,66%	1,62%	1,60%	-0,84%	0,00%
Notas: Los años 2019, 2020 y 2021 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI (statista).					

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para efectos tarifarios se elaboran con base en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) para el periodo 2019-2020 y su revisión, y con base en las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional, publicadas por Statista¹.

b. Análisis del mercado

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

i. Mercado presentado por ESPH:

1

https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Revision_Programa_Macroeconomico2019-2020.pdf

<https://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

<https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/>

Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del sistema de generación que presta ESPH para el periodo 2020 - 2021. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. ESPH, solicitó una disminución de -4,76%, para enero 2020 a junio 2020, esto implica que las tarifas de generación para el 1 de enero hasta el 30 de junio de dicho año, sean las siguientes:

Cuadro N° 3
Sistema de generación, ESPH
Solicitud de ajuste tarifario presentado por bloque horario, 2020
(datos presentados en colones por kWh)

A partir 1 de enero hasta el 30 de junio de 2020			Diferencia	
Periodo	Vigente	Propuesto	Relativa	%
Punta	₡76,45	₡72,81	-₡3,64	-4,76
Valle	₡57,07	₡54,35	-₡2,72	-4,76
Noche	₡37,41	₡35,63	-₡1,78	-4,76

Fuente: IE, con datos de EspH

Igualmente, para el periodo comprendido entre el 1 de julio al 31 de diciembre de 2020, la empresa solicitó una disminución de -4,76% en las tarifas, dando como resultado el siguiente pliego:

Cuadro N° 4
Sistema de generación, ESPH
Solicitud de ajuste tarifario presentado por bloque horario, 2020
(datos presentados en colones por kWh)

A partir 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2020			Diferencia	
Periodo	Vigente	Propuesto	Relativa	%
Punta	₡64,67	₡61,59	-₡3,08	-4,76
Valle	₡48,28	₡45,98	-₡2,30	-4,76
Noche	₡31,65	₡30,14	-₡1,51	-4,76

Fuente: IE, con datos de EspH

Por otro lado, la empresa solicita un aumento en las tarifas de generación de un 21, 87%, a partir del 1 de enero de 2021, según se detalla a continuación:

Cuadro N° 5
Sistema de generación, ESPH
Solicitud de ajuste tarifario presentado por bloque horario, 2021
(datos presentados en colones por kWh)

A partir del 1 de enero de 2021			Diferencia	
Periodo	Vigente	Propuesto	Relativa	%
Punta	¢64,67	¢78,81	¢14,14	21,87
Valle	¢48,28	¢58,84	¢10,56	21,87
Noche	¢31,65	¢38,57	¢6,92	21,87

Fuente: IE, con datos de EspH

2. *El sistema de generación de ESPH incluye los siguientes proyectos hidroeléctricos: Los Negros, Jorge Manuel Dengo, Tacares y Los Negros II.*
3. *Para generar las tarifas propuestas a partir del 1 de enero de 2020 ESPH utilizó las estimaciones de generación de energía de las plantas hidroeléctricas.*
4. *La empresa justificó su solicitud tarifaria para el 2020, producto a que los ingresos con tarifa vigente se incrementaban en aproximadamente 39,40%, esto debido al incremento en la generación por la entrada en su totalidad de la operación de la Planta Los Negros II y Jorge Manuel Dengo. Posteriormente, los ingresos se reducen en el año 2021 debido a una disminución en la tarifa.*
5. *En conclusión, con la información aportada por ESPH se extrae que para el periodo 2020, la empresa se encuentra en capacidad financiera de atender sus obligaciones. Esta situación cambia para el 2021 donde los costos y gastos son superiores a los ingresos.*

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

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

1. *La energía que se espera produzca el sistema de generación de ESPH se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas de generación. Esta estimación individual se calculó con los datos históricos desde el año 2010, en las que se disponga, y hasta agosto de 2019. Utilizando información real hasta agosto de 2019 para el desarrollo de estimaciones y proyecciones.*

2. Las estimaciones de energía generada para el periodo 2020-2021 fueron realizadas mediante la aplicación del software Forecast Pro, el cual realiza análisis de series de tiempo que responden a modelos cuantitativos de patrones históricos de la serie de datos.
3. Las proyecciones de mercado elaboradas por esta Intendencia se basan en la información real suministrada por la empresa ESPH a través de la resolución RIE-089-2016. Para este estudio hubo pequeñas diferencias durante el 2020 y 2021, según se detalla a continuación:

Cuadro N° 6
Sistema de generación, ESPH
Proyección 2020 - 2021
Comparativo entre la Aresep y ESPH, kWh

Trimestre	Aresep		Esph	
	2020	2021	2020	2021
I trim	47 436 214	45 861 655	48 958 114	46 581 462
II trim	43 094 388	41 673 542	40 832 309	40 326 015
III trim	84 604 879	83 565 269	83 927 595	84 113 080
IV trim	82 935 660	83 270 937	84 415 200	83 557 373
TOTAL	258 071 141	254 371 402	258 133 218	254 577 930

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y Esph

4. Con las ventas estimadas del total de energía de las plantas de ESPH de 258,07 GWh para 2020 y de 254,37 GWh para 2021. Este dato multiplicado por los precios vigentes da como resultado ingresos vigentes de ¢13 271,3 millones y de ¢12 233,6 millones para 2020 y 2021 respectivamente.

Cuadro N° 7
Sistema de generación, ESPH
Ventas de Energía
en Unidades Físicas y Monetarias a
Precios Vigentes 2020^{1/}

Aspecto	2020	2021
Generación total (GWh)	258,07	254,37
Ingresos (En millones de colones)	¢13 271,3	¢12 233,6
¢ / kWh	51,43	48,09

Fuente: Esph y Aresep, Intendencia de Energía

^{1/} Precios Vigentes a diciembre 2019

5. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecieron los ingresos requeridos por el sistema de generación de ESPH, donde para el 2020 se aplicará una disminución de ¢2 780,2 millones y para el 2021, por el contrario, se reconocerá un aumento de ¢1 763,4 millones.
6. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de ESPH obtendrá ingresos por ¢10 490,9 millones para el año 2020 y ¢13 996,7 millones para el 2021. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢40,65 para 2020 y ¢55,02 para 2021 Según el siguiente detalle:

Cuadro N° 8
Sistema de generación, ESPH
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2021.

ASPECTO	2020	2021
Generación total (GWh)	258,07	254,37
Ingresos (En millones de colones)	¢10 490,93	¢13 996,75
¢ / kWh	40,65	55,02

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

7. El precio medio de venta del sistema de generación de ESPH se estima en ¢40,65 para 2020 y ¢55,02 para 2021.
8. Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de ESPH de 20,95% para el año 2020 y un aumento de 14,41% para el año 2021.
9. La empresa ESPH en su petitoria solicitó en la descripción de su estructura tarifaria, el establecimiento de precios tope para el sistema de generación, donde los usuarios puedan disponer de dichos precios.

Dado lo anterior, resulta necesario establecer un precio mínimo a la estructura de costos y gastos de la empresa, el cual fue calculado restando al precio tope o máximo el porcentaje de rentabilidad sobre la base tarifaria otorgado en el presente estudio (5,87%), dando como resultado los precios que se detallan continuación:

ESPH	Rige desde el 1/enero/2020 hasta el 30//jun/2020	Rige desde el 1/julio/2020 hasta el 31//dic/2020	Rige desde el 1/enero/2021 hasta el 31//dic/2021
Sistema de generación			
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta máximo	60,43	51,12	73,99
Periodo Punta mínimo	56,88	48,12	69,65
Periodo Valle máximo	45,11	38,17	55,24
Periodo Valle mínimo	42,46	35,93	52,00
Periodo Noche máximo	29,57	25,02	36,21
Periodo Noche mínimo	27,83	23,55	34,08

c. Análisis de inversiones

El análisis de inversiones presentado por la empresa para cada período en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario Generación 2020: Carpeta digital ET-081-2018: Capítulo 4- Inversiones\4.2 Adiciones\Carpetas de Macro y micro inversiones (folio 28) en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión.

La IE realiza de forma continua inspecciones al avance de la implementación del plan de inversiones remitido por la empresa, a continuación, se presenta un resumen del informe de inspección (visible en el Anexo 4) con los aspectos a incluir en el cálculo tarifario.

De acuerdo con los proyectos y requerimientos de inversiones presentadas por ESPH, se identificaron las principales obras que impactan la calidad del servicio en el sistema de generación, entre ellas se mencionan:

P.H. Jorge Manuel Dengo:

Antiguamente denominada Planta Hidroeléctrica Carrillos, se empezó a construir en el año de 1947 entrando en operación comercial el día 8 de diciembre de 1951, con una capacidad nominal de 2 500 kW y una producción promedio anual de energía de 16 GWh.

El viernes 22 de setiembre del 2017, a raíz de una avalancha que se presentó en la quebrada paralela a la tubería de presión, se debió detener la producción de energía eléctrica, producto de la inundación de la casa de máquinas, cubriendo por completo de barro las turbinas, generadores, tableros de media

tensión, rectificadores entre otros equipos importantes para la generación, lo que determino el proyecto de modernización y repotenciación de la planta así, como mejoras en obras civiles para evitar una nueva afectación que llegue a estropear los nuevos equipos de generación adquiridos. Se espera que la capacidad nominal de los nuevos generadores sea de 4200 kW.

Aunque el proyecto se estima entre en operación comercial el 5 de diciembre del 2019, se espera que sea hasta el año 2021, se tengan terminadas todas las obras relativas a las mejoras en obra civil y metalmecánica, así como la red de interconexión a subestación, proyecto que alcanza un monto de \$3 747,09 millones.

Su contribución a la calidad del sistema de generación es la mejora en la continuidad del servicio dado que la empresa podrá contar con dicha planta nuevamente.

P.H. Tacaes:

Por ser una planta en arrendamiento, los costos corresponden mayoritariamente a gastos de operación y mantenimiento siendo los problemas de sedimentación en el embalse que requieren de la extracción mecánica de los mismos, así como el canal de conducción que a lo largo de su longitud está expuesto a la constante caída de rocas y materiales producto de los deslaves de los taludes, lo que provoca que se tenga que realizar mantenimiento mensual de aproximadamente 30 horas para la limpieza del limo, lo cual incide en la continuidad de la prestación del servicio de generación. Dichos costos varían de acuerdo con las labores que se deban realizar.

i. Capacidad de Ejecución

El siguiente cuadro muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo establecido en la metodología, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año y el promedio del periodo.

Cuadro N° 9
Sistema de generación, ESPH
Porcentaje de ejecución

Año	Monto ARESEP (millones de colones)	Monto ESPH (millones de colones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2014(*)	4.091,28	2.588,57	63,27%	
2015(*)	599,88	85,15	14,19%	
2016(*)	599,88	96,39	16,07%	
2017(**)	482,79	314,49	65,14%	
2018(***)	685,82	134,69	19,64%	
Promedio			35,66%	

*Según Metodología Tarifaria
Vigente

Fuente: Carpeta digital ET-081-2019\Capitulo_2_Indicadores Económicos, Folio 28.

(*) Tomado del estudio técnico ET-077-2017

(**) Tomado del estudio técnico ET-072-2018

(***) Tomado del estudio técnico ET-022-2019

ii. Resumen de adiciones de activos del sistema de Generación

Una vez analizada la petición de la empresa, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones y retiros, según la IE:

Cuadro N° 10
Sistema de generación, ESPH
Propuesta adiciones Aresep
Detalle contable
Periodo 2019-2022
(Millones de Colones)

Conta Regulatoria	ESPH	Categoría Vida Útil	ARESEP		
			2019	2020	2021
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Sistema servicio propio	33,02	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Turbina hidráulica	252,92	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Generador	231,64	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Distribución C.A.	31,07	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Transformador Potencia	50,60	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Celda de salida	77,81	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Protección, medición y control	63,31	0,00	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipos de generación	Tuberías, válvulas y accesorios	0,00	482,82	0,00
Plantas de generación hidráulica	Equipo de generación	Estructura de soporte y crucero	0,00	0,00	94,13
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Herramientas mayores	Según Política Contable	0,00	17,91	16,11
SUBTOTAL SISTEMA GENERACIÓN			740,37	500,72	110,24
Planta General					
Sistema Generación					
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Equipo de comunicación	Según Política Contable	0,00	8,48	0,04
Subtotal			0,00	8,48	0,04
Asignación Corporativa					
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Edificio y Estructura	Según Política Empresarial	0,00	5,08	0,00
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Equipo de Cómputo	Según Política Empresarial	0,00	19,48	3,15
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Equipo de Comunicación	Según Política Empresarial	0,00	1,68	0,24
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Equipo de Transporte	Según Política Empresarial	0,00	4,74	10,70
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Equipo Misceláneo	Según Política Empresarial	0,00	0,77	0,29
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Herramientas mayores	Según Política Empresarial	0,00	0,00	0,87
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Mobiliario y Equipo de Oficina	Según Política Empresarial	0,00	0,16	0,02
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Otros Activos	Según Política Empresarial	0,00	0,02	0,00
Subtotal			0,00	31,92	15,26
SUBTOTAL PLANTA GENERAL GENERACIÓN			0,00	40,40	15,30
TOTAL SISTEMA GENERACIÓN			740,37	541,12	125,54

Elaboración propia ARESEP

Fuente: Carpeta digital ET-081-2019\Capitulo_4_Inversiones\ Macro Inversiones y Microinversiones\4.2 Adiciones, Folios 28.

iii. Retiro de activos sistema de generación

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta Digital: ET-081-2019\Capitulo _4_Inversiones\Macro Inversiones y Micro inversiones\4.2 Retiros\PI_06_Retiros Negocio #09 2018-2019, en el cual ESPH presenta el detalle de retiro de los activos listados para cada uno de los períodos considerados (Folio 28). Los montos asociados a los retiros de cada periodo se pueden consultar en el archivo en Excel "CPI-RAA-ESPH-GX-ET-081-2019-11-18 rev tmp", ya que debido al tamaño de la tabla no fue posible insertarlo en el presente informe.

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el año 2019 a nivel de auxiliar. Ver formulario de retiro incorporados en carpeta nombrada PI_06_Retiros Negocio #09 2018-2019.

d. Retribución de capital

Los cálculos de la retribución al capital elaborados por la empresa se encuentran visibles en el apartado N°5 de la petición tarifaria denominado **“05. Rédito para el desarrollo”**.

En resumen, los valores calculados por esta Intendencia son los siguientes, además se incluye la respectiva fuente de información de conformidad con la metodología vigente:

- ✓ La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,35%.
- ✓ Beta desapalancada: se utiliza la variable denominada “Utility (General)”. Esta variable se empleará para el cálculo de la beta apalancado de la inversión; siendo de 0,17 para los periodos en estudio, 2020 y 2021 y la beta apalancado de 0,3818.
- ✓ Prima por riesgo (PR): se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”, cuyo dato es de 5,73%.
- ✓ Los datos de la beta desapalancada y la prima por riesgo se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

El valor de los pasivos (D) es de ¢ 6 952,31 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢ 8 619,07 millones y el valor total de la variable (A) Activos Totales (Valor de la Deuda más Patrimonio) es de ¢ 15 571,38 millones para el sistema de generación, según la información de los Estados Financieros y reportes de la empresa al cierre del 2018.

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

Cuadro N° 11
Sistema de Generación, ESPH
Rédito para el desarrollo

RENTABILIDAD CAPM Y WACC ESTIMACIÓN PUNTUAL			
Donde:			
Ke	= Costo del capital propio / CAPM		
KI	= Tasa libre de riesgo.		2,35%
PR	= Prima de riesgo		5,73%
Ba	= Beta apalancada		0,3808
Ke = 4,53%			
Rk = Rd (1-ti) [VD/A] + Ke [VCP/A]			
Donde:			
Rk = Tasa de rédito para el desarrollo / WACC			
Rd	= Costo del endeudamiento		6,95%
Ke	= Costo del capital propio / CAPM		4,53%
¢ millones %			
D	= Valor de la deuda	¢ 8 619	55%
P	= Valor del capital propio	¢ 6 952	45%
A	= Valor total de los activos (D + P)	¢ 15 571	100%
t	= Tasa impositiva		0,0%
Rk = 5,87%			

Fuente: Elaboración propia.

e. Base tarifaria

Para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

- i. Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018 correspondientes al sistema de generación los cuales corresponden a ¢4 585,59 millones, de los que se excluyen los activos totalmente depreciados.*
- ii. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las tablas de depreciación del SNE y para los activos nuevos las vidas útiles de Aresep establecidas en la RE-0032-IE-2019 del 01 de abril de 2019 visibles en el*

- apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “06. Base Tarifaria” específicamente en la carpeta “6.1.3 Tasa de Depreciación”.
- iii. Las adiciones de activos se obtuvieron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”.
 - iv. Los retiros de activos considerados fueron detallados en la sección “Análisis de inversiones” del presente informe técnico.
 - v. No se aplica la revaluación de activos en los periodos 2019, 2020 y 2021, debido a que la empresa no ha aplicado la nueva metodología de revaluación, esto de acuerdo con los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018.

Negros II

- ✓ *ESPH constituyó un Fideicomiso firmado con el banco Bancrédito como Fiduciario con el fin de desarrollar el proyecto Hidroeléctrico Los Negros II, para el cual, a partir del 13 de marzo de 2015, se suscribió un Contrato de Arrendamiento de tipo Operativo entre el Fideicomiso P.H. Los Negros II (FPHLN2) como Arrendante, y ESPH en su condición de Arrendatario.*
- ✓ *Al 31 de diciembre 2018, los Estados Financieros Auditados de ESPH, mencionan en su nota 12 sobre el Fideicomiso del Proyecto Hidroeléctrico Los Negros II, que a esa fecha se encontraba en proceso de análisis crediticio por parte de bancos estatales la posibilidad de otorgar un crédito directo a ESPH para adquirir la Planta Hidroeléctrica Los Negros II y con ello cancelar todos los pasivos correspondientes.*
- ✓ *El 13 de setiembre de 2019 se firma el contrato de crédito directo entre ESPH y los bancos acreedores, para la adquisición de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II por un valor de compra de ¢76 519,83 millones, por lo cual la empresa incorpora en la base tarifaria para el periodo 2020, los activos que conforman la citada planta, por el valor total mencionado anteriormente.*
- ✓ *La adquisición de los activos de esta planta hidroeléctrica representa para la solicitud de ajuste tarifario de los años 2020-2021, un aumento de ¢796,34 millones y ¢3 145,66 millones respectivamente, en el gasto por depreciación anual de la empresa.*

Con base en los criterios expuestos anteriormente, los montos de activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) y activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) presentan diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 12
Sistema generación, ESPH
Cálculo del AFNOR
(Datos en millones de colones)

AFNOR	2019	2020	2021
Activo fijo al costo	¢5 436,34	¢5 983,02	¢82 628,39
Negros II	¢0,00	¢76 519,83	¢0,00
Activo revaluado	¢2 687,47	¢2 687,47	¢2 687,47
Depreciación acumulada al costo	¢1 634,56	¢2 645,02	¢6 021,61
Depreciación acumulada revaluada	¢1 303,65	¢1 374,34	¢1 445,04
AFNOR determinado por Aresep	¢5 185,60	¢81 170,96	¢77 849,22
AFNOR propuesto ESPH S.A	¢5 283,53	¢79 702,24	¢76 363,59
	-¢97,92	¢1 468,72	¢1 485,62

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH S.A y Aresep.

Cuadro N° 13
Sistema generación, ESPH
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

Año	ESPH S.A	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
AFNORP T+1 2019	¢5 029,60	¢4 948,40	-¢81,20	-1,64%
AFNORP T+2 2020	¢42 492,55	¢43 178,28	¢685,74	1,59%
AFNORP T+2 2021	¢78 024,60	¢79 510,09	¢1 485,49	1,87%

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH S.A y Aresep.

Como se observa en los cuadros anteriores las diferencias respecto a lo solicitado por la empresa (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado "06. Base Tarifaria", específicamente en la carpeta 6.1.1 Auxiliar de Activos, archivo electrónico IE-RE-7746 Base T Generación) obedece a los siguientes aspectos:

- ✓ La empresa no incluye en el cálculo del AFNOR ni del AFNOR-P para la base tarifaria del año base 2018, la proporción correspondiente a planta general por un monto de ¢125,6 millones.
- ✓ Se presentan diferencias en montos de activos al costo y revaluados para los años 2019, 2020 y 2021, debido a diferencias en las adiciones y retiros

indicados por ESPH y los determinados por el equipo de inversiones de la IE indicados detalladas en la sección “Análisis de inversiones”.

- ✓ El gasto por depreciación de los periodos 2020 y 2021 indicado por ESPH, se encuentra sobrevaluado, lo que lleva a una subvaluación en el AFNOR, esto debido a un error en la fórmula de cálculo de la depreciación, ya que en lugar de tomar el activo al costo del año anterior como se indica en la metodología de cálculo, se toma el activo del año actual.
- ✓ ESPH emplea en el cálculo del gasto por depreciación al costo y revaluada de planta corporativa el porcentaje de asignación de 33,85% correspondiente a distribución, siendo lo correcto el 8,34% de generación, lo que lleva a una sobrevaluación de dichos gastos por depreciación y por lo tanto a una subvaluación del AFNOR total.

i. Depreciación:

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior del cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 14
Sistema generación, ESPH
Cálculo de la depreciación del periodo
2019, 2020 y 2021
(Datos en millones de colones)

Gasto por depreciación al costo	2020	2021
Depreciaciones Propiedad Planta y Equipo al costo	¢1 010,46	¢3 376,59
Amortización gasto concesión Tacares	¢466,14	¢466,14
	¢1 476,60	¢3 842,73
Monto solicitado por ESPH S.A	¢3 219,98	¢3 959,35
Diferencia	-¢1 743,38	-¢116,61

Gasto por depreciación revaluada	2020	2021
Depreciaciones Propiedad Planta y Equipo revaluadas	¢70,69	¢70,69
Monto solicitado por ESPH S.A	¢73,15	¢72,98
Diferencia	-¢2,45	-¢2,28

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

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la empresa (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “06. Base Tarifaria”) en un monto menor total de ¢1 745,83 millones, y ¢118,90 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente, por las siguientes razones:

- ✓ La fórmula de cálculo de la depreciación de los periodos 2020 y 2021 por parte de ESPH realizado mediante el formulario IE-RE-7746 Base T Generación de ESPH (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “06. Base Tarifaria” específicamente en la carpeta 6.1.1 Auxiliar de Activos), toma por error el activo al costo del periodo que se está calculando más el porcentaje de adiciones y retiros correspondientes, cuando lo correcto según la IE-RE-7746 oficializada en la RE-032-IE-2018, es tomar el activo al costo del periodo anterior más el más el porcentaje de adiciones y retiros correspondientes, lo cual lleva a una sobrevaluación del gasto por depreciación de los activos fijos en los datos de ESPH en un monto de ¢1 681,15 millones y ¢63,43 millones para el 2020 y 2021 respectivamente.
- ✓ La asignación del gasto por depreciación al costo y revaluado de la planta corporativa correspondiente al sistema de generación por parte de ESPH asigna por error el porcentaje de 33,85% correspondiente a distribución y no el 8,34% de generación, lo que lleva a una sobrevaluación de dichos gastos por depreciación.
- ✓ Se incluye como parte del gasto por depreciación de los periodos en análisis propuesto por ESPH, los siguientes rubros no contemplados por Aresep en el cálculo del gasto por depreciación:
 - “Pérdida en venta y retiro de activos” por el monto de ¢0,185 millones para el año 2020, rubro que se considera como un gasto independiente de estimación de costos y gastos para los periodos de solicitud tarifaria.
 - Proporción asignada de depreciaciones de gastos generales y administrativos por los montos de ¢46,56 millones y ¢41,21 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente, la cual no es atribuible debido a que, como parte del cálculo del gasto por depreciación de los periodos en análisis, se considera la porción asignada de la planta general.
 - El cálculo de depreciación tanto al costo como revaluado de Aresep, no contempla la amortización de activos intangibles, la cual es considerada en el apartado de estimación de costos y gastos para los periodos de solicitud tarifaria.

f. Análisis financiero

i. Criterios regulatorios aplicados

Los criterios utilizados por la IE para analizar la presente solicitud tarifaria del servicio de generación son los siguientes:

- *Garantizar el equilibrio financiero del sistema de generación bajo el principio del servicio al costo.*
- *Procurar el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, necesarios para prestar en forma óptima del servicio público de generación de energía eléctrica.*
- *Para el análisis de los gastos, se utilizó como referencia la liquidación tarifaria del 2018 que se tramitó por esta Intendencia bajo el expediente ET-022-2019, con sus respectivas hojas de trabajo, así como las justificaciones, respaldos e información relevante aportada por ESPH en el presente estudio tarifario.*

ii. Diferencias en el cálculo resultado del análisis de la información remitida por la empresa:

- **Análisis de costos y gastos:**

La información referente a costos y gastos se encuentra en el folio 28, en un archivo comprimido dentro del capítulo 7 y posteriormente información aclaratoria enviada en el folio 86.

En el análisis de la información se determina que ESPH en el cálculo de la depreciación del año 2020 cometió un error en la fórmula, por lo que obtuvo un monto superior, utilizándolo en el estado de resultados tarifario para su solicitud, provocando que la pretensión inicial de -4,76% se hubiese convertido en una pretensión de -17,58%, esta Intendencia en cumplimiento a la normativa vigente efectúa las correcciones que derivan en una disminución de 20,95% para el periodo 2020 y un incremento de 14,41% para el 2021.

Según el análisis realizado en el siguiente cuadro se detallan las principales variaciones entre lo solicitado por ESPH y lo otorgado por esta Intendencia.

Cuadro N° 15
Sistema de Generación, ESPH, S.A.
Variaciones del estado de resultados
Millones de colones

DESCRIPCIÓN	2020			2021		
	ESPH	ARESEP	Diferencia	ESPH	ARESEP	Diferencia
Ingresos por Ventas	12.860,45	10.490,93	(2.369,52)	15.223,33	13.996,75	(1.226,59)
Costos de operación y mantenimiento	4.851,21	4.848,26	(2,95)	4.652,22	4.651,28	(0,94)
Gastos administrativos	360,61	331,80	(28,81)	362,07	334,98	(27,09)
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	3.219,98	1.476,60	(1.743,38)	3.959,35	3.842,73	(116,61)
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	73,15	70,69	(2,45)	72,98	70,69	(2,28)
Canon de Regulación	19,92	21,66	1,74	20,51	22,31	1,80
Canon del Agua	195,18	195,12	(0,07)	199,05	198,99	(0,07)
Otros gastos IVA	680,72	676,36	(4,36)	655,03	651,17	(3,86)

Fuente: Generación propia con la información de ESPH.

✓ **Operación y mantenimiento:**

Para esta cuenta las variaciones son mínimas ya que las cuentas que tenían mayor peso y un aumento superior a la inflación se debía a gastos extraordinarios que presento el petente con las justificaciones correspondientes, los ajustes se hicieron por aquellas cuentas que utilizaban inflación y los gastos extraordinarios que la empresa les aplicaba este parámetro cuya diferencia mínima con el petente es de solo 0.05% el total de gastos reconocidos fue de un monto ₡4 848,26 y ₡4 651.28 para los años 2020 y 2021 respectivamente.

✓ **Gastos Administrativos:**

Con los gastos generales y administración aplicados, en el 2019 en algunas cuentas como capacitación se consideraba para la proyección de julio a diciembre el saldo a junio por los meses estimados sin embargo en los meses reales se presentaban gastos de naturaleza no recurrentes y no se excluían de la estimación, lo mismo se presentó en el cálculo del 2020 al considerar el total 2019 y no excluir los movimientos no recurrentes o extraordinarios de igual manera en el 2021, adicional para la estimación de los gastos aplicados se consideró cuentas como depreciaciones, amortizables, comisión cobro a abonados pero estas partidas se presentan aparte en el estado de resultados tarifario por lo que se duplicaban en la proyección tarifaria, y esto significa un monto de -₡30,57 millones (-1%) y de ₡12.66 millones (1.0%) para los años 2020 y 2021 respectivamente.

✓ **Canon de regulación:**

Se reconoce el canon para el año 2020 por ₡21,66 millones, basado en la publicación según Alcance N° 259 a la Gaceta N° 221 del 20-11-2019, y la asignación de los ingresos según estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018, para el año 2021 se le aplica la inflación determinada por la IE a saber un 3% quedando un monto de ₡22,31 millones para ese año.

✓ **Canon de aguas:**

De acuerdo con lo indicado en el oficio DA-1478-2019 del día 24 de octubre del 2019 y conforme al decreto N°32868-MINAE, se reconocen los montos correspondientes a los años 2020 y 2021es de ₡23,66, ₡195,12 millones y ₡198,99 millones de colones respectivamente.

iii. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis correspondiente al rédito para el desarrollo, el cual corresponde a un 5,87% para los periodos 2020 y 2021, se concluye que el servicio de generación que presta ESPH, requiere una disminución en los ingresos por ₡2 780,21 millones para el 2020 y un aumento de ₡1 763,39 millones para el 2021, esto representa una disminución de 20,95% y un aumento de 14,41% para los años 2020 y 2021 respectivamente en la estructura de costos y gastos sin combustible, el cual entraría en vigor a partir del 1 de enero del 2020.

De esta forma se mantiene el criterio de Aresep para la entrada en vigor de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigor que establece la metodología de Costo Variable de Generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).

III. CRITERIO SOBRE LA APLICACIÓN DE BANDAS EN LAS TARIFAS DE GENERACIÓN, MEDIA TENSIÓN Y MEDIA TENSIÓN B.

De conformidad con la petición tarifaria propuesta por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, y en la cual incorpora el establecer la tarifa de Generación, Media Tensión (T-MT) y Media Tensión b (T-MTb) como un precio tope o superior, esta Intendencia, procedió al análisis de esta bajo el cuerpo metodológico y marco legal existente (Ley No. 7593).

I. Análisis legal:

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como, autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio.

Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. *En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno*

automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP 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 (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado no es del original).

Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta. De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará 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.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas

especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean

reglamentados.

c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”

La facultad técnica de la Aresep, para establecer la metodología del sistema de bandas, ha sido analizada y reiterada, por la Sala Primera en la sentencia N° 000506-F-S1-2010, dictada a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010, y por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, mediante la sentencia N° 78-2016-IV, dictada a las 8:20 horas del 7 de setiembre de 2016, la cual estableció en lo de interés:

“(…) En apego a lo anterior, es la Aresep quien tiene la competencia para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5º de la Ley N° 7593, incluyendo la energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5º inciso a) de la Ley N° 7593), para lo cual ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes. En el presente caso, la Aresep adoptó un sistema de banda tarifaria para el sector industrial, mediante las resoluciones N°152-2011 de las 14:15 horas del 10 de agosto de 2011, adicionada con la resolución N°RJD-161-2011 de las 15 horas del 26 de octubre de 2011 y actualizada por la resolución N° 796-RCR-2012 del 16 de marzo de 2012, publicada en La Gaceta N° 92 del 14 de mayo de 2012. (…)

En criterio de este Tribunal la Aresep se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado. Se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública del ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del artículo 31 de la Ley 7593. (…)

En el particular, el sistema de bandas tarifarias escogido por Aresep y adoptado mediante las resoluciones N°152-2011, N°161-2011 y N°796-RCR-2012, se encuentra debidamente motivado en el marco normativo y en los estudios técnicos expuestos en el contenido de las resoluciones indicadas (véase el hecho probado número 16). Este Tribunal entiende que la metodología del sistema de bandas creada por Aresep lo es para todo el sector industrial de generadores privados de energía, con lo cual se suprime la fijación tarifaria individual para cada empresa vendedora y se sustituye por una variedad de tarifas promedio para el sector a escogencia del vendedor, esto es generador privado. Dicho sistema de bandas, corresponde al ejercicio de la potestad discrecional técnica de la Aresep, con amparo en la ley y bajo el fundamento de estudios técnicos contenidos

en las resoluciones que le dan vigencia a la metodología, por ende la fijación tarifaria del sector se estima que es conforme a derecho.”

Aunado a lo anterior, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-17-2016 del 8 de febrero de 2016 “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, dispuso en lo de interés:

“En el caso particular del servicio público de electricidad y en particular, en el segmento de generación de este bien, la Autoridad ha establecido un conjunto de métodos de regulación que permiten establecer precios o tarifas de acuerdo con la fuente de generación del bien, entre otras: las fuentes hídricas, eólicas, térmicas, biomasa, solar. En el mercado, la oferta de generación se da por actores privados, públicos, cooperativas, procurando que se utilicen de la mejor manera posible, distintos procesos de producción que están relacionados con el tamaño de planta en la fuente del recurso, la generación de economías de escala y de ámbito, el uso eficiente de las innovaciones y mejoras tecnológicas y las mejores prácticas gerenciales. Por estos motivos, existe una dinámica en la oferta del mercado que hace que los costos y precios cambien intertemporalmente con estas mejoras. Todos estos elementos, son objeto de estudio, análisis y revisión periódica de las metodologías tarifarias que realiza la Autoridad Reguladora.”

De acuerdo con lo establecido en los artículos 3, 4 inciso f), 5 inciso a), 6 inciso d) y 31 al 36 de la Ley N° 7593, numerales 4 inciso a) punto 2), 14, 15, 16, 17 y 41 del Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, artículo 6 inciso 16 del RIOF, artículo 14 de la Ley N° 7200, numeral 20 del Decreto Ejecutivo N° 37124-MINAET, artículo 23 y 26 del “Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos”, Decreto 29847-MP-MINAE-MEIC, corresponde a la Aresep, fijar los precios y tarifas de dichos servicios públicos, así como establecer las metodologías o modelos tarifarios que las determinarán.

II. Análisis técnico:

De acuerdo con lo definido en la metodología tarifaria aprobada mediante la resolución RJD-139-2015, correspondiente a “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos, municipales de cooperativas de Electrificación Rural”, publicada en el Alcance Digital No 63 del diario oficial La Gaceta el 10 de agosto del 2015, la cual establece en su punto V. Alcance:

“(…)

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los

operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el procedimiento de cálculo de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.”

Tal y como se indica en el Alcance de la metodología tarifaria, se fundamenta en determinar el porcentaje de ajuste de los ingresos tarifarios, los cuales serán el insumo para definir el porcentaje de ajuste de cada una de las tarifas que comprende el pliego tarifario del sistema de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica respectivamente.

Dicho ajuste tarifario quedará sujeto a la utilización de la ciencia y la técnica por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que permita justificar si el ajuste tarifario propuesto debe de realizarse en proporciones homogéneas o diferenciadas para cada una de las tarifas que componen el pliego tarifario. De igual manera, es importante indicar que la incorporación, eliminación, modificación de las tarifas y descripción podrán ser propuestos por las empresas reguladas en sus respectivas solicitudes tarifarias de acuerdo con lo que establece el artículo 30 de la Ley de la Autoridad reguladora.

Siguiendo con lo señalado, la ESPH solicitó mediante las peticiones tarifarias contenidas en los expedientes ET-080-2019 y ET-081-2019, solicitó lo siguiente: i) que la tarifa de generación de energía eléctrica sea tope o límite superior, ii) aprobar y actualizar la tarifa de Media Tensión b, iii) definir las tarifas de Media tensión (T-MT) y Media Tensión b (T-MTb) como tarifas tope o límite superior.

De acuerdo con la propuesta de flexibilizar la estructura tarifaria del sistema de generación y distribución que presta ESPH, la Intendencia de Energía procedió a analizar la información aportada por la petente, así como, las condiciones técnicas asociadas a lo pretendido, de tal manera que se disponga de un criterio técnico sustentado para aprobar o rechazar lo solicitado como parte de la petición tarifaria.

En este sentido, es criterio de este Ente Regulador que la dinámica actual de la tecnología ha obligado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a llevar a cabo ciertas transformaciones en la forma como se conceptualiza el servicio de

electricidad, desde partir que las áreas de concesión ya no son monopolios, dada la competencia por parte de otras fuentes energéticas como el Gas Licuado de Petróleo, generación distribuida, gas natural, entre otras, provocando con esto, que la demanda de energía presente un comportamiento con tendencia a la baja o constante en los últimos años.

A la luz de lo anterior, la Aresep es consciente de lo señalado y ha implementado cambios significativos en las normas técnicas de tal manera que sean habilitantes ante esas disrupciones tecnológicas, de tal manera que les permita a las prestadoras de los servicios públicos gestionar y reaccionar en tiempo ante los cambios que demanda el sector productivo, comercial y residencial. Es por esto que, el disponer de pliegos tarifarios flexibles, tales como los solicitados por ESPH, se enmarcan como parte de las políticas públicas establecidas en el Plan Nacional de Energía de buscar mayor eficiencia y competitividad en las tarifas eléctricas.

De acuerdo con lo anterior, es fundamental para la implementación de una mayor flexibilidad por medio de establecer una banda tarifaria para las tarifas de generación y las tarifas de Media tensión y Media Tensión b en el sistema de distribución que presta ESPH, que estas complementen dichos beneficios con gestiones encaminadas en disponer de un sistema de contabilidad de costos por nivel de tensión (baja tensión y mediana tensión), de tal manera que se disponga de señales concretas para determinar el costo marginal en la prestación del servicio, la cual va de la mano con un proceso de asignación eficiente y eficaz de los costos por actividad.

Adicionalmente, es importante que el éxito de la implementación de una tarifa bajo la modalidad de bandas se centra en gestionar el desarrollo de la etapa de comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras, ya que les permitirá discernir la implementación de tarifas diferenciadas para una industria de acuerdo con las condiciones de demanda de energía, eficiencia energética, crecimiento futuro, empleo, demanda nocturna, entre otros factores.

Todo lo anterior, tiene sustento práctico en el tanto las empresas distribuidoras y generadoras de energía eléctrica puedan aprovechar el potencial energético identificado, el cual al día de hoy no es aprovechado, cómo, por ejemplo, el agua no turbinable como resultado de una demanda energética decreciente en el transcurso del día o la noche, lo cual trae consigo costos operativos elevados, el repago de los costos fijos asociados a proyectos de largo plazo en periodos mayores, utilizar las plantas de generación a una menor capacidad de su potencial, etc. siendo este un insumo fundamental para lograr eficiencias en el uso de los recursos que podría generar márgenes de maniobra para disponer de precios y tarifas más competitivas.

En este sentido, la Aresep es clara en que no existe inconveniente legal ni técnico en aprobar la aplicación de bandas tarifarias en el sistema de generación y en las tarifas de Median Tensión y Media Tensión b, dado que no riñe con el

marco metodológico vigente y se convierte en un elemento más para promover la eficiencia operativa y una mayor competitividad en el mediano plazo.

[...]

V. CONCLUSIONES:

1. La empresa solicitó ajuste del menos -4,76% para el año 2020 y un aumento del 21,87% para el 2021, para el servicio generación que presta.
2. Al realizar la valoración técnica de la propuesta, se logró determinar que la empresa dentro de cálculo de la base tarifaria cometió un error al momento de calcular la depreciación. Al corregir este error, con el propósito de registrar la depreciación como corresponde, se advierte que el ajuste que debió incluir en su pretensión inicial, para el 2020, era de -17,58%.
3. Del análisis resultaron diferencias respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste, donde sobresalen los siguientes rubros:
 - a. Los resultados de la liquidación tarifaria que se reconoció bajo el expediente ET-022-2019, presentan datos con cambios de los drivers de asignación de la contabilidad regulatoria, respecto a los utilizados para resolver la resolución indicada, dificultó la comparabilidad para el análisis entre los datos reales y los estimados.
 - b. El cálculo realizado por ESPH para la determinación del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP), presenta un error, lo que provocó que el resultado correspondiente a depreciación determinado por los funcionarios de la IE fuera menor en ¢1 731,69 millones para el año 2020, respecto al calculado por la empresa.
 - c. Con los gastos generales y administración aplicados, en el 2019 en algunas cuentas como capacitación, se consideraba para la proyección de julio a diciembre el saldo a junio por los meses estimados, sin embargo en los meses reales se presentaban gastos que no eran recurrentes y no se excluían de la estimación, lo mismo se presentó en el cálculo del 2020 al considerar el total 2019 y no excluir los movimientos no recurrentes o extraordinarios, de igual manera en el 2021, adicional para la estimación de los gastos aplicados se consideró cuentas como depreciaciones, amortizables, comisión cobro a abonados pero estas partidas se presentan aparte en el estado de resultados tarifario por lo que se duplicaban en la proyección tarifaria, y esto significa un monto de - ¢28,81 millones (-1%) y de ¢14,47 millones (1%) para los años 2020 y 2021 respectivamente.

4. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone una disminución de un -20,95% para el año 2020 y un aumento de 14,41% para el año 2021 en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta ESPH para el periodo que comprende del 01 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020, y del 1 de enero de 2021 en adelante.

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0146-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

El oponente indica lo siguiente acerca del expediente ET-080-2019:

I. Coadyuvancia:

El oponente indica que desea coadyuvar en dos aspectos:

- a. *Que se incluye la tarifa T-MTb incluyendo las empresas certificadas en ISO 50001*
- b. *Que por primera vez se solicita fijar una tarifa máxima o tarifa tope, que puede cobrar ESPH, de modo que si logra reducir esa tarifa a un cliente o grupo de ellos, queda autorizada para hacerlo y que le parece importante de cara a la flexibilización de las tarifas en beneficio del consumidor.*

Petitoria:

Solicita a Aresep la aprobación tanto de la T-MTb como la propuesta de tarifa tope.

Al respecto, en relación con la coadyuvancia presentada relacionada con la creación de la tarifa T-MTb, se le indica a la Cámara de Industrias de Costa Rica que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la conformación de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios

que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, como consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora recomienda la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por la ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas, localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se modifica la descripción de la tarifa con el fin de extender su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

En este mismo sentido, en atención a lo solicitado por ESPH, se autoriza el establecimiento de la tarifa tope, valoración que se detalla en el apartado correspondiente del informe técnico.

II. Diferencia T-MT

Le llama la atención al oponente que la tarifa solicitada por ESPH para T-MT sea superior a la vigente en CNFL y ICE, ya que ESPH siempre ha brindado mejores tarifas que CNFL.

Petitoria:

Solicita se revise la situación del por qué se está revirtiendo las tarifas de media tensión en ESPH. En caso de un factor de carga del 90% habría una diferencia del 10% más caro la ESPH que el ICE.

Al respecto, se le indica a la Cámara de Industrias de Costa Rica que, como es de su conocimiento, cada una de las empresas eléctricas que integran el SEN presta el servicio de suministro de energía eléctrica en una zona de concesión geográfica con características propias, en donde la dinámica de ese mercado, reflejado en el comportamiento y tendencia del consumo de sus usuarios, abonados y sectores de consumo, incide en los costos, gastos e inversiones en que debe incurrir la empresa para garantizar la prestación del servicio.

No obstante, en atención a lo manifestado por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todas las variables que, de conformidad con lo establecido en la metodología aplicable, determinan los precios y tarifas del sistema de distribución de ESPH. Lo anterior con el fin de velar por el cumplimiento del principio al costo y de, manera simultánea, por los criterios técnicos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad dictados para orientar la prestación óptima del servicio.

La Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, razón por la cual realiza un análisis detallado de las justificaciones e información de respaldo presentada por la empresa, precisamente para evitar que se incorporen gastos excesivos o desproporcionados, no relacionados con la prestación del servicio público.

En el informe técnico consta el análisis técnico realizado y los ajustes aplicados por la Autoridad Reguladora, decisiones que se reflejen finalmente en los ajustes recomendados.

III. Estado de resultados

Indica el oponente que del análisis del estado de resultados conforme a la contabilidad regulatoria se observa:

- a. Aumento en el gasto por compras en 2021 del 9%.*
- b. Aumento del 27% de gastos de operación y mantenimiento en el año 2019.*
- c. Aumento del 18% en gastos administrativos en el año 2020.*
- d. Los gastos de depreciación aumentan un 21,9% en el 2020.*
- e. Para el 2021, le llama la atención el aumento en compras de energía y potencia que provocan un aumento en el costo total de operación del 8%.*

Petitoria:

Solicitan a Aresep revisar los rubros de costo y gasto que presentan porcentajes que salen de proporción, para garantizar que se cumpla con la Ley 7593 que establece que en las tarifas solo se incluyan los gastos o costos requeridos para brindar el servicio.

En atención a la petitoria de la Cámara de Industrias de Costa Rica, tal y como ha sido detallado en el punto anterior, durante el análisis tarifario que da sustento a la petición presentada por ESPH, los equipos técnicos de la Autoridad Reguladora realizan un análisis integral del Estado Regulatorio, para valorar la información real y las estimaciones de ingresos, costos, gastos e inversiones, así como de las justificaciones y documentación de respaldo presentada por la empresa eléctrica.

Al respecto, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, razón por la cual realiza un análisis detallado de las justificaciones e información de respaldo presentada por la empresa, precisamente para evitar que se incorporen gastos excesivos o desproporcionados, no relacionados con la prestación del servicio público.

Como consta en el informe técnico, durante el análisis de todos los gastos operativos y administrativos, la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aceptar, modificar o rechazar lo pretendido por la empresa. Las decisiones tomadas, en apego a lo establecido en la metodología y criterios técnicos aplicables, explican por qué lo recomendado finalmente por la Autoridad Reguladora difiere de la petición inicial presentada por la empresa.

2. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378:

El oponente indica que se opone a la solicitud presentada por ESPH para ajustar las tarifas tramitadas en el expediente ET-080-2019.

En términos generales, la oponente solicita a la Aresep que el estudio, análisis y la fijación tarifaria, se realice acorde a la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de las y los habitantes del país, considerando la situación que afrontó la sociedad durante el año 2019 y las perspectivas 2020, todo en procura del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica.

El oponente menciona los porcentajes solicitados por ESPH para los años 2020 y 2021, así como las razones de dicha petitoria y la misma consiste en ajustes anuales no acumulativos, además manifiesta a la Aresep su desacuerdo en peticiones de varios periodos ya que estas atentan contra la fiscalización y participación ciudadana en la operación del servicio ya que en un solo acto se establecen niveles tarifarios para varios años futuros.

Además, el oponente hace mención sobre lo indicado por el Regulador en el Congreso Nacional de Regulación, respecto a los ejes transversales y el nuevo enfoque regulatorio establecidos por Aresep e insta al Regulador para que garantice la coherencia de acción con este nuevo enfoque, de tal manera que en esta solicitud solamente se considere la fijación tarifaria del 2020, con el fin de que la empresa cumpla con el mandato legal de presentar cada año a la Aresep y al escrutinio público, el estudio ordinario respectivo para cada año indicado en la petición.

El oponente realiza una revisión del ajuste solicitado para el 2020 e indica, que ESPH para alcanzar el rédito debe solicitar un aumento del 10,4%, pero por la restructuración de la tarifa de media tensión se debe adicionar un 2,01%, por eso el incremento del 12,36%. Además, indica que este aumento es superior a la inflación proyectada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) para el 2020 que ronda el 3%.

El oponente menciona los ingresos adicionales, para los años 2020 y 2021, necesarios para alcanzar el rédito, y que esto se debe a la variación en la estructura de costos y recuperación del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

De lo anterior, el oponente está en contra del traslado del IVA en la estructura tarifaria, dado que aún no se cuenta con una metodología aprobada por la Aresep para determinar la afectación en los costos de la energía para el usuario final, ya que este tema se encuentra en estudio según expediente ET-094-2019 y la audiencia se programó para el próximo 25 de noviembre, por lo que considera que no es posible el reconocimiento del IVA estimado en esta solicitud, ya que la metodología para tales efectos no ha sido aprobada.

El oponente hace un análisis de los costos y gastos y solicita a la Aresep una revisión exhaustiva de la proyección de éstos para los años 2020 y 2021, y menciona los de mayor crecimiento, e indica que la inflación estimada por el BCCR es del 3% para dicho periodo y que la acumulada a octubre 2019 es del 1,43%, y menciona una serie de costos y gasto que tienen discrepancias considerables en su crecimiento.

Indica el oponente que la práctica de forzar los resultados a un rédito introduce rigidez innecesaria en la política tarifaria y condiciona el ajuste al resultado de la aplicación de una fórmula matemática preestablecida y que solo involucra variables financieras y no así variables coyunturales, socioeconómicas, políticas y culturales. Lo anterior deja de lado los aspectos socioeconómicos y coyunturales que el Regulador destacó en el “II Congreso Nacional de Regulación y I Congreso Regional: desafíos para los Objetivos de Desarrollo Sostenible”.

Por lo anterior, el oponente solicita a la Aresep, una revisión de las metodologías tarifarias vigentes que estén en el ámbito de su competencia, y que se cumpla (entre otros) lo dispuesto en los artículos 4 y 31 de la Ley 7593, además que el análisis de la solicitud se realice según lo expuesto por el señor Regulador y que se cumpla con los criterios del nuevo enfoque que establece como centro de la regulación a la persona usuaria.

El oponente llama la atención de la Aresep en cuanto a la disponibilidad del expediente, ya que estaba en el sitio web pero no fue posible acceder a algunos de los archivos comprimidos (formato zip) por lo que tuvieron que apersonarse a las oficinas de la Aresep, cosa que no todos tienen esta posibilidad, por lo que recomienda a la Aresep, que una vez que suba los archivos de las diferentes audiencias públicas, realice una revisión para verificar que los archivos se puedan acceder y abrir de forma remota para que no se dé una limitación de acceso a la información.

Indica el oponente que con base a los argumentos expuestos anteriormente, se opone a la solicitud presentada por ESPH para ajustar las tarifas del sistema de distribución, consignada en el expediente ET-080-2019.

En atención a lo expuesto por la Defensoría de los Habitantes, es necesario aclarar, en primer lugar, que las empresas eléctricas, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593 tienen la potestad de presentar al menos un estudio tarifario por año. Sin embargo, como consta en muchos otros estudios tarifarios ordinarios tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni la metodología limita la posibilidad de que la tarifa resultante sea aplicable para períodos superiores a un año. Además, de considerar que la metodología vigente permite, mediante el mecanismo de liquidación, atender desviaciones que podrían registrarse, sea a favor de los usuarios o favor del prestador.

De manera complementaria, se le indica a la Defensoría de los Habitantes que la Autoridad Reguladora reconoce la necesidad de que todo estudio tarifario sea valorado de manera integral, teniendo claro el contexto socioeconómico y ambiental dentro del cual se realiza la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, considerando que la Autoridad Reguladora debe armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En efecto, como señala el oponente, la Autoridad Reguladora debe velar no sólo por el cumplimiento del principio al costo sino también por los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad establecidos para orientar la prestación óptima del servicio. En este sentido, se aclara que la fijación de tarifas para dos años, según lo solicitado por la empresa, no limita ni debilita las potestades de fiscalización que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora.

Por tratarse de un estudio ordinario, se reitera que la Autoridad Reguladora realiza, como corresponde, un análisis riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y justificaciones presentadas, con el propósito de evitar que se incorporen en el cálculo de la tarifa costos y gastos desproporcionados, excesivos o no relacionados con la prestación del servicio público.

Por otro lado, se aclara que en el informe técnico de detalla, de conformidad con lo establecido en la metodología, el tratamiento que corresponde realizar al rédito para el desarrollo, de manera consistente con lo actuado en estudios tarifarios previos tramitados para todas las empresas eléctricas que integran el SEN. Asimismo, como se ha resuelto en peticiones similares presentadas por otras empresas eléctricas, en el informe técnico consta el tratamiento dado a la petición de ESPH, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb para la atención de las necesidades de empresas electro intensivas, incluidas las certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

En lo que respecta a la aplicación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), es necesario señalar que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas, tienen la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Sin embargo, se aclara a la Defensoría de los Habitantes que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios, para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

Por último, se le indica al oponente que el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) coordina actualmente una Fuerza de Tarea, conformada con el propósito de realizar una revisión integral de las metodologías aplicables al sector eléctrico, con el propósito de identificar oportunidades de mejora y proponer a la Junta Directiva una reforma que, cuando esté definida, será sometida al mecanismo de audiencia pública para valoración y conocimiento de todas las partes interesadas.

3. ICU Medical Costa Rica Ltda., cédula de personería jurídica 3-012-453013, representada por el señor Isaías González García, cédula de identidad 1-663-0628:

Indica el usuario que su posición es a favor de la propuesta por ESPH según expedientes ET-080-2019 y ET-081-2019, e insta que se apruebe a la brevedad posible la tarifa T-MTb.

El coadyuvante indica que la tarifa T-MTb cumple con el decreto N° 40509-MINAE-MTSS y que ICU Medical compite con otras empresas alrededor del mundo e internamente dentro de su corporación.

El coadyuvante presenta una tabla donde muestra tarifas que se dan en Estados Unidos e indica que el promedio de la tarifa para clientes industriales es de 6,8 centavos de dólar por kWh y que para el próximo año ellos le van a pagar a ESPH una tarifa promedio de 12,9 centavos de dólar por kWh, lo que representa el doble que en las otras plantas de la corporación y esto es una desventaja competitiva que les dificulta poder crecer en el país.

Indica el coadyuvante que si se aprueba la tarifa T-MTb representaría una mejora significativa para competir internacionalmente, por lo que solicita que se apruebe esta tarifa para acceder a ella a partir de enero 2020.

Al respecto, en atención a la coadyuvancia presentada, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb solicitada por ESPH, se le indica a ICU Medical Costa Rica Ltda que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el SEN, producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la

conformación de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, según consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora ha recomendado la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por la ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se precisa en la descripción de la tarifa su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

4. Asociación de Grandes Consumidores de Energía, cédula de personería jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, cédula de identidad 4-0138-0436:

El usuario menciona la solicitud de ESPH de incluir la tarifa T-MTb en su pliego tarifario con el objetivo de coadyuvar al Gobierno de la República a lograr la reactivación del país.

El usuario indica que la electricidad es utilizada tanto como insumo para el sector productivo como un bien de consumo final y menciona que muchos países establecen diferencias en el precio cuando esta se utiliza para producir riqueza y la utilizada en otros sectores.

El usuario muestra un gráfico con tarifas de otros países y determina que el ofrecer tarifas competitivas al sector productivo tiene una ventaja ya que incrementa la demanda nacional y diluyen los costos fijos del sistema para los otros sectores, pero en Costa Rica las tarifas promedio de los clientes conectados en media tensión son más altas que en el sector residencial, lo cual afecta la competitividad.

El usuario realiza un cálculo para demostrar la diferencia entre los costos de electricidad para empresas nacionales respecto a industrias instaladas en otros países y obtuvo como resultado que en otros países el costo promedio es de 9,9 USc/kWh y en Costa Rica 14,60 USc/kWh.

El usuario indica que la pérdida de competitividad del sector productivo provoca crecimiento en el desempleo y disminución en el consumo eléctrico, además hace mención del plan de expansión de la generación del 2011, donde se estableció instalar más plantas considerando una demanda para el 2018 en 13 693 GWh y la realidad fue de 11 115GWh y esto evidencia desaceleración de crecimiento en la demanda del sector.

Por lo anterior, el usuario indica que la propuesta que presenta ESPH de ofrecer una tarifa T-MTb al sector productivo nacional, se convierte en una excelente estrategia para lograr mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada del sistema nacional de generación.

Petitoria:

- 1. Incorporar la tarifa T-MTb en el pliego tarifario de ESPH, tal y como ha sido solicitado.*

Al respecto, en atención a la coadyuvancia presentada, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb solicitada por la ESPH, se le indica a la Asociación de Grandes Consumidores de Energía, que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el SEN, producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la presencia de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, según consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora recomienda la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se precisa en la descripción de la tarifa su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética. En efecto, se trata de empresas que, por su naturaleza, contribuyen a la generación de empleo.

5. Juan Manuel Tirado Molina, portador de la cédula de identidad número 08-0117-0269:

Indica el oponente que la Ley 7593 establece que los prestadores de servicios públicos están obligados a presentar por lo menos una vez al año el estudio ordinario, por lo tanto la presentación de ESPH, por dos años (2020-2021), de forma no se podría hacer. Además, el oponente indica que se involucra el tema del IVA y que no existe una metodología aprobada para el cálculo del mismo.

El oponente menciona las fórmulas CAPM y WACC y que esto establece una fórmula de cálculo por periodicidad, por lo que no debieron presentar la solicitud del 2021 hoy.

Indica el oponente que cuando se hace presentación en generación no se incorpora IVA por los equipos que van a comprar, parece mantenimiento, por lo que el equipo no va a generar nada, y si es así, porque no hay un decrecimiento en los costos marginales.

Indica el oponente que Hacienda ha dicho que no tiene una metodología, para el IVA, que ni siquiera debería estar cobrándolo en el recibo, porque no hay metodología. Además, indica el oponente que el cálculo de distribución es un aumento que supera con creces el aumento de la inflación.

El oponente hace lectura de lo indicado por la Defensoría e indica sobre la reducción de fiscalización periódica por parte de los usuarios, además hace mención a que no es claro lo que incorpora la línea de mejora de planta y que los costos administrativos suben año con año, es decir aumentos de salarios y no se sabe si habrán pluses que vamos a pagar los usuarios, por lo que del aumento, un 87% corresponden a costos que no se conocen y por IVA que no tiene reglamento.

Por último, el oponente indica que Aresep tendría que pensarlo muy bien, de aprobar leyes, empezando por el tema legal que la Ley 7593 dice los prestadores de servicios públicos están obligados a presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para fijación tarifaria del próximo año, no dice los próximos años.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le aclara que de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, los regulados tienen la potestad de presentar al menos un estudio tarifario por año. Sin embargo, como consta en estudios tarifarios ordinarios tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni la metodología limita la posibilidad de que la tarifa resultante sea aplicable para período superior a un año. Además, hay que tener presente que las metodologías vigentes permiten, mediante el mecanismo de liquidación, atender desviaciones que podrían registrarse, sea a favor de los usuarios o favor del prestador.

De manera complementaria, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora reconoce la responsabilidad de realizar un análisis integral de toda petición tarifaria, teniendo claro el contexto socioeconómico y ambiental dentro del cual se realiza la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, precisamente porque la Autoridad Reguladora debe armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En efecto, dada la obligación de vela por el cumplimiento del principio al costo, así como los criterios técnicos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad establecidos para orientar la prestación óptima del servicio, en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza una análisis riguroso y detallado. Además, se aclara que la fijación de tarifas para dos años, según lo solicitado por la empresa, no limita ni debilita las potestades de fiscalización que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora, tal y como como se ha resuelto en fijaciones similares presentadas por otras empresas eléctricas.

Por tratarse de un estudio ordinario, se reitera que la Autoridad Reguladora realiza, como corresponde, un análisis riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y justificaciones presentadas, con el propósito de evitar que se incorporen en el cálculo de la tarifa costos y gastos desproporcionados, excesivos o no relacionados con la prestación del servicio público.

En relación con tratamiento del rédito, se aclara que en el informe técnico de detalla lo actuado por la Autoridad Reguladora. Además, en lo que respecta a la aplicación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), es necesario señalar que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas, tienen la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. En este sentido, se le aclarara al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios, para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

6. Jonathan Prendas Rodríguez, portador de la cédula de identidad número 01-1049-0739:

El oponente indica que si la tarifa vigente es la del 2017 si se da un aumento.

Indica el oponente que el IVA no se puede cobrar ya que la metodología de aplicación debía ser generada por el Ministerio de Hacienda y la Aresep, y eso no ha sucedido, por lo que ESPH está actuando en contra del bolsillo de los habitantes donde prestan el servicio, y que el elemento técnico administrativo esta metodología aplicada en función de la solicitud ante Aresep, por lo que recomienda a la Aresep, nieguen esta solicitud y le digan a ESPH que tramite como corresponde en tiempo, forma y fondo esa solicitud, de acuerdo a las disposiciones administrativas y leyes vigentes.

Indica el oponente que los estados financieros no se pueden validar porque son mentira ya que tienen un pequeño gran detalle, se contabiliza el IVA, y eso no se puede estar cobrando, por lo que se debería devolver a los consumidores.

El oponente menciona que lo solicitado es un incremento sustancial en las tarifas y que se opone ya que hay mucho costo que no se ha transparentado, elementos que no se deberían cobrar y la metodología en la cual se está aplicando tiene vicios de aplicabilidad, por lo que es necesario que se vuelva hacer todo el proceso, y cuando lo traigan bien, verificar todo esté subsanado para ver si se aplica o no.

Indica el oponente que el aumento muy raro y que has tenido tarifas en este último año, que no dejan de ser sospechosas en el sentido que no tienen fundamento, que el IVA no tiene que estar cobrando, que la metodología tiene vicios sustanciales, y hay elementos que hacen un llamado para que administrativamente la Aresep, por la forma ni siquiera entre al fondo de esta solicitud.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas.

Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo, así como de las normas técnicas establecidas para regular la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que orientan la prestación óptima del suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara que al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Además, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

En el informe técnico se detallan los ajustes y criterios técnicos aplicados por la Autoridad Reguladora, específicamente lo relacionado sobre el fundamento de la petición tarifaria presentada por ESPH.

7. Bernal Lara Soto, portador de la cédula de identidad número 4-0077-0333:

El usuario menciona el proyecto Jorge Manuel Dengo y que la misma es exageradamente pequeña y que serviría para dar lecciones de electricidad a una escuela secundaria, además, indica el usuario que le sorprende que se va a invertir ¢1 400 millones y le solicita a ESPH que le indique cual es el costo-beneficio de esa inversión ya que podría ser más barato cerrarla.

En atención a lo manifestado por el oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos,

gastos, costos e inversiones, así como de la documentación de respaldo y justificaciones que dan sustento a la petición presentada por la empresa.

En materia de inversiones, la Autoridad Reguladora realiza, por medio de la IE, el seguimiento de todos los proyectos de inversión, tanto de los que se encuentran a nivel de factibilidad como en proceso de ejecución, con el propósito de asegurar que su tratamiento regulatorio, al momento de ser capitalizados, sea consistente con lo establecidos en las metodologías aplicables, así como para evitar el reconocimiento de costos y gastos que sean excesivos o desproporcionados. En el informe técnico se hace referencia al tratamiento regulatorio del proyecto indicado por el oponente.

8. Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula de identidad número 4-0102-00283:

Indica el oponente que está en contra del aumento de tarifas pretendido por la empresa, además que la convocatoria dice lo solicitado es del 12,36% y no un 4%, y que siempre se ha opuesto a que se hagan aumentos de dos en dos años porque la ley va en contra.

El oponente menciona el peaje que deben pagar las cableras por el uso de los postes y que ESPH nunca presenta un informe sobre esos ingresos, también hace mención de un informe de la Contraloría que indicaba la pérdida de \$16 000 millones y no existe ningún proceso en el Ministerio Público y que el señor Allan indicó que con un aumento del 4% en electricidad llevaba ese vacío.

El oponente menciona su inquietud de que la Aresep siempre ha sido muy afín a ESPH y que generalmente le aprueba lo que quiere, pero que esta vez espera se pare el asunto.

El oponente manifiesta su oposición absoluta a los aumentos y pide a la Aresep tome en cuenta sus observaciones.

En atención a lo señalado por el oponente, se le informa que la Ley 7593 ciertamente establece la potestad que tienen las empresas reguladas de presentar al menos una petición tarifaria al año. Sin embargo, como consta en distintos expedientes tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni las metodologías aplicables limitan la posibilidad de que las empresas soliciten la fijación de precios y tarifas por un período mayor a un año. En este sentido, en atención a las preocupaciones manifestadas por el oponente, se le indica que lo anterior tampoco limita la potestad de fiscalización y de seguimiento tarifario que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora.

Por otro lado, se le informa al oponente que desde el 2015 la Autoridad Reguladora inició la implementación del proyecto de Contabilidad Regulatoria en el sector energía, instrumento que le permite llevar un registro de las actividades

reguladas de las actividades no reguladas, precisamente para garantizar que en el cálculo de las tarifas relacionadas con el suministro de energía eléctrica se incorporen costos y gastos de otras actividades, como podría el ser el servicio de infocomunicaciones que presta ESPH.

El informe técnico confirma que la Autoridad Reguladora realiza un análisis riguroso y detallado, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y evitar la incorporación de costos desproporcionados o excesivos, al momento de realizar el cálculo de los precios y tarifas que corresponde cobrar a los abonados de ESPH.

9. Greivin Francisco Salazar Rojas, portador de la cédula de identidad número 2-0348-0781:

El usuario da un ejemplo acerca de la afectación de los aumentos de electricidad en su negocio comercial y las estrategias que debe hacer para que no le afecten mucho. Además hace mención del incremento del 22% y que esto atenta contra el comercio en general, y que ya aguantan más cargas de las que el Gobierno Central, ESPH, y considera que es bueno poner un alto.

En atención a lo señalado, se le informa al oponente que la Autoridad Reguladora tiene la obligación de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

Para tales efectos, de acuerdo con lo establecido en la ley y las metodologías aplicables, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado, analizado de manera integral todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, así como la documentación y justificaciones presentadas, precisamente para garantizar el cumplimiento del principio de servicio al costo, excluyendo los costos y gastos que sean considerados excesivos, desproporcionados o que no están relacionados con la prestación del servicio público.

En el informe técnico el oponente puede conocer el detalle del análisis realizado y las decisiones tomadas por la Autoridad Reguladora.

10. Bernardo Benavides, portador de la cédula de identidad número 4-0109-0708:

El oponente indica que se solidariza con lo expresiones dadas en cuanto a la aplicación en la metodología de fijación, de nueva fijación de la tarifa IVA.

El oponente hace mención del informe de la Contraloría General de la República (CGR), que indica que ESPH presenta debilidades en el control interno financiero relativos a la planificación y ejecución, control y seguimiento de la gestión financiera la colocó al presentar riesgos que dificulta asegurar razonablemente

la sostenibilidad financiera en mediano y largo plazo, especialmente a la situación deficitaria del negocio y distribución de energía eléctrica.

Indica el oponente que realizó cuestionamientos al aumento tarifario de tres meses, pidiendo medidas de mitigación y gradualidad en la aplicación de estos aumentos, y explicaciones de porque no se había publicado la audiencia correspondiente, si es que la hubo. Además, indica el oponente que sobre el tema la empresa emitió un boletín de prensa, indicando que antes de la publicación del informe al que me he referido, la empresa ya había tomado medidas para subsanar eventuales riesgos señalados por la CGR y dice que dentro de las acciones aplicadas por ESPH, la más importante fue la actualización de tarifas para el 2019 y el 2020; se cuestiona sobre quién estructura de costos, pregunto o a la Aresep para que lo tomen en consideración si en la estructura de costos, con la cual está justificando aparte de lo técnico este incremento tarifario se están cubriendo riesgos por mala administración financiera de la empresa, entonces es vía tarifas cómo se están corrigiendo problemas de administración financiera y se pregunta cómo se están corrigiendo los problemas de Administración que no sea por la vía tarifaria.

Indica el oponente que si hay que realizar ajustes de tarifas y están justificados y se demuestra que son necesarios y se demuestra que son técnicamente viables y procedentes; bueno si esos así, los ajustes se aceptan, y eso que causan un enorme efecto negativo a los ciudadanos a las empresas y a los emprendedores.

El oponente plantea a la Aresep, que es necesario que de previo a ajustar las tarifas cómo se están solicitando, se emita un informe que tome en consideración si se están subsanando vía tarifas problemas de administración financiera de esta entidad, y que esto es muy muy importante y que cautelarmente no se aplique ningún aumento; hasta tanto se determine esta situación que estoy planteando porque aquí no hay no solamente, un tema de numeritos y de cálculos de si procede o no el incremento tarifario, no, hay cuestionamientos sobre la administración financiera que la misma empresa está indicando en sus boletines; que los está subsanando vía aumento de tarifas y eso no se vale.

En relación con los argumentos y preocupaciones manifestadas por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, velando tanto por el cumplimiento del principio del servicio al costo como por el equilibrio financiero de la empresa, necesario para garantizar la continuidad en la prestación del servicio.

Por ello, durante la tramitación de todo estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimadas por la empresa, así como de la documentación y las justificaciones que respaldan la decisión. Lo anterior teniendo en

consideración que la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por la empresa eléctrica regulada, en este caso ESPH.

En el informe técnico que da sustento a este expediente, el oponente puede conocer el detalle de lo actuado por la Autoridad Reguladora, precisamente para velar porque en el cálculo de las tarifas solamente se incorporen los gastos, costos e inversiones relacionadas con la prestación del suministro de energía eléctrica que realiza ESPH.

11. Olga Margarita Murillo Gamboa, portadora de la cédula de identidad número 4-0126-0285:

Indica la usuaria que es una oposición y les pide a los profesionales de ESPH que la presentación no tiene ningún profesionalismo y que siente que fue una burla y considera que debe existir claridad cuando se presente ya que el informe no logra percibir con claridad cuáles son las razones costo inversión, cuáles son las razones y las justificaciones.

Además, indica la oponente que cuando se usa la norma de debe que explicar paso por paso, cuáles son los puntos que incluye esa norma o el cálculo de estas técnicas, ya que merecen esa explicación y hay que ponerlo en sencillo con pedagogía y con inclusión y con todo.

Considera la oponente que le pareció extraordinario lo de los consumidores de grandes energías ya que esto fomenta la inversión y el empleo.

La oponente hace mención de inversiones paralelas de ESPH y considera que deben saber que pasa con esas inversiones, si lo que venía a enriquecer y mejorar la calidad y la condición económica de una empresa.

La oponente indica que se opone a la forma de presentar la información porque es una burla y hace algunas sugerencias y algunas ideas para los profesionales de la empresa, de verdad ocupamos más seriedad y más respeto profesionalmente hablando.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

Así, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, se le informa al oponente que en el informe técnico consta el detalle del análisis técnico realizado con el fin de velar por el principio de servicio al costo y, en este contexto, evitar el reconocimiento de costos y gastos excesivos o desproporcionados.

12. Carlos Luis Garro Zamora, portador de la cédula de identidad número 4-0148-0253:

Indica el usuario que se opone a cualquier solicitud de aumento, y le quedó claro si es un aumento o una disminución e indica que ahora consume menos pero paga más y que no lo entiende.

El oponente hace mención de que la Contraloría cuestiona algunas inversiones y cuestiona los salarios de los funcionarios de ESPH.

El oponente cuestiona la presentación del informe e indica que no quedó claro y solicita que la justificación debe ser previa, además, indica que las convocatorias no deberían ser un día entre semana ni en hora laboral, debe hacer una hora más pragmática.

En atención a las preocupaciones manifestadas por el oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

Así, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, se le informa al oponente que en el informe técnico consta el detalle del análisis técnico realizado con el fin de velar por el principio de servicio al costo y, en este contexto, evitar el reconocimiento de costos y gastos excesivos o desproporcionados.

13. Margarita María Chaverri Miranda, portadora de la cédula de identidad número 4-0102-0649:

Indica la usuaria que se queja sobre la entra del IVA y expone de como aumento el pago del recibo de electricidad y que cuando se apersonó a que le explicaran, le indicaron que el IVA era un 13% y que además la electricidad había aumentado un 24% y que el aumento total en el recibo era del 34%.

Indica la oponente que cómo es posible que ahora que están pidiendo un aumento para el 2020 de un 12% y para el 21 de un 20%; y porque tanto aumento si a los ciudadanos que viven de una pensión o de un salario, recibimos tan poco y tanto es el aumento y no nos explican para que ese aumento, yo vengo como una ama de casa y me opongo a esta aumento.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

14. Olga María Álvarez Paniagua, portadora de la cédula de identidad número 02-0291-1462:

Indica la usuaria que se opone a la petición y menciona que es una mujer pensionada y que la pensión no le alcanza lo suficiente e indica que antes pagaba ₡23 000 y ahora hasta ha pagado ₡ 35 380.

La oponente se pregunta si lo que ha pagado de IVA con respecto a luz y agua, le van a devolver ese dinero o que va a pasar con eso, si todavía no es válido.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas.

Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo, así como de las normas técnicas establecidas para regular la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que orientan la prestación óptima del suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara que al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Además, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

15. Adrián José Gómez Flores, portador de la cédula de identidad número 01-0666-0305:

Indica el usuario que se opone rotundamente al aumento.

Indica el oponente que el informe presentado no es real y que lo presentado fue porque la empresa pensó que iba a llegar poquita gente y que existen algunas cosas que no se comprenden. Además, el oponente indica que lo que se está pidiendo es un aumento para subir salarios y menciona si estos tienen pluses, que en caso de quitarlos se recibirían otros ingresos. El oponente habla sobre el problema que enfrentan por escases de agua.

El oponente indica que la próxima vez que se presente un proyecto, la presentación debería ser más coherente de manera que todos lo entiendan, y poner en la presentación a partir de cuándo se les va a rebajar el IVA.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas. Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y

resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria.

En lo fundamental, se le indica al oponente que la empresa eléctrica debe pagar el IVA que se le carga a todos los bienes y servicios que adquiere como insumos requeridos para la prestación del servicio relacionado con el suministro de energía.

16. Olman Víquez Chaverri, portador de la cédula de identidad número 04-0141-0512:

El usuario indica que la presentación que se hizo fue un engaño y que la forma en que se presenta no es la adecuada para todas las personas e indica que no es transparente, además deberían hacer la presentación de tal manera que puedan entender y que tal vez los pueda apoyar.

El usuario menciona el hecho de que no esté una persona haciendo la traducción en Ilesco y que la Ley 7600 exige la presencia y la traducción para ser inclusivo por lo que solicita se suspenda inmediatamente la reunión y que cumplan con la Ley e indica que se opone.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

17. Francisco Luis Pineda Vargas, portador de la cédula de identidad número 01-0728-0318:

Indica el usuario que se opone al aumento y menciona los aumentos solicitados e indica que él no consigue razonar lo solicitado.

El oponente menciona lo referente a la planta (él no recuerda el nombre), que indica que podría ser donada a instituciones de beneficencia.

Indica el oponente que está rotundamente en desacuerdo con el aumento, ya que no entiende si investigó que la inflación del país es un 5% y porque tienen 12.36% y para el 2021 que todavía no estamos, tiene un 20%.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

18. Arturo González Jiménez, portador de la cédula de identidad número 04-0104-0996:

El usuario se opone a los aumentos, tanto de agua como la luz e indica que lo expresado de que se van a generar más empleo es un poco erróneo, al contrario, se va a generar más desempleo ya que las industrias al sufrir se van a ir.

Indica el oponente que el aumento debería ser escalonado y no un aumento tan exagerado como lo son del 12% y luego 20%, entonces mucha gente no va a poder pagar y los empleados de ESPH no van a dar abasto cortando luz.

Indica el oponente que debería haber una parte que tengan que hacer conciencia, un estudio sobre ese tipo de población.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta EspH a partir del 01 de julio de 2019 hasta el 30 de junio de 2020, tal y como se dispone;

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

- I. Fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta ESPH a partir del 01 de enero de 2020, de la siguiente manera:

ESPH	Rige desde el 1/enero/2020 hasta el 30/jun/2020	Rige desde el 1/julio/2020 hasta el 31/dic/2020	Rige desde el 1/enero/2021 hasta el 31/dic/2021
Sistema de generación			
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta máximo	60,43	51,12	73,99
Periodo Punta mínimo	56,88	48,12	69,65
Periodo Valle máximo	45,11	38,17	55,24
Periodo Valle mínimo	42,46	35,93	52,00
Periodo Noche máximo	29,57	25,02	36,21
Periodo Noche mínimo	27,83	23,55	34,08

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

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

1 vez.—Solicitud N° 302-2019.—O. C. N° 9123-2019.—(IN2019418032).

INTENDENCIA DE ENERGÍA
RE-0102-IE-2019 del 12 de diciembre de 2019

**SOLICITUD DE AJUSTE ORDINARIO DE LA TARIFA DEL SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS AÑOS 2020 Y
2021 PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE
HEREDIA (ESPH)**

ET-080-2019

RESULTANDO:

- I. Que el 30 de abril de 1998, Mediante la Ley N° 7789, correspondiente a la Transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), en sus artículos 5 y 6 inciso a, le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II. Que el 10 de agosto de 2015, en el Alcance N° 63 a la Gaceta N° 154, se publicó la resolución RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, la cual se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por la Aresep.
- III. Que el 12 de junio de 2019, mediante la resolución RE-0044-IE-2019 (ET-023-2019), la Intendencia de Energía (IE) resolvió la solicitud por liquidación tarifaria del periodo 2018 para el servicio de distribución y que estuvo vigente del 1 de julio de 2019 al 30 de junio de 2019.
- IV. Que el 7 de octubre de 2019, mediante el oficio GER-660-2019, ESPH presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de energía eléctrica que presta, para los años 2020 y 2021 (folios 01 al 03).
- V. Que el 9 de octubre de 2019, mediante el informe IN-0108-IE-2019, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica presentada por ESPH (folios 37 al 43).

- VI.** Que el 9 de octubre de 2019, mediante el oficio OF-1205-IE-2019, la IE otorgó la admisibilidad formal a la solicitud presentada por ESPH para el servicio de distribución de electricidad (folios 44 al 50).
- VII.** Que el 17 de octubre de 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra (folio 72 al 73).
- VIII.** Que el 17 de octubre de 2019, se publicó la convocatoria a la audiencia pública en La Gaceta N°197 (folio 72 al 73).
- IX.** Que el 6 de noviembre de 2019, mediante el informe IN-0620-DGAU-2019 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folios 89 al 90).
- X.** Que el 12 de noviembre de 2019 a las 17:30 horas se llevó a cabo la respectiva audiencia pública. El 20 de noviembre de 2019 DGAU remite el informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0694-DGAU-2019) y el 2 de diciembre remite adición al informe de oposiciones y coadyuvancias (informe IN-0745-DGAU-2019), así como la respectiva Acta de la audiencia pública N° 47-AP-2019. Se recibieron posiciones validas por parte de: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula de persona jurídica 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, portador de la cédula 1-0399-0262, Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula número 1-0812-0378, ICU Medical Costa Rica Ltda., cédula de personería jurídica 3-012-453013, representada por el señor Isaías González García, cédula de identidad 1-663-0628, Asociación de Grandes Consumidores de Energía, cédula de personería jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, cédula de identidad 4-0138-0436, Juan Manuel Tirado Molina, portador de la cédula número 8-0117-0269, Jonathan Prendas Rodríguez, portador de la cédula número 1-1049-0739, Bernal Lara Soto, portador de la cédula número 4-0077-0333, Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula 4-0102-00283, Greivin Francisco Salazar Rojas, portador de la cédula número 2-0348-0781, Bernardo Benavides Benavides, portador de la cédula número 4-0109-0708, Olga Margarita Murillo Gamboa, portadora de la cédula número 4-0126-0285, Carlos Luis Garro Zamora, portador de la cédula número 4-0148-0253, Margarita María Chaverri Miranda, portadora de la cédula número 4-0102-0649, Olga María Álvarez Paniagua, portadora de la cédula número 2-0291-1462, Adrián José Gómez Flores, portador de la cédula número 1-0666-0305, Olman Víquez Chaverri, portador de la cédula número 4-0141-0512, Francisco Luis Pineda Vargas, portador de la cédula número 1-0728-0318 y Arturo González Jiménez, portador de la

cédula número 4-0104-0996, Carlos Fonseca Arce, portador de la cédula número 3-0249-0458.

- XI.** Que el 12 de diciembre de 2019, mediante el informe técnico IN-0147-IE-2019, la Intendencia de Energía, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta ESPH a partir del 01 de enero de 2020.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe técnico IN-0147-IE-2019, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

De conformidad con lo indicado en el oficio GER-660-2019, la empresa ESPH solicitó aumento de 12,36% sobre las tarifas vigentes del sistema de distribución para periodo 1 de enero 2020 al 31 de diciembre del 2020 y un aumento de 20,74% a partir del 1 de enero 2021 y para la tarifa de acceso se solicita un incremento de 17,74% para el 2020 y 16,09% para el 2021.

Cuadro N° 1
Sistema de distribución, ESPH
Tarifa vigente y propuesta
Año 2020 y 2021

Categoría tarifaria	Detalle del cargo	Vigente	Propuesto 1 de enero 2020 a 30 de junio 2020	Absoluta	Variación %
TARIFA T-RE: Tarifa Residencial <u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Bloque de 0 a 30	Cargo Fijo	¢2 079,00	¢2 336,10	¢257,10	12,37%
b. Bloque 31-200	Cada kWh	¢69,30	¢77,87	¢8,57	12,37%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	¢89,61	¢100,69	¢11,08	12,36%
TARIFA T-CO: Tarifa Comercio y Servicios Clientes consumo exclusivo energía					

a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡95,58	₡107,39	₡11,81	12,36%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡161 280,00	₡181 214,21	₡19 934,21	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡53,76	₡60,40	₡6,64	12,35%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡87 299,70	₡98 089,94	₡10 790,24	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡8 729,97	₡9 808,99	₡1 079,02	12,36%
TARIFA IN: Tarifa Industrial					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡95,58	₡107,39	₡11,81	12,36%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡161 280,00	₡181 214,21	₡19 934,21	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡53,76	₡60,40	₡6,64	12,35%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡87 299,70	₡98 089,94	₡10 790,24	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡8 729,97	₡9 808,99	₡1 079,02	12,36%
TARIFA T-CS: Tarifa Preferencial Carácter Social					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡69,30	₡77,87	₡8,57	12,37%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡143 400,00	₡161 124,24	₡17 724,24	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡47,80	₡53,71	₡5,91	12,36%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡74 587,70	₡83 806,74	₡9 219,04	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡7 458,77	₡8 380,67	₡921,90	12,36%
Tarifa TMTa: Tarifa Media Tensión (a)					
<u>Por consumo de energía</u>					
a. Energía punta	Cada kWh	₡63,32	₡71,15	₡7,83	12,37%
b. Energía valle	Cada kWh	₡32,25	₡36,24	₡3,99	12,37%
c. Energía noche	Cada kWh	₡26,27	₡29,52	₡3,25	12,37%
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW	₡10 609,30	₡11 920,61	₡1 311,31	12,36%

e. Potencia valle	Cada kW	¢7 371,56	¢8 282,68	¢911,12	12,36%
f. Potencia noche	Cada kW	¢4 912,77	¢5 519,99	¢607,22	12,36%
Tarifa TMTb: Tarifa Media Tensión (b)					
<u>Por consumo de energía</u>					
a. Energía punta	Cada kWh		¢102,51		
b. Energía valle	Cada kWh		¢35,22		
c. Energía noche	Cada kWh		¢22,61		
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW		¢2 599,31		
e. Potencia valle	Cada kW		¢1 814,57		
f. Potencia noche	Cada kW		¢1 162,81		
Tarifa de acceso (TA)	Cada kWh	¢13,30	¢15,66	¢2,36	17,74%

Categoría tarifaria	Detalle del cargo	Vigente	Propuesto 1 de julio 2020 a 31 diciembre 2020	Absoluta	Variación %
TARIFA T-RE: Tarifa Residencial					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Bloque de 0 a 30	Cargo Fijo	¢1 926,00	¢2 164,20	¢238,20	12,37%
b. Bloque 31-200	Cada kWh	¢64,20	¢72,14	¢7,94	12,37%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	¢83,02	¢93,28	¢10,26	12,36%
TARIFA T-CO: Tarifa Comercio y Servicios					
Clientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	¢88,55	¢99,49	¢10,94	12,35%
Clientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	¢149 430,00	¢167 899,55	¢18 469,55	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	¢49,81	¢55,97	¢6,16	12,37%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	¢80 878,00	¢90 874,52	¢9 996,52	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	¢8 087,80	¢9 087,45	¢999,65	12,36%
TARIFA IN: Tarifa Industrial					
Clientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	¢88,55	¢99,49	¢10,94	12,35%
Clientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	¢149 430,00	¢167 899,55	¢18 469,55	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	¢49,81	¢55,97	¢6,16	12,37%

<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡80 878,00	₡90 874,52	₡9 996,52	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡8 087,80	₡9 087,45	₡999,65	12,36%
TARIFA T-CS: Tarifa Preferencial Carácter Social					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡64,20	₡72,14	₡7,94	12,37%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡132 840,00	₡149 259,02	₡16 419,02	12,36%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡44,28	₡49,75	₡5,47	12,35%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡69 101,10	₡77 642,00	₡8 540,90	12,36%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡6 910,11	₡7 764,20	₡854,09	12,36%
Tarifa TMTa: Tarifa Media Tensión (a)					
<u>Por consumo de energía</u>					
a. Energía punta	Cada kWh	₡58,66	₡65,91	₡7,25	12,36%
b. Energía valle	Cada kWh	₡29,88	₡33,57	₡3,69	12,35%
c. Energía noche	Cada kWh	₡24,34	₡27,35	₡3,01	12,37%
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW	₡9 828,89	₡11 043,74	₡1 214,85	12,36%
e. Potencia valle	Cada kW	₡6 829,31	₡7 673,41	₡844,10	12,36%
f. Potencia noche	Cada kW	₡4 551,39	₡5 113,94	₡562,55	12,36%
Tarifa TMTb: Tarifa Media Tensión (b)					
<u>Por consumo de energía</u>					
a. Energía punta	Cada kWh		₡102,51		
b. Energía valle	Cada kWh		₡35,22		
c. Energía noche	Cada kWh		₡22,61		
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW		₡2 599,31		
e. Potencia valle	Cada kW		₡1 814,57		
f. Potencia noche	Cada kW		₡1 162,81		
Tarifa de acceso (TA)					
	Cada kWh	₡13,30	₡15,66	₡2,36	17,74%

Categoría tarifaria	Detalle del cargo	Vigente	Propuesto 1 de enero 2021	Absoluta	Variación %
TARIFA T-RE: Tarifa Residencial					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
a. Bloque de 0 a 30	Cargo Fijo	₡1 901,40	₡2 295,90	₡394,50	20,75%

b. Bloque 31-200	Cada kWh	₡63,38	₡76,53	₡13,15	20,75%
c. Bloque mayor a 200 kWh	kWh adicional	₡81,95	₡98,95	₡17,00	20,74%
TARIFA T-CO: Tarifa Comercio y Servicios					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡87,41	₡105,54	₡18,13	20,74%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡147 510,00	₡178 103,57	₡30 593,57	20,74%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡49,17	₡59,37	₡10,20	20,74%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡79 840,10	₡96 398,94	₡16 558,84	20,74%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡7 984,01	₡9 639,89	₡1 655,88	20,74%
TARIFA IN: Tarifa Industrial					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡87,41	₡105,54	₡18,13	20,74%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡147 510,00	₡178 103,57	₡30 593,57	20,74%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡49,17	₡59,37	₡10,20	20,74%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡79 840,10	₡96 398,94	₡16 558,84	20,74%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡7 984,01	₡9 639,89	₡1 655,88	20,74%
TARIFA T-CS: Tarifa Preferencial Carácter Social					
Cientes consumo exclusivo energía					
a. Consumo de energía menor o igual a 3 000 kWh	Cada kWh	₡63,38	₡76,53	₡13,15	20,75%
Cientes consumo energía y potencia					
<u>Por Consumo de energía (kWh)</u>					
b. Bloque 0 a 3000	Cargo fijo	₡131 130,00	₡158 326,36	₡27 196,36	20,74%
c. Bloque mayor a 3 000 kWh	Cada kWh	₡43,71	₡52,78	₡9,07	20,75%
<u>Por consumo potencia (kW)</u>					
d. Bloque 0-10	Cargo fijo	₡68 214,30	₡82 361,95	₡14 147,65	20,74%
e. Bloque mayor a 10 kW	Cada kW	₡6 821,43	₡8 236,19	₡1 414,76	20,74%
Tarifa TMTa: Tarifa Media Tensión (a)					
<u>Por consumo de energía</u>					

a. Energía punta	Cada kWh	₡57,91	₡69,92	₡12,01	20,74%
b. Energía valle	Cada kWh	₡29,50	₡35,62	₡6,12	20,75%
c. Energía noche	Cada kWh	₡24,03	₡29,01	₡4,98	20,72%
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW	₡9 702,75	₡11 715,10	₡2 012,35	20,74%
e. Potencia valle	Cada kW	₡6 741,67	₡8 139,89	₡1 398,22	20,74%
f. Potencia noche	Cada kW	₡4 492,98	₡5 424,82	₡931,84	20,74%
Tarifa TMTb: Tarifa Media Tensión (b)					
<u>Por consumo de energía</u>					
a. Energía punta	Cada kWh		₡102,51		
b. Energía valle	Cada kWh		₡35,22		
c. Energía noche	Cada kWh		₡22,61		
<u>Por consumo de potencia</u>					
d. Potencia punta	Cada kW		₡2 599,31		
e. Potencia valle	Cada kW		₡1 814,57		
f. Potencia noche	Cada kW		₡1 162,81		
Tarifa de acceso (TA)	Cada kWh	₡13,30	₡15,44	₡2,14	16,09%

Fuente: Elaboración propia con datos de ESPH, RE-0044-IE-2019, publicada en el Alcance N° 136 del 17 de junio del 2019 y estimaciones propias ESPH.

2. Análisis de la solicitud

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por ESPH para el servicio de distribución de electricidad, correspondiente al estudio tarifario ordinario de los periodos 2020 y 2021.

Dentro de los aspectos relevantes, tenemos la diferencia en el gasto de depreciación reconociendo un monto menor a lo solicitado por la empresa en ₡280,54 millones y ₡66,76 millones para el año 2020 y 2021 respectivamente, esto debido a una determinación errónea del índice compuesto, además el monto reconocido por la IE en el rubro de AFNORP es mayor en ₡756,29 millones y ₡3 383,39 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente.

a. Parámetros utilizados

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales (2017 y 2018) y las proyecciones para el 2019, 2020 y 2021.

Cuadro N° 2
Parámetros utilizados
Aresep

INDICES	2017	2018	2019	2020	2021
Variaciones según ARESEP (al final del año)					
Inflación interna (IPC-CR)	2,58%	2,02%	3,00%	3,00%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,11%	1,91%	1,95%	2,73%	2,27%
Depreciación (¢/U.S.\$)	2,04%	6,84%	-4,23%	0,00%	0,00%
Variaciones según ARESEP (promedio anual)					
Inflación interna (IPC-CR)	1,63%	2,26%	2,23%	3,47%	3,00%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,13%	2,44%	1,77%	1,70%	2,48%
Depreciación (¢/U.S.\$)	3,66%	1,62%	1,60%	-0,84%	0,00%
Notas: Los años 2019, 2020 y 2021 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					
Fuente: Elaboración propia con base en datos del BCCR, BLS y FMI (statista).					

Las proyecciones de los parámetros económicos utilizados por la IE para efectos tarifarios se elaboran con base en el Programa Macroeconómico elaborado por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) para el periodo 2019-2020 y su revisión, y con base en las estimaciones realizadas por el Fondo Monetario Internacional, publicadas por Statista¹.

b. Análisis del mercado

El presente informe exhibe el análisis de mercado elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario del sistema de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Este análisis de mercado se encuentra conformado por dos secciones básicas, en la primera se realiza una síntesis de los supuestos y principales resultados del informe homólogo realizado por ESPH, y en una segunda parte se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE), además de las diferencias encontradas entre los dos análisis y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por IE.

1

https://activos.bccr.fi.cr/sitios/bccr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacion/Revision_Programa_Macroeconomico2019-2020.pdf

<https://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost>

<https://www.statista.com/statistics/244993/projected-consumer-price-index-in-the-united-states/>

i. Mercado presentado por ESPH:

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

- 1. Inicialmente ESPH solicita un aumento del 12,36% para el año 2020 y 20,74% para el año 2021, en las tarifas vigentes de ambos años. Esta variación en la tarifa se justifica en la necesidad de ajustar los ingresos para hacerle frente a los gastos de operación, mantenimiento y administración, así como a las inversiones y servicio de la deuda.*
- 2. La proyección de abonados se realiza por medio de los modelos econométricos de series de tiempo basados en la metodología Box-Jenkins, concretamente los modelos ARIMA.*
- 3. ESPH estima las Ventas de Energía con datos reales a julio 2019. La estimación del consumo total por categoría tarifaria se realiza siguiendo la metodología aprobada en la resolución RJD-139-2015. Según esta metodología el consumo total en cada categoría se obtiene al multiplicar el consumo promedio de la categoría en el mes "i" por la cantidad de abonados estimado para el mes "i", donde "i" representa a cada uno de los meses.*
- 4. Para el periodo de proyección (agosto 2019 - diciembre 2021), se estima un nivel de crecimiento del consumo del 2,59%, producto del crecimiento poblacional (residencias) y el establecimiento de nuevos comercios e industrias en la zona servida por ESPH. Se proyectan ventas del sistema de distribución por 587,1 GWh para 2020 y de 600,4 GWh para 2021 (sin incluir AP).*
- 5. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, se suman los ingresos de cada una de las categorías tarifarias, que se obtienen como el producto de las ventas respectivas por su tarifa vigente. Las tarifas vigentes sin costo variable de los combustibles (CVC) corresponden a las aprobadas en la resolución RE-0044-IE-2019 publicada en el Alcance N° 136 del 17 de junio del 2019*
- 6. De esta forma ESPH proyecta que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ₡44 435,3 millones de colones para el año 2020 y para el año 2021 los ingresos serán de ₡43 176,3 millones. En ambos casos no se incluyen los ingresos por ventas al sistema de alumbrado público.*
- 7. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 7,46% para 2020.*

8. *Se espera que las compras al sistema de Generación de la ESPH impliquen un monto cercano a los ₡12 860,5 millones de colones para 2020 y de ₡15 223,3 millones para 2021.*
9. *La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 379,1 GWh y 396,9 GWh para 2020 y 2021 respectivamente. Esto implicaría un pago cercano a los ₡19 394,9 millones de colones para 2020 y de ₡20 693,7 millones para 2021 (incluyen el pago de la demanda máxima)*
10. *En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). El pago esperado por ESPH para los años 2020 y 2021 respectivamente por concepto de peaje al ICE transmisión son de ₡7 187,6 millones y ₡7 238,1 millones.*
11. *Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía ESPH propone una estructura tarifaria la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ₡48 608,3 millones para 2020 y ₡50 719,8 millones para 2021.*

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

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

1. *La intendencia de Energía actualiza la información real a octubre de 2019, esto implican 3 meses de información real adicional para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por ESPH y el elaborado por la IE.*
2. *Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ESPH, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa. La cantidad de abonados totales que estima ARESEP difieren a las esperadas por ESPH en su solicitud en 0,4% para 2020 y 2021.*

3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos 2 años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2020 y 2021:

Cuadro 3
Sistema distribución, ESPH
Estimación de ventas anuales de energía
Abonados directos y comparativo entre estimaciones
Aresep-ESPH.
2020 - 2021

Aspecto ^{1/}	Proyección Aresep ^{3/}		Diferencia con proyección de ESPH (%) ^{2/}	
	2020	2021	2020	2021
Abonados	91 333	93 477	0,4%	0,5%
Ventas en (GWh)	597,4	607,7	1,7%	1,2%

1/ incluye las tarifas residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y media tensión.
 Dato de abonados a diciembre de cada año.
 2/ Diferencia con referencia a la estimación de ARESEP
 3/ Datos a diciembre de cada año

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

4. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2018 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el mismo pliego tarifario que fue utilizado por ESPH en su solicitud. Con esto se estima un ingreso para el sistema de distribución de ₡45 032,7 en 2020 y ₡43 517,0 en 2021 (sin incluir AP). Con respecto a los estimados por ESPH, estos ingresos tienen una diferencia de 1,3% en 2020 y de 0,8% en 2021, siendo menor la proyección de ingresos de ESPH.
5. Con respecto a los gastos que debe asumir ESPH para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema ESPH-Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación ESPH (ET-081-2019), siendo el consumo 2020 y 2021

respectivamente de 258,1 GWh y 254,4 GWh. Esto generaría un costo de ¢10 490,9 millones para 2020 y de ¢13 946,5 para 2021.

6. Para definir las unidades físicas que se espera compre ESPH–Distribución al ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se presentaron en líneas superiores), más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 7,46% que es el promedio de los últimos dos años. Este valor es el mismo utilizado por la ESPH. Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por ESPH para cubrir su demanda en 656,0 GWh para el 2020 y de 667,2 GWh para el 2021.
7. Con la disponibilidad de energía y las compras a ESPH-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2020 compras al ICE-Generación por 398,0 GWh y para el 2021 de 412,8 GWh. Las diferencias con respecto a las estimaciones de ESPH en este apartado son alrededor del 4%, siendo menor el gasto esperado por la ESPH.
8. Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢20 280,2 millones para 2020 y de ¢21 470,9 para 2021. El gasto esperado por la IE en este apartado es cerca al 4%, lo cual es consistente con la proyección de mayor demanda que IE espera y a una estimación menor en la producción con fuente propia.
9. Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de KWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 656,0 GWh para 2020 y 667,2 GWh durante 2021.
10. Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢7 400,0 millones para 2020 y ¢7 412,2 millones para 2021. Las diferencias en este concepto. La estimación de este rubro es 2,9% mayor la de Aresep en comparación a la proyección de ESPH.
11. Para el presente estudio no se presenta solicitud de liquidación de periodos anteriores, pero ESPH solicita mantener el reconocimiento por la liquidación del periodo 2018, que se resolvió mediante RE-0044-IE-2019, publicada el 17 de junio de 2019 en el Alcance 136 de la Gaceta 112.

Sin embargo, es importante recordar que el monto reconocido por liquidación del año 2018 asciende a los ₡1 704 millones, que se componen de ₡776,3 millones por la liquidación del sistema de distribución y ₡928 millones por ajuste al gasto de compra a su sistema de generación.

Debido a que en el estudio paralelo del sistema de generación de la ESPH (ET-081-2019), se actualiza la tarifa para el año 2020, considerando su liquidación anterior, y esta es directamente trasladada al gasto del sistema de distribución, no aplica trasladar a distribución el monto reconocido (mediante RE-0044-IE-2019) como liquidación 2018 del sistema de distribución, ya que sería una duplicación.

De esta forma el monto a reconocer como liquidación de periodo anterior es de ₡776,3 millones, que competen al sistema de distribución.

- 12. Con base en las estimaciones de la IE se propone un incremento del 2,61% en todas las tarifas del sistema de Distribución de ESPH a partir del primero de enero del 2020. Y para el año 2021 un ajuste de 15,75%.*
- 13. Con la incorporación de la tarifa T-MTB (ver análisis específico en sección de estructura tarifaria), es necesario ajustar el resto de las tarifas del sistema de distribución (residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y T-MT), para adicionar a la empresa distribuidora un monto de ₡547,5 millones de colones, que es el valor estimado para financiar la T-MTb durante el año 2020. Esto implica un ajuste adicional del 1,30% sobre la base del ajuste anterior, mientras que para el 2021 se requerirán 0,95%*
- 14. De esta forma el ajuste propuesto global para el sistema de distribución de la ESPH es del 3,94% a partir del 1ero de enero del 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020. Durante el año 2021 el ajuste global será de 16,85%.*
- 15. Con las modificaciones anteriores se estima que ESPH en su servicio de distribución alcance ingresos con la tarifa propuesta tal como lo evidencia el siguiente cuadro.*

Cuadro 4
Sistema distribución, ESPH
estimación de ventas anuales de energía
Abonados directos
Ingresos vigentes y propuestos por la ie.
2020 - 2021

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG ^{1/} (millones ¢)	ING.PROP ^{1/} (millones ¢)
2020	607,1	45 580,1	46 756,2
2021	617,4	44 071,5	50 922,0

1/ Incluye Residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial, media tensión y alumbrado público

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

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

16. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢75,1 a ¢77,0 para el año 2020.

c. Análisis de inversiones

El análisis de inversiones presentado por la empresa para cada período en cuestión puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario Carpeta digital ET-080-2019\ Carpeta digital ET-080-2019\Capitulo_4_Inversiones\ Macro Inversiones y Microinversiones, Folio 34, en las cuales encontrarán las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión; así mismo debe contemplarse la información remitida vía correo disponibles a folio 91 y 109 al 111 del ET-080-2019.

La IE realiza de forma continua inspecciones al avance de la implementación del plan de inversiones remitido por la empresa, a continuación, se presenta un resumen del informe de inspección (visible en el Anexo 6) con los aspectos a incluir en el cálculo tarifario.

ESPH considera que sus obras impactan en la calidad del servicio eléctrico de manera directa pues la instalación de transformadores, sustitución de medidores, cambios en portería, monitoreo de variables, cambio de medidores y otras obras mejorarán la calidad que percibe el usuario al poder asegurar suficiente poder de transformación para comercios e industrias, cambios en la altura de los postes y de medidores y el monitoreo de variables permiten evitar los problemas típicos de calidad en el servicios así como la reincidencia de los mismos.

i. Capacidad de Ejecución

El siguiente cuadro muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo establecido en la metodología, en donde se puede ver el porcentaje de ejecución por cada año y el promedio del periodo.

Cuadro N° 5
Sistema de distribución, ESPH
Porcentaje de ejecución

Año	Monto ARESEP (millones de colones)	Monto ESPH (millones de colones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2014	₡ 3.205,99	₡ 2.588,57	80,7%	
2015	₡ 2.274,87	₡ 1.751,91	77,0%	
2016	₡ 2.274,87	₡ 1.324,56	58,2%	
2017	₡ 4.510,92	₡ 1.274,27	28,2%	
2018	₡ 4.371,52	₡ 1.364,57	31,2%	
Promedio			55,09%	55,09%

*Según Metodología Tarifaria Vigente

Fuente:

Para 2014 se deja el dato de 2013 del oficio 464-IE-2013 (ET-226-2012) Estudio tarifario del servicio de distribución ESPH Cuadro 7

Tomado del oficio 525-IE-2015 (ET-167-2014) Informe tarifario ESPH Distribución vf rev KMV+LDG 20-3-15. cuadro #8

Tomado del oficio 525-IE-2015 (ET-167-2014) Informe tarifario ESPH Distribución vf rev KMV+LDG 20-3-15. cuadro #8

ET-76-2017. ESPH-DX-ET-76-2016

ET-078-2017. Copia de ESPH-DX-ET-078-2017-(01-03-2018) Final; folio 295

ET-087-2017

ii. Resumen de adiciones y retiro de activos del sistema de Distribución

Una vez analizada la petición de la empresa, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones y retiros, según la IE:

Cuadro N° 6
Sistema de distribución, ESPH
Propuesta adiciones y retiros Aresep
Detalle contable
Periodo 2019-2021
(Millones de Colones)

Rubro	Periodo		
	2019	2020	2021
Macroinversiones	649,55	734,98	697,65
Microinversiones	816,18	1282,05	1285,44
Planta General	0,00	235,36	109,71
Adiciones totales	1 465,73	2 252,40	2 092,80
Retiros totales	91,38	113,71	131,31

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH

Las principales diferencias respecto a los solicitado por la empresa, se deben a:

- *Bajo porcentaje de ejecución*
- *Ajustes derivados de la información recopilada en visita técnica*
- *Ajustes derivados de las aclaraciones realizadas vía correo electrónico*

iii. Retiro de activos sistema de Distribución

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta digital ET-080-2017\Capitulo_4_Inversiones\PI_06_Retiros Negocio Adm Plta Gen; y ET-080-2017\Capitulo_4_Inversiones\PI_06_Retiros Negocio#3 2018-2019 (ambas a folio 34), en el cual ESPH presenta el detalle de retiro de los activos listados para cada uno de los períodos considerados (2020 y 2021). Los montos asociados a los retiros de cada periodo se pueden consultar en el archivo en Excel “CPI-AAA-ESPH-DX-ET-080-2019 22-11 rev tmp”, ya que debido al tamaño de la tabla no fue posible insertarlo en el presente informe.

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el año 2019 a nivel de auxiliar.

d. Retribución de capital

Los cálculos de la retribución al capital elaborados por la empresa se encuentran visibles en el apartado N°5 de la petición tarifaria denominado “05. Rédito para el desarrollo”.

En resumen, los valores calculados por esta Intendencia son los siguientes, además se incluye la respectiva fuente de información de conformidad con la metodología vigente:

- La tasa libre de riesgo es la tasa nominal de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años, en cuanto a la extensión de la serie histórica, se utilizan 5 años; tomándose para cada año el promedio anual publicado. Esta información está disponible en la dirección electrónica <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. En este caso corresponde a un 2,35%
- Beta desapalancada: se utiliza la variable denominada "Utility (General)". Esta variable se empleará para el cálculo de la beta apalancado de la inversión; siendo de 0,17 para los periodos en estudio, 2020 y 2021 y la beta apalancada de 0,1927.
- Prima por riesgo (PR): se emplea la variable denominada "Implied Premium (FCFE)", cuyo dato es de 5,73%.
- Los datos de la beta desapalancada y la prima por riesgo se obtienen de la página de internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, calculándose a partir de una serie histórica de 5 años, una observación por año.

El valor de los pasivos (D) es de ¢ 2 591,68 millones, el capital propio o patrimonio (P) es de ¢ 19 390,68 millones y el valor total de la variable (A) Activos Totales (Valor de la Deuda más Patrimonio) es de ¢ 21 982,36 millones para el sistema de distribución, según la información de los Estados Financieros y reportes de la empresa al cierre del 2018.

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

Cuadro N° 7
Sistema distribución, ESPH
Rédito para el desarrollo

RENTABILIDAD CAPM Y WACC ESTIMACIÓN PUNTUAL			
Donde:			
Ke	= Costo del capital propio / CAPM		
KI	= Tasa libre de riesgo.	2,35%	
PR	= Prima de riesgo	5,73%	
Ba	= Beta apalancada	0,1927	
Ke = 3,46%			
Rk = Rd (1-ti) [VD/A] + Ke [VCP/A]			
Donde:			
Rk = Tasa de rédito para el desarrollo / WACC			
Rd	= Costo del endeudamiento	9,24%	
Ke	= Costo del capital propio / CAPM	3,46%	
		¢ millones	%
D	= Valor de la deuda	2 591,68	12%
P	= Valor del capital propio	19 390,68	88%
A	= Valor total de los activos (D + P)	21 982,36	100%
t	= Tasa impositiva	0,0%	
Rk = 4,14%			

Fuente: Elaboración propia

e. Base tarifaria

Para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

- i. Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018 correspondientes al sistema de distribución los cuales corresponden a ¢26 279,23 millones, de los que se excluyen los activos totalmente depreciados.
- ii. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las tablas de depreciación del SNE y para los activos nuevos las vidas útiles de Aresep establecidas en la RE-0032-IE-2019 del 01 de abril de 2019 visibles en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “06. Base Tarifaria”.

- iii. Las adiciones de activos se obtuvieron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”.
- iv. Los retiros de activos considerados fueron detallados en la sección de “Análisis de inversiones” del presente informe técnico.
- v. No se aplica la revaluación de activos en los periodos 2019, 2020 y 2021, debido a que la empresa no ha aplicado la nueva metodología de revaluación, esto de acuerdo con los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2018.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, los montos de activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) y activo fijo neto en operación revaluado promedio (AFNORP) presentan diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 8
Sistema distribución, ESPH
Cálculo del AFNOR
(Datos en millones de colones)

Cálculo AFNOR	2019	2020	2021
Activo fijo al costo	¢26 637,87	¢27 395,51	¢27 178,51
Activo revaluado	¢19 249,08	¢19 077,18	¢18 903,15
Depreciación acumulada costo	¢8 615,95	¢9 592,04	¢10 612,91
Depreciación acumulada revaluada	¢11 052,44	¢11 398,17	¢11 736,78
AFNOR Total determinado Aresep	¢26 218,55	¢26 860,79	¢27 246,25
AFNOR Total propuesto ESPH	¢26 711,11	¢25 113,86	¢24 484,60
Diferencias	-¢492,56	¢1 746,94	¢2 761,65

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH y Aresep.

Cuadro N° 9
Sistema distribución, ESPH
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

Año	ESPH S.A	Aresep	Variación Absoluta	Variación porcentual
AFNORP T+1 2019	¢27 319,67	¢26 248,89	-¢1 070,78	-4,08%
AFNORP T+2 2020	¢25 783,39	¢26 539,67	¢756,29	2,85%
AFNORP T+2 2021	¢24 670,13	¢27 053,52	¢3 383,39	8,81%

Fuente: Elaboración propia con datos ESPH y Aresep.

Como se observa en los cuadros anteriores las diferencias respecto a lo solicitado por la empresa (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “**06. Base Tarifaria**”, archivo electrónico IE-RE-7746 Base Tarifaria Distribución) obedece a los siguientes aspectos:

- La empresa considera dentro de los activos del año base 2018, un monto de activo fijo neto aplicado de la planta general por ϕ 1 649 millones, monto que posteriormente suma para determinar el AFNOR total del 2018, lo que lleva a una diferencia de 6,27% con respecto a los datos de Aresep.
- Las adiciones de activos considerados por ESPH en el archivo electrónico IE-RE-7746 Base Tarifaria Distribución, son menores que las determinadas por el equipo de inversiones de la IE detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, por los montos de ϕ 657,08 millones, ϕ 704,65 millones y ϕ 864,67 millones para los periodos 2019, 2020 y 2021 respectivamente, adicionalmente los retiros son menores según los datos presentados por ESPH por los montos de ϕ 87,56 millones, ϕ 54,35 millones y ϕ 18,23 millones para 2019, 2020 y 2021 respectivamente, situaciones que generan diferencias en el monto del AFNOR de ambas fuentes para los periodos analizados.
- El gasto por depreciación de los periodos 2020 y 2021 indicado por ESPH se encuentra sobrevaluado, lo que lleva a una subvaluación en el AFNOR, esto debido a un error en la fórmula de cálculo de la depreciación, ya que en lugar de tomar el activo al costo del año anterior como se indica en la metodología de cálculo, se toma el activo al costo del año actual.

i. Depreciación:

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior del cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 10
Sistema distribución, ESPH
Depreciación de los periodos 2019, 2020 y 2021
(Datos millones de colones)

Gasto por depreciación al costo	2020	2021
Depreciaciones Propiedad Planta y Equipo al costo	¢1 092,54	¢1 194,70
Monto solicitado por ESPH	¢1 422,65	¢1 383,70
Diferencia	-¢330,11	-¢116,61

Gasto por depreciación revaluada	2020	2021
Depreciaciones Propiedad Planta y Equipo revaluadas	¢517,62	¢512,64
Monto solicitado por ESPH	¢468,05	¢462,79
Diferencia	¢49,58	¢49,85

Fuente: Elaboración propia, con datos de ESPH y Aresep.

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la empresa (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado **“06. Base Tarifaria”**) en un monto menor total de ¢280,54 millones, y ¢66,76 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente, por las siguientes razones:

- La fórmula de cálculo de la depreciación de los periodos 2020 y 2021 por parte de ESPH realizado en la herramienta IE-RE-7746 Base Tarifaria Distribución de ESPH (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado **“06. Base Tarifaria”**, toma el activo al costo del periodo que se está calculando más el porcentaje de adiciones y retiros correspondientes, cuando lo correcto según la IE-RE-7746 oficializada en la RE-0032-IE-2019, es tomar el activo al costo del periodo anterior más el porcentaje de adiciones y retiros correspondientes, lo cual lleva a una sobrevaluación del gasto por depreciación de los activos fijos en los datos de ESPH.
- Se presentan diferencias en los datos macroeconómicos utilizados por ESPH y Aresep para el cálculo de la depreciación revaluada.
- Se incluye como parte del gasto por depreciación de los periodos en análisis propuesto por ESPH, los siguientes rubros no contemplados por Aresep en el cálculo del gasto por depreciación:
 - ✓ “Activos fijos transferidos o donados al costo” por el monto de ¢178,90 millones para el año 2020 y ¢176,10 millones para el 2021 como parte del gasto por depreciación al costo y “Activos fijos donados o transferidos revaluados” por los montos de ¢13,81 millones y ¢13,65 millones para el 2020 y 2021

respectivamente, como parte del gasto por depreciación revaluado, rubros que no se consideran como gastos reconocidos tarifariamente.

- *El cálculo de depreciación tanto al costo como revaluado de Aresep, no contempla la amortización de activos intangibles, la cual es considerada en el apartado de estimación de costos y gastos para los periodos de solicitud tarifaria.*

f. Análisis financiero

i. Criterios regulatorios aplicados

Los criterios utilizados por la IE para analizar la presente solicitud tarifaria del servicio de distribución son los siguientes:

- *Garantizar el equilibrio financiero del sistema de distribución bajo el principio del servicio al costo.*
- *Procurar el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, necesarios para prestar en forma óptima del servicio público de distribución de energía eléctrica.*
- *Para el análisis de los gastos, se utilizó como referencia la liquidación tarifaria del 2018 que se tramita por esta Intendencia bajo el expediente ET-023-2019 con sus respectivas hojas de trabajo, así como las justificaciones, respaldos e información relevante aportada por ESPH en el presente estudio tarifario.*

ii. Diferencias en el cálculo resultado del análisis de la información remitida por la empresa:

- **Análisis de costos y gastos:**

La información referente a costos y gastos se encuentra en el folio 34, en un archivo comprimido dentro del capítulo 7 y posteriormente información aclaratoria enviada en los folios 109 a 111, 143 a 146.

Según el análisis realizado en el siguiente cuadro se detallan las principales variaciones entre lo solicitado por ESPH y lo otorgado por esta Intendencia para el periodo 2020 y 2021.

Cuadro N° 11
Sistema de distribución, EPSH
Variaciones del estado de resultados
Periodo 2020
Millones de colones

DESCRIPCIÓN	ESPH	ARESEP	Var Abs	%
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	644,6	688,4	- 43,79	-6,79%
Canon de regulación	90,6	94,8	- 4,21	-4,64%
Gastos de operación y mantenimiento	2 343,8	2 343,8	0,03	0,00%
Gastos de Comercialización	679,7	676,8	2,92	0,43%
Otros gastos	291,4	288,8	2,63	0,90%
Gastos administrativos	2 100,4	1 938,3	162,14	7,72%
Gastos de depreciación	1 890,7	1 642,7	247,96	13,11%
Gastos de investigación y desarrollo	74,1	61,2	12,90	17,40%
Gastos sociales y ambientales	15,1	12,1	3,02	19,99%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,4	-	2,40	100,00%

Fuente: Generación propia con la información de ESPH para el 2020.

Cuadro N° 12
Sistema de distribución, EPSH
Variaciones del estado de resultados
Periodo 2021
Millones de colones

DESCRIPCIÓN	ESPH	ARESEP	Var Abs	%
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	674,1	715,7	- 41,59	-6,17%
Canon de regulación	93,3	97,6	- 4,33	-4,64%
Gastos de operación y mantenimiento	2 424,1	2 424,7	- 0,61	-0,03%
Gastos de Comercialización	704,5	698,1	6,48	0,92%
Otros gastos	283,4	279,0	4,34	1,53%
Gastos de depreciación	1 846,5	1 730,0	116,51	6,31%
Gastos administrativos	2 135,5	1 947,7	187,82	8,80%
Gastos de investigación y desarrollo	74,9	66,4	8,46	11,31%
Gastos sociales y ambientales	15,2	13,2	2,03	13,37%
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,5	-	2,46	100,00%

Fuente: Generación propia con la información de ESPH para el 2021.

✓ **Operación y mantenimiento:**

La cuenta de operación y mantenimiento a nivel global presenta un incremento importante en comparación a la liquidación que se tramita bajo el ET-023-2019. Ante consultas realizadas a ESPH se indicó que fue por un cambio en los driver de asignación de contabilidad, se utilizó la información reportada para la

proyección en el archivo “Proyección Gastos Distribución” hojas de cálculo homologación 2018, Homologación 2019 – 2021, así como las justificaciones aportadas en el estudio y archivos de respaldo como los planes de mantenimiento.

✓ **Gastos Administrativos**

Las partidas administrativas presentaron alguna dificultad en transcurso del análisis, por ejemplo los gastos extraordinarios tenían respaldos en Excel o cotizaciones pero la justificación en prosa era escasa y limitada, adicional se presentó incertidumbre con los gastos generales y administración aplicados ya que por ejemplo en el 2018 en el archivo “Proyección Gastos Distribución” en la hoja de cálculo “Homologación 2018” los mismos se reportan como no recurrentes y en el 2019 y años proyectados todos son recurrentes, no hay certeza del origen de los movimientos desde la raíz ya que ESPH presenta una asignación por medio de driver y al asignar los gastos en administración general, administración distribución y los gastos aplicados requirió un esfuerzo adicional para lograr la trazabilidad a la información presentada.

Con los gastos generales y administración aplicados, en el 2019 en algunas cuentas, como capacitación, se consideraba para la proyección de julio a diciembre el saldo a junio por los meses estimados sin embargo en los meses reales se presentaban gastos de naturaleza no recurrente, y no se excluían de la estimación, lo mismo se presentó en el cálculo del 2020 al considerar el total 2019 y no excluir los movimientos no recurrentes o extraordinarios de igual manera en el 2021, adicional para la estimación de los gastos aplicados se consideró cuentas como depreciaciones, amortizables, comisión cobro a abonados, pero estas partidas se presentan aparte en el estado de resultados tarifario por lo que se duplicaban en la proyección tarifaria.

✓ **Canon de regulación**

Se reconoce según publicación en la gaceta N° 221, alcance N° 259 del 20 de noviembre de y la asignación de los ingresos según estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2018, para el 2021 se considera la proyección del 2020 más el crecimiento por el indicador económico.

✓ **Gastos de Comercialización**

Esta partida tiene una disminución de ¢2,92 millones en relación con lo pretendido por ESPH en el 2020 y una rebaja de ¢6,48 millones en el 2021 se utilizó la información reportada para la proyección en el archivo “Proyección Gastos Distribución” hojas de cálculo homologación 2018, Homologación 2019 – 2021, así como las justificaciones aportadas en el estudio y archivos de respaldo presentes en la solicitud tarifaria.

✓ **Gastos de investigación y desarrollo**

Esta partida presenta una disminución de ¢12,90 millones con respecto a la solicitud de ESPH en el 2020 y ¢8,46 millones para el 2021, esta rebaja se debe a falta de justificaciones razonables y sustentadas y la situación descrita anteriormente con los gastos generales y administración aplicados.

✓ **Gastos sociales y ambientales**

Esta cuenta presenta una rebaja de ¢3,02 millones en el 2020 y una disminución de ¢2,03 millones con relación a lo pretendido por la empresa, la cual se debe a los costos de personal que desempeñan labores del proceso de gestión ambiental y los gastos generales y de administración aplicados de acuerdo con lo indicado en el segmento de administrativos.

✓ **Pérdidas por deterioro y desvalorización**

Esta cuenta no se considera en la proyección al no considerar que cumplan con el principio de servicio al costo.

✓ **Otros gastos**

Esta partida se reconoce lo corresponde a los gastos por comisiones de las cajas recaudadoras, de acuerdo con los ingresos estimados para el 2020 y 2021.

✓ **Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)**

Para el cálculo del IVA se consideran los montos de cada una de las partidas de gastos citadas anteriormente excluyendo las depreciaciones y amortizaciones, así como la generación propia al no presentar una salida real de efectivo sobre ello se estima el IVA Pagado, posteriormente de acuerdo a información suministrada por el área de Información y Mercados de la Intendencia de Energía las ventas grabadas en residencial representan el 84% y las exentas un 16% lo que permite el cálculo del IVA con derecho a crédito fiscal, dando como diferencia el IVA que afecta directamente las cuentas de gasto.

✓ **Capital de trabajo**

Para el cálculo del capital de trabajo en cumplimiento a la metodología vigente, se consideran los ingresos por venta del servicio de distribución y la cuenta por cobrar por servicios según los estados financieros auditados para los periodos 2016, 2017 y 2018, y se excluyen los costos que no representan una salida de efectivo sin embargo el dato de las cuentas por cobrar en la estimación por parte de ESPH es muy inferior a lo que reportan los estados auditados lo que provoca

que el cálculo de la IE sea mayor ¢729,7 millones y ¢759,2 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente.

✓ **Tarifa de acceso**

La Aresep realiza el cálculo de la tarifa de acceso con los datos del estado de resultados tarifario propuesto, obteniendo la venta de kWh del mercado propuesto y para estimación de la energía (kWh) retirada de la red por los productores-consumidores conectados a la red de distribución de la empresa "em", de la energía previamente inyectada por ellos mismos.

La tarifa obtenida para los años 2020 y 2021 es de ¢14,86 y ¢15,01 por kWh respectivamente.

iii. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis correspondiente al rédito para el desarrollo, el cual corresponde a un 4,14% para los periodos 2020 y 2021, se concluye que el servicio de distribución que presta ESPH, requiere un aumento en los ingresos por ¢1 176,1 millones para el 2020 y un aumento de ¢6 853,2 millones para el 2021, esto representa un aumento de 3,94% y un aumento de 16,85% para los años 2020 y 2021 respectivamente en la estructura de costos y gastos sin combustible, el cual entraría en vigor a partir del 1 de enero del 2020.

De esta forma se mantiene el criterio de Aresep para la entrada en vigor de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigor que establece la metodología de Costo Variable de Generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).

I. CRITERIO SOBRE LA APLICACIÓN DE BANDAS EN LAS TARIFAS DE GENERACIÓN, MEDIA TENSIÓN Y MEDIA TENSIÓN B.

De conformidad con la petición tarifaria propuesta por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, y en la cual incorpora el establecer la tarifa de Generación, Media Tensión (T-MT) y Media Tensión b (T-MTb) como un precio tope o superior, esta Intendencia, procedió al análisis de esta bajo el cuerpo metodológico y marco legal existente (Ley No. 7593).

I. Análisis legal:

La Ley N° 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como,

autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

Respecto a dicha función regulatoria de la Aresep, la Procuraduría General de la República se ha pronunciado estableciendo lo siguiente:

“ (...)

1.-La fijación de las tarifas y la posición de la Procuraduría

La función reguladora es una técnica de intervención de los poderes públicos en el mercado, que entraña un control continuo sobre una actividad, a fin de hacer prevalecer el interés público sobre el interés privado (dictamen N. C-250-99 de 21 de diciembre de 1999).

La fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. En efecto, la regulación se traduce en control de tarifas y de servicios, lo cual se justifica por el interés público presente en los servicios públicos. La tarifa debe cubrir los costos del servicio y permitir un normal beneficio o utilidad para el prestatario del servicio.

Permítasenos la siguiente cita:

"Una de esas leyes, unánimemente aceptada hoy, puede formularse así: las tarifas de los servicios públicos deben corresponder a los costes reales del mismo, lo que significa que el conjunto de los ingresos procedentes del mismo debe cubrir el conjunto de los costes razonables que sean necesarios para producirlo. Con ello se afirma, de una parte, que los precios no deben alejarse de los costes medios por unidad de producto, incluyendo en estos, como es lógico, un normal beneficio para los inversores; de otra parte, se quiere decir que los costes deben ser sufragados por los usuarios, no por los accionistas, ni por los contribuyentes, ni por la economía en su conjunto recurriendo a préstamos inflacionistas de la banca central; en tercer lugar, se quiere decir también que la tarifa debe cubrir los costes y nada más que los costes: es un error económico y un dislate jurídico que la tarifa se convierta en un cajón de sastre donde cabe cualquier cosa: una exacción fiscal encubierta, una subvención a terceros, una protección arancelaria o cualquier otra finalidad ajena al servicio...

Así pues, el principio esencial que debe presidir toda política de tarifas es el principio del coste real y total del servicio...". G, ARIÑO: Economía y sociedad, Marcial Pons, Madrid, 1993, p.334. La cursiva es del original.

La función de regulación es confiada a la ARESEP por el artículo 5 de la Ley N° 7593 de 9 de agosto de 1996. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio.

(...)” Dictamen C-329 del 4 de diciembre de 2002.

Asimismo, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa, ha manifestado:

“[...] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP 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 (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.” (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado no es del original).

Ver en igual sentido, la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, dictada por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta. De esa forma, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley N° 7593.

“Artículo 31. Fijación de tarifas y precios.

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará 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.

(...)

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente.

De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.*
- b) El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.*
- c) La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.”*

La facultad técnica de la Aresep, para establecer la metodología del sistema de bandas, ha sido analizada y reiterada, por la Sala Primera en la sentencia N° 000506-F-S1-2010, dictada a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010, y por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, mediante la sentencia N° 78-2016-IV, dictada a las 8:20 horas del 7 de setiembre de 2016, la cual estableció en lo de interés:

“(...) En apego a lo anterior, es la Aresep quien tiene la competencia para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5º de la Ley N° 7593, incluyendo la energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5º inciso a) de la Ley N° 7593), para lo cual ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes. En el presente caso, la Aresep adoptó un sistema de banda tarifaria para el sector industrial, mediante las resoluciones N°152-2011 de las 14:15 horas del 10 de agosto de 2011, adicionada con la resolución N°RJD-161-2011 de las 15 horas del 26 de octubre de 2011 y actualizada por la resolución N° 796-RCR-2012 del 16 de marzo de 2012, publicada en La Gaceta N° 92 del 14 de mayo de 2012. (...)

En criterio de este Tribunal la Aresep se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado. Se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública del ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del artículo 31 de la Ley 7593. (...)

En el particular, el sistema de bandas tarifarias escogido por Aresep y adoptado mediante las resoluciones N°152-2011, N°161-2011 y N°796-RCR-2012, se encuentra debidamente motivado en el marco normativo y en los estudios técnicos expuestos en el contenido de las resoluciones indicadas (véase el hecho probado número 16). Este Tribunal entiende que la metodología del sistema de bandas creada por Aresep lo es para todo el sector industrial de generadores privados de energía, con lo cual se suprime la fijación tarifaria individual para cada empresa vendedora y se sustituye por una variedad de tarifas promedio para el sector a escogencia del vendedor, esto es generador privado. Dicho sistema de bandas, corresponde al ejercicio de la potestad discrecional técnica de la Aresep, con amparo en la ley y bajo el fundamento de estudios técnicos contenidos en las resoluciones que le dan vigencia a la metodología, por ende la fijación tarifaria del sector se estima que es conforme a derecho.”

Aunado a lo anterior, la Junta Directiva de la Aresep, mediante la resolución RJD-17-2016 del 8 de febrero de 2016 “Modificación de las metodologías de fijación de tarifas para generadores privados de energía eléctrica con recursos renovables”, dispuso en lo de interés:

“En el caso particular del servicio público de electricidad y en particular, en el segmento de generación de este bien, la Autoridad ha establecido un conjunto de métodos de regulación que permiten establecer precios o tarifas de acuerdo con la fuente de generación del bien, entre otras: las fuentes hídricas, eólicas, térmicas, biomasa, solar. En el mercado, la oferta de generación se da por actores privados, públicos, cooperativas, procurando que se utilicen de la mejor manera posible, distintos procesos de producción que están relacionados con el tamaño de planta en la fuente del recurso, la generación de economías de escala y de ámbito, el uso eficiente de las innovaciones y mejoras tecnológicas y las mejores prácticas gerenciales. Por estos motivos, existe una dinámica en la oferta del mercado que hace que los costos y precios cambien intertemporalmente con estas mejoras. Todos estos elementos, son objeto de estudio, análisis y revisión periódica de las metodologías tarifarias que realiza la Autoridad Reguladora.”

De acuerdo con lo establecido en los artículos 3, 4 inciso f), 5 inciso a), 6 inciso d) y 31 al 36 de la Ley N° 7593, numerales 4 inciso a) punto 2), 14, 15, 16, 17 y 41 del Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, artículo 6 inciso 16 del RIOF, artículo 14 de la Ley N° 7200, numeral 20 del Decreto Ejecutivo N° 37124-MINAET, artículo 23 y 26 del “Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos”, Decreto 29847-MP-MINAE-MEIC, corresponde a la Aresep, fijar los precios y tarifas de dichos servicios públicos, así como establecer las metodologías o modelos tarifarios que las determinarán.

II. Análisis técnico:

De acuerdo con lo definido en la metodología tarifaria aprobada mediante la resolución RJD-139-2015, correspondiente a “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos, municipales de cooperativas de Electrificación Rural”, publicada en el Alcance Digital No 63 del diario oficial La Gaceta el 10 de agosto del 2015, la cual establece en su punto V. Alcance:

“(…)

Esta metodología se aplicará para las fijaciones tarifarias ordinarias correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural. Mediante esta metodología, se calcula el ajuste porcentual a reconocer en las fijaciones para el servicio antes mencionado, que se establecerá durante el lapso de fijación ordinaria correspondiente.

La metodología define el ajuste porcentual requerido para compensar el cambio en los costos y en la demanda y, por tanto, en los costos totales e inversiones para el periodo en que estará vigente la tarifa. En ese sentido, la metodología no contempla el procedimiento de cálculo de la estructura tarifaria y la definición de la tarifa final a los usuarios del servicio. Se determina el ajuste porcentual requerido que deberá posteriormente distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.”

Tal y como se indica en el Alcance de la metodología tarifaria, se fundamenta en determinar el porcentaje de ajuste de los ingresos tarifarios, los cuales serán el insumo para definir el porcentaje de ajuste de cada una de las tarifas que comprende el pliego tarifario del sistema de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica respectivamente.

Dicho ajuste tarifario quedará sujeto a la utilización de la ciencia y la técnica por parte de la Intendencia de Energía, de tal manera que permita justificar si el ajuste tarifario propuesto debe de realizarse en proporciones homogéneas o diferenciadas para cada una de las tarifas que componen el pliego tarifario.

De igual manera, es importante indicar que la incorporación, eliminación, modificación de las tarifas y descripción podrán ser propuestos por las empresas reguladas en sus respectivas solicitudes tarifarias de acuerdo con lo que establece el artículo 30 de la Ley de la Autoridad reguladora.

Siguiendo con lo señalado, la ESPH solicitó mediante las peticiones tarifarias contenidas en los expedientes ET-080-2019 y ET-081-2019, solicitó lo siguiente: i) que la tarifa de generación de energía eléctrica sea tope o límite superior, ii) aprobar y actualizar la tarifa de Media Tensión b, iii) definir las tarifas de Media tensión (T-MT) y Media Tensión b (T-MTb) como tarifas tope o límite superior.

De acuerdo con la propuesta de flexibilizar la estructura tarifaria del sistema de generación y distribución que presta ESPH, la Intendencia de Energía procedió a analizar la información aportada por la petente, así como, las condiciones técnicas asociadas a lo pretendido, de tal manera que se disponga de un criterio técnico sustentado para aprobar o rechazar lo solicitado como parte de la petición tarifaria.

En este sentido, es criterio de este Ente Regulador que la dinámica actual de la tecnología ha obligado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a llevar a cabo ciertas transformaciones en la forma como se conceptualiza el servicio de electricidad, desde partir que las áreas de concesión ya no son monopolios, dada la competencia por parte de otras fuentes energéticas como el Gas Licuado de Petróleo, generación distribuida, gas natural, entre otras, provocando con esto,

que la demanda de energía presente un comportamiento con tendencia a la baja o constante en los últimos años.

A la luz de lo anterior, la Aresep es consciente de lo señalado y ha implementado cambios significativos en las normas técnicas de tal manera que sean habilitantes ante esas interrupciones tecnológicas, de tal manera que les permita a las prestadoras de los servicios públicos gestionar y reaccionar en tiempo ante los cambios que demanda el sector productivo, comercial y residencial. Es por esto que, el disponer de pliegos tarifarios flexibles, tales como los solicitados por ESPH, se enmarcan como parte de las políticas públicas establecidas en el Plan Nacional de Energía de buscar mayor eficiencia y competitividad en las tarifas eléctricas.

De acuerdo con lo anterior, es fundamental para la implementación de una mayor flexibilidad por medio de establecer una banda tarifaria para las tarifas de generación y las tarifas de Media tensión y Media Tensión b en el sistema de distribución que presta ESPH, que estas complementen dichos beneficios con gestiones encaminadas en disponer de un sistema de contabilidad de costos por nivel de tensión (baja tensión y mediana tensión), de tal manera que se disponga de señales concretas para determinar el costo marginal en la prestación del servicio, la cual va de la mano con un proceso de asignación eficiente y eficaz de los costos por actividad.

Adicionalmente, es importante que el éxito de la implementación de una tarifa bajo la modalidad de bandas se centra en gestionar el desarrollo de la etapa de comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras, ya que les permitirá discernir la implementación de tarifas diferenciadas para una industria de acuerdo con las condiciones de demanda de energía, eficiencia energética, crecimiento futuro, empleo, demanda nocturna, entre otros factores.

Todo lo anterior, tiene sustento práctico en el tanto las empresas distribuidoras y generadoras de energía eléctrica puedan aprovechar el potencial energético identificado, el cual al día de hoy no es aprovechado, cómo, por ejemplo, el agua no turbinable como resultado de una demanda energética decreciente en el transcurso del día o la noche, lo cual trae consigo costos operativos elevados, el repago de los costos fijos asociados a proyectos de largo plazo en periodos mayores, utilizar las plantas de generación a una menor capacidad de su potencial, etc. siendo este un insumo fundamental para lograr eficiencias en el uso de los recursos que podría generar márgenes de maniobra para disponer de precios y tarifas más competitivas.

En este sentido, la Aresep es clara en que no existe inconveniente legal ni técnico en aprobar la aplicación de bandas tarifarias en el sistema de generación y en las tarifas de Median Tensión y Media Tensión b, dado que no riñe con el marco metodológico vigente y se convierte en un elemento más para promover la eficiencia operativa y una mayor competitividad en el mediano plazo.

En este caso particular, se procedió a definir una banda tarifaria para el sistema de generación como para las tarifas de Media tensión y Media Tensión b del sistema de distribución que presta ESPH. Dicho esquema tarifario se fundamenta en determinar un precio como límite superior y otro como límite inferior, siendo la diferencia entre ambos límites, el porcentaje de rentabilidad para el sistema respectivo.

En este sentido, lo aprobado por el Ente regulador es divergente a lo propuesto por la petente, y que el definir un precio tope, sin un piso tarifario, estaría generando una banda tarifario con un gran margen de maniobra, la cual, ante la falta de experiencia por parte de las empresas reguladas en electricidad en la etapa de comercialización, requiere de un proceso aprendizaje, capacitación y maduración.

II. Estructura tarifaria

- **Análisis de la tarifa T-MTb**

Respecto a la incorporación de la tarifa T-MTb, la IE considera pertinente la propuesta del ESPH para variar la tarifa T-MTb, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir con las exigencias de su entorno y brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción del sector industrial de su zona de concesión.

Sin embargo, al analizar la propuesta de ESPH, el desarrollo técnico explícito es limitado, no explica la ruta metodológica para la proyección de los potenciales abonados en T-MTb, ni de la técnica para establecer los precios propuestos.

La ESPH en su propuesta asume que son 3 las empresas potenciales para suscribirse a la propuesta y espera que estas tendrán un consumo para el año 2020 de 59,7 GWh y también para el año 2021. Basado en esta proyección la IE realiza el siguiente análisis.

Posterior al ajuste ordinario propuesto (aumento de 2,61%) se estima el precio medio de estos abonados en ¢67,75 por kWh para el año 2020. Utilizando un tipo de cambio de ¢585,86, se puede indicar que las 3 empresas que se ubicarían en la tarifa T-MTb tendrían un precio medio de 11,6 centavos de USD/kWh, sin ningún ajuste adicional.

Con la propuesta de la ESPH, estas empresas alcanzarían un precio medio de 9,4 centavos de USD/kWh y el costo del beneficio sería de ¢757 millones, que asumirían el resto de las categorías tarifarias.

Respecto a la estructura de la tarifa T-MTb, Aresep considera relevante dar continuidad a las señales tarifarias pretendidas mediante la primera aplicación de la tarifa T-MTb, en 2016 mediante la RIE-035-2016, esta buscaba una mayor coherencia con el peso energía/potencia y señales de eficiencia energética a través de la diferenciación por los periodos horarios.

Además, la IE, considera oportuno modificar la tarifa para que se encuentre expresada en colones, de esta forma homogenizarla con respecto al resto de las tarifas del sistema de distribución y con respecto a las tarifas establecidas para T-MTb del resto de empresas (por ejemplo, ICE, CNFL y JASEC).

Finalmente, para ser coherente con el objetivo central de la incorporación de la tarifa T-MTb resulta necesario ajustar las tarifas, en la misma proporción a todos los precios que la componen, de tal forma que brinde la señal de competitividad para el nivel tarifario de la empresa distribuidora. De tal forma que se alcance un precio medio de 10,0 centavos de USD/kWh.

Para el efecto anterior, se reestima la tarifa T-MTb de la RIE-035-2016, de tal forma que se establezca en colones y que de acuerdo al perfil de consumo de los abonados que ingresarán a la T-MTb se alcance un precio medio general de 10,0 centavos de USD/kWh y se mantenga una relación de facturación de energía y potencia del 80% y 20% respectivamente. Con las restricciones anteriores se llega al siguiente pliego tarifario:

► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
Periodo Punta	cada kWh	105,90
Periodo Valle	cada kWh	36,38
Periodo Noche	cada kWh	23,35
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		
Periodo Punta	cada kW	3110,26
Periodo Valle	cada kW	2171,26
Periodo Noche	cada kW	1391,38

Dado lo anterior, los 3 abonados potenciales tendrán una disminución tarifaria que rondará el 13,5% al pasar de la Tarifa actual (tarifa industrial o media tensión convencional) a la nueva tarifa media tensión B.

Considerando el consumo proyectado y la diferencia entre tarifas (¢9,17 para 2019), se estima que la disminución en los ingresos de la empresa distribuidora estará cercana a los ¢547,5 millones de colones durante el año 2020.

Respecto al financiamiento del beneficio anterior, es importante explicitar que recaerá para el resto de las tarifas (residencial, industrial, comercios y servicios, preferencial y media tensión) y será proporcionalmente distribuida entre ellas.

Para estas tarifas el incremento será de un 1,30% respecto a la tarifa ajustada (con incremento del estudio ordinario del 2,61%).

Al incluir el ajuste ordinario y el ajuste por T-MTb, el ajuste final global es de 3,94%.

Para el año 2021, se mantiene la tarifa T-MTb pero aumenta su base en la misma magnitud que el resto de las tarifas por concepto de ajuste ordinario, es decir en 15,75%. De esta forma, será necesario un incremento de 0,95% para el resto de las tarifas para brindar el beneficio de los abonados de la T-MTb durante 2021. Al incluir el ajuste ordinario y el ajuste por T-MTb, el ajuste final global para el año 2021 deberá ser de 16,85%.

- **Ajuste tarifario**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin combustible de ESPH corresponden a las aprobadas en la resolución RE-0044-IE-2019 publicada en el Alcance N° 136 del 17 de junio del 2019 (columna 1 y 2), deben ajustarse con un incremento del 3,94% a partir del 01 de enero de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020, de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de Desarrollo requerido para inversión y mantenimiento, así como para posibilitar el ingreso de abonados a la tarifa T-MTb .

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin combustibles. Aresep se encuentra en estudio tarifario para incorporar el ajuste extraordinario del costo variable por combustible (CVG).

El aumento se realiza igual para todo el periodo de 12 meses (en el 2020 se presentan dos precios distintos uno para el primer y otro durante el segundo semestre) y para todas las tarifas (columna 4 y 5), a excepción de la T-MTb, la cual recibe el tratamiento explicado en la sección de estructura tarifaria.

A partir del 1 de enero del 2021 resulta necesario ajustar el pliego tarifario vigente (columna 3), para que incorpore ajuste ordinario y el rebalanceo por T-MTb, se estima un ajuste en las tarifas de 16,85% (columna 6).

- **Tarifa mediante bandas para las categorías T-MT y T-MTb**

Además de lo anterior, las autoridades de Aresep consideran oportuno crear un sistema de bandas tarifarias para las categorías tarifarias T-MTb y T-MT (ver apartado III. CRITERIO SOBRE LA APLICACIÓN DE BANDAS EN LAS TARIFAS DE GENERACIÓN, MEDIA TENSIÓN Y MEDIA TENSIÓN B.) A partir del razonamiento anterior, el equipo técnico de la IE procede a estimar las bandas correspondientes para las tarifas T-MTb y T-MT.

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

Cuadro 13 Sistema distribución, ESPH Estructura de costos y tarifas 2020-2021.

ESPH Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3	ESPH Sistema de distribución		Columna 4	Columna 5	Columna 6
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC			Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente desde el 1/ene/2020 al 30/jun/2020	Vigente desde el 1/jul/2020 al 31/dic/2020	Vigente a partir del 1/ene/2021	Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesta desde el 1/ene/2020 al 30/jun/2020	Propuesta desde el 1/jul/2020 al 31/dic/2020	Propuesta a partir del 1/ene/2021
► Tarifa T-RE: tarifa residencial					► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 079.00	1 926.00	1 901.40		Bloque 0-30 Cargo fijo	2 160.90	2 001.90	2 221.80
	Bloque 31-200 cada kWh	69.30	64.20	63.38		Bloque 31-200 cada kWh	72.03	66.73	74.06
	Bloque 201 y más kWh adicional	89.61	83.02	81.95		Bloque 201 y más kWh adicional	93.14	86.29	95.76
► Tarifa T-CO: comercios y servicios					► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
o Clientes consumo exclusivo de energía					o Clientes consumo exclusivo de energía				
	<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	95.58	88.55	87.41		<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	99.35	92.04	102.14
o Clientes consumo energía y potencia					o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	161 280.00	149 430.00	147 510.00		Bloque 0-3000 Cargo fijo	167 640.00	155 310.00	172 380.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	53.76	49.81	49.17		Bloque 3001 y más cada kWh	55.88	51.77	57.46
<i>Par consumo de potencia (kW)</i>					<i>Par consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10 Cargo fijo	87 299.70	80 878.00	79 840.10		Bloque 0-10 Cargo fijo	90 739.30	84 064.60	93 293.20
	Bloque 11 y más cada kW	8 729.97	8 087.80	7 984.01		Bloque 11 y más cada kW	9 073.93	8 406.46	9 329.32
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial					► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
o Clientes consumo exclusivo de energía					o Clientes consumo exclusivo de energía				
	<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	95.58	88.55	87.41		<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	99.35	92.04	102.14
o Clientes consumo energía y potencia					o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	161 280.00	149 430.00	147 510.00		Bloque 0-3000 Cargo fijo	167 640.00	155 310.00	172 380.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	53.76	49.81	49.17		Bloque 3001 y más cada kWh	55.88	51.77	57.46
<i>Par consumo de potencia (kW)</i>					<i>Par consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10 Cargo fijo	87 299.70	80 878.00	79 840.10		Bloque 0-10 Cargo fijo	90 739.30	84 064.60	93 293.20
	Bloque 11 y más cada kW	8 729.97	8 087.80	7 984.01		Bloque 11 y más cada kW	9 073.93	8 406.46	9 329.32
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social					► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
o Clientes consumo exclusivo de energía					o Clientes consumo exclusivo de energía				
	<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	69.30	64.20	63.38		<i>Par consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	72.03	66.73	74.06
o Clientes consumo energía y potencia					o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	143 400.00	132 840.00	131 130.00		Bloque 0-3000 Cargo fijo	149 040.00	138 060.00	153 240.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	47.80	44.28	43.71		Bloque 3001 y más cada kWh	49.68	46.02	51.08
<i>Par consumo de potencia (kW)</i>					<i>Par consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10 Cargo fijo	74 587.70	69 101.10	68 214.30		Bloque 0-10 Cargo fijo	77 526.50	71 823.70	79 708.40
	Bloque 11 y más cada kW	7 458.77	6 910.11	6 821.43		Bloque 11 y más cada kW	7 752.65	7 182.37	7 970.84
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión					► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh	63.32	58.66	57.91		Periodo Punta (máxima) cada kWh	65.81	60.97	67.67
	Periodo Valle cada kWh	32.25	29.88	29.50		Periodo Punta (mínimo) cada kWh	63.09	58.45	64.87
	Periodo Noche cada kWh	26.27	24.34	24.03		Periodo Valle (máxima) cada kWh	33.52	31.06	34.47
						Periodo Valle (mínima) cada kWh	32.13	29.77	33.04
						Periodo Noche (máxima) cada kWh	27.31	25.30	28.08
						Periodo Noche (mínima) cada kWh	26.18	24.25	26.92
<i>Par consumo de potencia (kW)</i>					<i>Par consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW	10 609.30	9 828.89	9 702.75		Periodo Punta (máxima) cada kW	11 027.31	10 216.15	11 337.66
	Periodo Valle cada kW	7 371.56	6 829.31	6 741.67		Periodo Punta (mínimo) cada kW	10 570.78	9 793.20	10 868.28
	Periodo Noche cada kW	4 912.77	4 551.39	4 492.98		Periodo Valle (máxima) cada kW	7 662.00	7 098.38	7 877.64
						Periodo Valle (mínima) cada kW	7 344.79	6 804.51	7 551.51
						Periodo Noche (máxima) cada kW	5 106.33	4 730.71	5 250.05
						Periodo Noche (mínima) cada kW	4 894.93	4 534.86	5 032.70
► Tarifa T-MTB: tarifa media tensión					► Tarifa T-MTB: tarifa media tensión				
<i>Par consumo de energía (kWh)</i>					<i>Par consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta cada kWh					Periodo Punta (máxima) cada kWh	105.90	105.90	122.58
	Periodo Valle cada kWh					Periodo Punta (mínimo) cada kWh	101.52	101.52	117.51
	Periodo Noche cada kWh					Periodo Valle (máxima) cada kWh	36.38	36.38	42.11
						Periodo Valle (mínima) cada kWh	34.87	34.87	40.37
						Periodo Noche (máxima) cada kWh	23.35	23.35	27.03
						Periodo Noche (mínima) cada kWh	22.38	22.38	25.91
<i>Par consumo de potencia (kW)</i>					<i>Par consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta cada kW					Periodo Punta (máxima) cada kW	3 110.26	3 110.26	3 600.13
	Periodo Valle cada kW					Periodo Punta (mínimo) cada kW	2 981.50	2 981.50	3 451.08
	Periodo Noche cada kW					Periodo Valle (máxima) cada kW	2 171.26	2 171.26	2 513.23
						Periodo Valle (mínima) cada kW	2 081.37	2 081.37	2 409.18
						Periodo Noche (máxima) cada kW	1 391.38	1 391.38	1 610.52
						Periodo Noche (mínima) cada kW	1 333.78	1 333.78	1 543.84

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y con consumos mensuales mayores de 20 000 kWh.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio: Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb: Media Tensión b

A. Aplicación:

1. Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, con una vigencia de 24 meses contados a partir del 1° de enero del 2020 hasta el 31 de diciembre del 2021, sujeta a revisiones en posteriores solicitudes tarifarias, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse el cliente a consumir 1 000 000 kWh por mes y 2 000 kW por mes en al menos 10 de los últimos doce meses, así como comprometerse como mínimo a mantener el consumo histórico.
2. También podrán acceder a esta tarifa aquellos clientes que cuenten con una certificación ISO 50001, en las que certifiquen al cliente en el uso eficiente de la energía por medio de un sistema de gestión de la energía, mismos que se les podrá excluir del requisito mínimo de consumo de energía y potencia, previa valoración de cada caso en particular en función del consumo histórico.
3. Si el consumo mínimo no se cumple, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta.
4. Esta tarifa solo aplicará a aquellos con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante diez meses de los últimos doce meses el consumo de energía y potencia establecido anteriormente.
5. Para los clientes nuevos, estos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de energía y potencia señaladas anteriormente, sin embargo, podrá excluirse el requisito del cumplimiento del consumo histórico de los últimos 12 meses.

6. *Una vez que ingresen a esta tarifa, si durante los últimos doce meses no alcanzan en al menos diez el consumo establecido, pierden la categoría y al tercer mes de incumplimiento regresan a la tarifa original de procedencia.*
7. *Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.*

Características del servicio: *Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.*

[...]

VI. CONCLUSIONES:

1. La empresa solicitó ajuste de aumento de 12,36% para el año 2020 y un 20,74% para el 2021, para el servicio distribución que presta.
2. Del análisis resultaron diferencias respecto a lo solicitado por Coopeguanacaste, donde sobresalen los siguientes rubros:
 - a. En lo que respecta al estudio realizado, el análisis técnico Mediante el análisis de del estudio, Para la presente solicito Aresep tomo como base inicial los resultados de la liquidación tarifaria que se reconoció bajo el expediente ET-023-2019.
 - b. Las partidas denominadas administrativas enfrentó una ser de presentaron inconvenientes en el análisis; a manera de ejemplo, si bien , tales como por ejemplo los gastos extraordinarios tenían respaldos en Excel o cotizaciones, la a pesar que pero la justificación en prosa era escasa y limitada. También, debido a la forma en que la ESPH registra , adicional se presento incertidumbreademás con los gastos generales y administración aplicados, no fue posible garantizar la se dificultó la trazabilidad de algunas partidas; ya que, por ejemplo, en el 2018 en el archivo “Proyección Gastos Distribución” en la hoja de calculocálculo “Homologación 2018” los mismos se reportan como no recurrentes y en el 2019 y años proyectados todos son recurrentes. En general, no se tenía , no hay certeza del origen de los movimientos desde la raíz, considerando que ya qula e ESPH la realiza la asignación

haciendo uso de presentada es por drivers, situación que exigió un análisis técnico muy detallado de los y al asignar los gastos en administración general, administración distribución y los gastos aplicados, como condición para garantizar requirió un esfuerzo adicional para lograr la trazala trazabilidad y velar por el principio de servicio al costo.bilidad a la información presentada.

- c. Con los gastos generales y administración aplicados, en el 2019 en algunas cuentas como capacitación se consideraba para la proyección de julio a diciembre 2019, el saldo a junio por los meses estimados sin embargo en los meses reales se presentaban gastos que no eran recurrentes y no se excluían de la estimación, lo mismo se presentopresentó en el calculocálculo del 2020 al considerar el total 2019 y no excluir los movimientos no recurrentes o extraordinarios de igual manera en el 2021, adicional para la estimación de los gastos aplicados se consideroconsideró cuentas como depreciaciones, amortizables, comisión cobro a abonados, pero estas partidas se presentan aparte en el estado de resultados tarifario por lo que se duplicaban en la proyección tarifaria.
- d. La amortización de activos intangibles para la proyección ESPH consideraba el año anterior más inflación, al no depurar el auxiliar incrementaba el gasto con licencias que ya habían cumplido su vida útil.
- e. El gasto por depreciación es menor a lo estimado por la empresa (visible en el apartado N°6 de la petición tarifaria denominado “06. Base Tarifaria”) en un monto total de ¢280,54 millones, y ¢66,76 millones para los años 2020 y 2021 respectivamente, debido, entre otras cosas, a la aplicación errónea por parte de ESPH donde se presentan diferencias en los datos macroeconómicos utilizados por la empresa respecto a los determinados por la IE (ver apartado II.2.e de “Base Tarifaria”).
- f. En el cálculo del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP), da como resultado una diferencia de más de ¢756,29 millones para el 2020 y de ¢3 383,39 millones para el 2021 en los cálculos de la IE respecto a lo solicitado por ESPH.
- g. Para el calculocálculo del capital de trabajo en cumplimiento a la metodología vigente se consideran los ingresos por venta del servicio de distribución y la cuenta por cobrar por servicios según los estados financieros auditados para los periodos 2016, 2017 y 2018, y se excluyen los costos que no representan una salida de efectivo, sin embargo el dato de las cuentas por cobrar en la estimación por parte de ESPH es muy inferior a lo que reportan los

estados auditados lo que provoca que el calculocálculo de la IE sea mayor en ¢756,30 millones y ¢773,20 millones para el 2020 y 2021 respectivamente.

3. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un aumento de 3,94% para el periodo 2020 y 16,85% para el 2021 en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta ESPH para el periodo que comprende del 01 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020, y del 1 de enero de 2021 en adelante, y ajustar la tarifa de acceso en 11,71% para el 2020 y en 12,88% para el 2021.

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0147-IE-2019 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

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

El oponente indica lo siguiente acerca del expediente ET-080-2019:

I. Coadyuvancia:

El oponente indica que desea coadyuvar en dos aspectos:

- a. *Que se incluye la tarifa T-MTb incluyendo las empresas certificadas en ISO 50001*
- b. *Que por primera vez se solicita fijar una tarifa máxima o tarifa tope, que puede cobrar ESPH, de modo que si logra reducir esa tarifa a un cliente o grupo de ellos, queda autorizada para hacerlo y que le parece importante de cara a la flexibilización de las tarifas en beneficio del consumidor.*

Petitoria:

Solicita a Aresep la aprobación tanto de la T-MTb como la propuesta de tarifa tope.

Al respecto, en relación con la coadyuvancia presentada relacionada con la creación de la tarifa T-MTb, se le indica a la Cámara de Industrias de Costa Rica que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la

conformación de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, como consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora recomienda la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por la ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas, localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se modifica la descripción de la tarifa con el fin de extender su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

En este mismo sentido, en atención a lo solicitado por ESPH, se autoriza el establecimiento de la tarifa tope, valoración que se detalla en el apartado correspondiente del informe técnico.

II. Diferencia T-MT

Le llama la atención al oponente que la tarifa solicitada por ESPH para T-MT sea superior a la vigente en CNFL y ICE, ya que ESPH siempre ha brindado mejores tarifas que CNFL.

Petitoria:

Solicita se revise la situación del por qué se está revirtiendo las tarifas de media tensión en ESPH. En caso de un factor de carga del 90% habría una diferencia del 10% más caro la ESPH que el ICE.

Al respecto, se le indica a la Cámara de Industrias de Costa Rica que, como es de su conocimiento, cada una de las empresas eléctricas que integran el SEN presta el servicio de suministro de energía eléctrico en una zona de concesión geográfica con características propias, en donde la dinámica de ese mercado, reflejado en el comportamiento y tendencia del consumo de sus usuarios, abonados y sectores de consumo, incide en los costos, gastos e inversiones en que debe incurrir la empresa para garantizar la prestación del servicio.

No obstante, en atención a lo manifestado por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todas las variables que, de conformidad con lo establecido en la metodología aplicable, determinan los precios y tarifas del sistema de distribución de ESPH. Lo anterior con el fin de velar por el cumplimiento del principio al costo y de, manera simultánea, por los criterios técnicos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad dictados para orientar la prestación óptima del servicio.

La Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, razón por la cual realiza un análisis detallado de las justificaciones e información de respaldo presentada por la empresa, precisamente para evitar que se incorporen gastos excesivos o desproporcionados, no relacionados con la prestación del servicio público.

En el informe técnico consta el análisis técnico realizado y los ajustes aplicados por la Autoridad Reguladora, decisiones que se reflejen finalmente en los ajustes recomendados.

III. Estado de resultados

Indica el oponente que del análisis del estado de resultados conforme a la contabilidad regulatoria se observa:

- a. Aumento en el gasto por compras en 2021 del 9%.*
- b. Aumento del 27% de gastos de operación y mantenimiento en el año 2019.*
- c. Aumento del 18% en gastos administrativos en el año 2020.*
- d. Los gastos de depreciación aumentan un 21,9% en el 2020.*
- e. Para el 2021, le llama la atención el aumento en compras de energía y potencia que provocan un aumento en el costo total de operación del 8%.*

Petitoria:

Solicitan a Aresep revisar los rubros de costo y gasto que presentan porcentajes que salen de proporción, para garantizar que se cumpla con la Ley 7593 que establece que en las tarifas solo se incluyan los gastos o costos requeridos para brindar el servicio.

En atención a la petitoria de la Cámara de Industrias de Costa Rica, tal y como ha sido detallado en el punto anterior, durante el análisis tarifario que da sustento a la petición presentada por ESPH, los equipos técnicos de la Autoridad Reguladora realizan un análisis integral del Estado Regulatorio, para valorar la información real y las estimaciones de ingresos, costos, gastos e inversiones, así como de las justificaciones y documentación de respaldo presentada por la empresa eléctrica.

Al respecto, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, razón por la cual realiza un análisis detallado de las justificaciones e información de respaldo presentada por la empresa, precisamente para evitar que se incorporen gastos excesivos o desproporcionados, no relacionados con la prestación del servicio público.

Como consta en el informe técnico, durante el análisis de todos los gastos operativos y administrativos, la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aceptar, modificar o rechazar lo pretendido por la empresa. Las decisiones tomadas, en apego a lo establecido en la metodología y criterios técnicos aplicables, explican por qué lo recomendado finalmente por la Autoridad Reguladora difiere de la petición inicial presentada por la empresa.

2. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653: Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378:

El oponente indica que se opone a la solicitud presentada por ESPH para ajustar las tarifas tramitadas en el expediente ET-080-2019.

En términos generales, la oponente solicita a la Aresep que el estudio, análisis y la fijación tarifaria, se realice acorde a la coyuntura y circunstancias sociales y económicas de las y los habitantes del país, considerando la situación que afrontó la sociedad durante el año 2019 y las perspectivas 2020, todo en procura del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, bajo criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica.

El oponente menciona los porcentajes solicitados por ESPH para los años 2020 y 2021, así como las razones de dicha petitoria y la misma consiste en ajustes anuales no acumulativos, además manifiesta a la Aresep su desacuerdo en peticiones de varios periodos ya que estas atentan contra la fiscalización y participación ciudadana en la operación del servicio ya que en un solo acto se establecen niveles tarifarios para varios años futuros.

Además, el oponente hace mención sobre lo indicado por el Regulador en el Congreso Nacional de Regulación, respecto a los ejes transversales y el nuevo enfoque regulatorio establecidos por Aresep e insta al Regulador para que garantice la coherencia de acción con este nuevo enfoque, de tal manera que en esta solicitud solamente se considere la fijación tarifaria del 2020, con el fin de que la empresa cumpla con el mandato legal de presentar cada año a la Aresep y al escrutinio público, el estudio ordinario respectivo para cada año indicado en la petición.

El oponente realiza una revisión del ajuste solicitado para el 2020 e indica, que ESPH para alcanzar el rédito debe solicitar un aumento del 10,4%, pero por la restructuración de la tarifa de media tensión se debe adicionar un 2,01%, por eso el incremento del 12,36%. Además, indica que este aumento es superior a la inflación proyectada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) para el 2020 que ronda el 3%.

El oponente menciona los ingresos adicionales, para los años 2020 y 2021, necesarios para alcanzar el rédito, y que esto se debe a la variación en la estructura de costos y recuperación del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

De lo anterior, el oponente está en contra del traslado del IVA en la estructura tarifaria, dado que aún no se cuenta con una metodología aprobada por la Aresep para determinar la afectación en los costos de la energía para el usuario final, ya que este tema se encuentra en estudio según expediente ET-094-2019 y la audiencia se programó para el próximo 25 de noviembre, por lo que considera que no es posible el reconocimiento del IVA estimado en esta solicitud, ya que la metodología para tales efectos no ha sido aprobada.

El oponente hace un análisis de los costos y gastos y solicita a la Aresep una revisión exhaustiva de la proyección de éstos para los años 2020 y 2021, y menciona los de mayor crecimiento, e indica que la inflación estimada por el BCCR es del 3% para dicho periodo y que la acumulada a octubre 2019 es del 1,43%, y menciona una serie de costos y gasto que tienen discrepancias considerables en su crecimiento.

Indica el oponente que la práctica de forzar los resultados a un rédito introduce rigidez innecesaria en la política tarifaria y condiciona el ajuste al resultado de la aplicación de una fórmula matemática preestablecida y que solo involucra variables financieras y no así variables coyunturales, socioeconómicas, políticas y culturales. Lo anterior deja de lado los aspectos socioeconómicos y coyunturales que el Regulador destacó en el “II Congreso Nacional de Regulación y I Congreso Regional: desafíos para los Objetivos de Desarrollo Sostenible”.

Por lo anterior, el oponente solicita a la Aresep, una revisión de las metodologías tarifarias vigentes que estén en el ámbito de su competencia, y que se cumpla (entre otros) lo dispuesto en los artículos 4 y 31 de la Ley 7593, además que el análisis de la solicitud se realice según lo expuesto por el señor Regulador y que se cumpla con los criterios del nuevo enfoque que establece como centro de la regulación a la persona usuaria.

El oponente llama la atención de la Aresep en cuanto a la disponibilidad del expediente, ya que estaba en el sitio web pero no fue posible acceder a algunos de los archivos comprimidos (formato zip) por lo que tuvieron que apersonarse a las oficinas de la Aresep, cosa que no todos tienen esta posibilidad, por lo que recomienda a la Aresep, que una vez que suba los archivos de las diferentes audiencias públicas, realice una revisión para verificar que los archivos se puedan acceder y abrir de forma remota para que no se dé una limitación de acceso a la información.

Indica el oponente que con base a los argumentos expuestos anteriormente, se opone a la solicitud presentada por ESPH para ajustar las tarifas del sistema de distribución, consignada en el expediente ET-080-2019.

En atención a lo expuesto por la Defensoría de los Habitantes, es necesario aclarar, en primer lugar, que las empresas eléctricas, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593 tienen la potestad de presentar al menos un estudio tarifario por año. Sin embargo, como consta en muchos otros estudios tarifarios ordinarios tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni la metodología limita la posibilidad de que la tarifa resultante sea aplicable para períodos superiores a un año. Además, de considerar que la metodología vigente permite, mediante el mecanismo de liquidación, atender desviaciones que podrían registrarse, sea a favor de los usuarios o favor del prestador.

De manera complementaria, se le indica a la Defensoría de los Habitantes que la Autoridad Reguladora reconoce la necesidad de que todo estudio tarifario sea valorado de manera integral, teniendo claro el contexto socioeconómico y ambiental dentro del cual se realiza la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, considerando que la Autoridad Reguladora debe armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En efecto, como señala el oponente, la Autoridad Reguladora debe velar no sólo por el cumplimiento del principio al costo sino también por los criterios de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad establecidos para orientar la prestación óptima del servicio. En este sentido, se aclara que la fijación de tarifas para dos años, según lo solicitado por la empresa, no limita ni debilita las potestades de fiscalización que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora.

Por tratarse de un estudio ordinario, se reitera que la Autoridad Reguladora realiza, como corresponde, un análisis riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y justificaciones presentadas, con el propósito de evitar que se incorporen en el cálculo de la tarifa costos y gastos desproporcionados, excesivos o no relacionados con la prestación del servicio público.

Por otro lado, se aclara que en el informe técnico de detalla, de conformidad con lo establecido en la metodología, el tratamiento que corresponde realizar al rédito para el desarrollo, de manera consistente con lo actuado en estudios tarifarios previos tramitados para todas las empresas eléctricas que integran el SEN. Asimismo, como se ha resuelto en peticiones similares presentadas por otras empresas eléctricas, en el informe técnico consta el tratamiento dado a la petición de ESPH, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb para la atención de las necesidades de empresas electro intensivas, incluidas las certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

En lo que respecta a la aplicación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), es necesario señalar que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas, tienen la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Sin embargo, se aclara a la Defensoría de los Habitantes que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios, para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

Por último, se le indica al oponente que el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) coordina actualmente una Fuerza de Tarea, conformada con el propósito de realizar una revisión integral de las metodologías aplicables al sector eléctrico, con el propósito de identificar oportunidades de mejora y proponer a la Junta Directiva una reforma que, cuando esté definida, será sometida al mecanismo de audiencia pública para valoración y conocimiento de todas las partes interesadas.

3. ICU Medical Costa Rica Ltda., cédula de personería jurídica 3-012-453013, representada por el señor Isaías González García, cédula de identidad 1-663-0628:

Indica el usuario que su posición es a favor de la propuesta por ESPH según expedientes ET-080-2019 y ET-081-2019, e insta que se apruebe a la brevedad posible la tarifa T-MTb.

El coadyuvante indica que la tarifa T-MTb cumple con el decreto N° 40509-MINAE-MTSS y que ICU Medical compite con otras empresas alrededor del mundo e internamente dentro de su corporación.

El coadyuvante presenta una tabla donde muestra tarifas que se dan en Estados Unidos e indica que el promedio de la tarifa para clientes industriales es de 6,8 centavos de dólar por kWh y que para el próximo año ellos le van a pagar a ESPH una tarifa promedio de 12,9 centavos de dólar por kWh, lo que representa el doble que en las otras plantas de la corporación y esto es una desventaja competitiva que les dificulta poder crecer en el país.

Indica el coadyuvante que si se aprueba la tarifa T-MTb representaría una mejora significativa para competir internacionalmente, por lo que solicita que se apruebe esta tarifa para acceder a ella a partir de enero 2020.

Al respecto, en atención a la coadyuvancia presentada, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb solicitada por ESPH, se le indica a ICU Medical Costa Rica Ltda que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el SEN, producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la

conformación de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, según consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora ha recomendado la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por la ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se precisa en la descripción de la tarifa su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética.

4. Asociación de Grandes Consumidores de Energía, cédula de personería jurídica 3-002-413768, representada por el señor Carlos Roldán Villalobos, cédula de identidad 4-0138-0436:

El usuario menciona la solicitud de ESPH de incluir la tarifa T-MTb en su pliego tarifario con el objetivo de coadyuvar al Gobierno de la República a lograr la reactivación del país.

El usuario indica que la electricidad es utilizada tanto como insumo para el sector productivo como un bien de consumo final y menciona que muchos países establecen diferencias en el precio cuando esta se utiliza para producir riqueza y la utilizada en otros sectores.

El usuario muestra un gráfico con tarifas de otros países y determina que el ofrecer tarifas competitivas al sector productivo tiene una ventaja ya que incrementa la demanda nacional y diluyen los costos fijos del sistema para los otros sectores, pero en Costa Rica las tarifas promedio de los clientes conectados en media tensión son más altas que en el sector residencial, lo cual afecta la competitividad.

El usuario realiza un cálculo para demostrar la diferencia entre los costos de electricidad para empresas nacionales respecto a industrias instaladas en otros países y obtuvo como resultado que en otros países el costo promedio es de 9,9 USc/kWh y en Costa Rica 14,60 USc/kWh.

El usuario indica que la pérdida de competitividad del sector productivo provoca crecimiento en el desempleo y disminución en el consumo eléctrico, además hace mención del plan de expansión de la generación del 2011, donde se estableció instalar más plantas considerando una demanda para el 2018 en 13 693 GWh y la realidad fue de 11 115GWh y esto evidencia desaceleración de crecimiento en la demanda del sector.

Por lo anterior, el usuario indica que la propuesta que presenta ESPH de ofrecer una tarifa T-MTb al sector productivo nacional, se convierte en una excelente estrategia para lograr mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada del sistema nacional de generación.

Petitoria:

- 1. Incorporar la tarifa T-MTb en el pliego tarifario de ESPH, tal y como ha sido solicitado.*

Al respecto, en atención a la coadyuvancia presentada, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb solicitada por la ESPH, se le indica a la Asociación de Grandes Consumidores de Energía, que la Autoridad Reguladora, teniendo en consideración las transformaciones que está experimentando a diario el SEN, producto de la intensificación y profundización de cambios tecnológicos, así como la presencia de mercados cada vez más dinámicos y competitivos, reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de proponer ajustes tarifarios que sean consistentes con las necesidades de los distintos sectores de consumo.

En este contexto, según consta en el informe técnico, de manera consistente con lo resuelto en peticiones similares realizadas por otras empresas eléctricas, la Autoridad Reguladora recomienda la creación de la tarifa T-TMb, en los términos solicitados por ESPH, con el fin de atender las necesidades de las empresas electro intensivas localizadas en su zona geográfica de concesión. Asimismo, se precisa en la descripción de la tarifa su aplicación a las empresas certificadas bajo la norma ISO 50001 sobre ahorro y eficiencia energética. En efecto, se trata de empresas que, por su naturaleza, contribuyen a la generación de empleo.

5. Juan Manuel Tirado Molina, portador de la cédula de identidad número 08-0117-0269:

Indica el oponente que la Ley 7593 establece que los prestadores de servicios públicos están obligados a presentar por lo menos una vez al año el estudio ordinario, por lo tanto la presentación de ESPH, por dos años (2020-2021), de forma no se podría hacer. Además, el oponente indica que se involucra el tema del IVA y que no existe una metodología aprobada para el cálculo del mismo.

El oponente menciona las fórmulas CAPM y WACC y que esto establece una fórmula de cálculo por periodicidad, por lo que no debieron presentar la solicitud del 2021 hoy.

Indica el oponente que cuando se hace presentación en generación no se incorpora IVA por los equipos que van a comprar, parece mantenimiento, por lo que el equipo no va a generar nada, y si es así, porque no hay un decrecimiento en los costos marginales.

Indica el oponente que Hacienda ha dicho que no tiene una metodología, para el IVA, que ni siquiera debería estar cobrándolo en el recibo, porque no hay metodología. Además, indica el oponente que el cálculo de distribución es un aumento que supera con creces el aumento de la inflación.

El oponente hace lectura de lo indicado por la Defensoría e indica sobre la reducción de fiscalización periódica por parte de los usuarios, además hace mención a que no es claro lo que incorpora la línea de mejora de planta y que los costos administrativos suben año con año, es decir aumentos de salarios y no se sabe si habrán pluses que vamos a pagar los usuarios, por lo que del aumento, un 87% corresponden a costos que no se conocen y por IVA que no tiene reglamento.

Por último, el oponente indica que Aresep tendría que pensarlo muy bien, de aprobar leyes, empezando por el tema legal que la Ley 7593 dice los prestadores de servicios públicos están obligados a presentar por lo menos una vez al año un estudio ordinario para fijación tarifaria del próximo año, no dice los próximos años.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le aclara que de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, los regulados tienen la potestad de presentar al menos un estudio tarifario por año. Sin embargo, como consta en estudios tarifarios ordinarios tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni la metodología limita la posibilidad de que la tarifa resultante sea aplicable para período superior a un año. Además, hay que tener presente que las metodologías vigentes permiten, mediante el mecanismo de liquidación, atender desviaciones que podrían registrarse, sea a favor de los usuarios o favor del prestador.

De manera complementaria, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora reconoce la responsabilidad de realizar un análisis integral de toda petición tarifaria, teniendo claro el contexto socioeconómico y ambiental dentro del cual se realiza la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, precisamente porque la Autoridad Reguladora debe armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En efecto, dada la obligación de vela por el cumplimiento del principio al costo, así como los criterios técnicos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad establecidos para orientar la prestación óptima del servicio, en un estudio ordinario la Autoridad Reguladora realiza una análisis riguroso y detallado. Además, se aclara que la fijación de tarifas para dos años, según lo solicitado por la empresa, no limita ni debilita las potestades de fiscalización que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora, tal y como se ha resuelto en fijaciones similares presentadas por otras empresas eléctricas.

Por tratarse de un estudio ordinario, se reitera que la Autoridad Reguladora realiza, como corresponde, un análisis riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y justificaciones presentadas, con el propósito de evitar que se incorporen en el cálculo de la tarifa costos y gastos desproporcionados, excesivos o no relacionados con la prestación del servicio público.

En relación con tratamiento del rédito, se aclara que en el informe técnico de detalla lo actuado por la Autoridad Reguladora. Además, en lo que respecta a la aplicación del Impuesto al Valor Agregado (IVA), es necesario señalar que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas, tienen la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. En este sentido, se le aclarara al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios, para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

6. Jonathan Prendas Rodríguez, portador de la cédula de identidad número 01-1049-0739:

El oponente indica que si la tarifa vigente es la del 2017 si se da un aumento.

Indica el oponente que el IVA no se puede cobrar ya que la metodología de aplicación debía ser generada por el Ministerio de Hacienda y la Aresep, y eso no ha sucedido, por lo que ESPH está actuando en contra del bolsillo de los habitantes donde prestan el servicio, y que el elemento técnico administrativo esta metodología aplicada en función de la solicitud ante Aresep, por lo que recomienda a la Aresep, nieguen esta solicitud y le digan a ESPH que tramite como corresponde en tiempo, forma y fondo esa solicitud, de acuerdo a las disposiciones administrativas y leyes vigentes.

Indica el oponente que los estados financieros no se pueden validar porque son mentira ya que tienen un pequeño gran detalle, se contabiliza el IVA, y eso no se puede estar cobrando, por lo que se debería devolver a los consumidores.

El oponente menciona que lo solicitado es un incremento sustancial en las tarifas y que se opone ya que hay mucho costo que no se ha transparentado, elementos que no se deberían cobrar y la metodología en la cual se está aplicando tiene vicios de aplicabilidad, por lo que es necesario que se vuelva hacer todo el proceso, y cuando lo traigan bien, verificar todo esté subsanado para ver si se aplica o no.

Indica el oponente que el aumento muy raro y que has tenido tarifas en este último año, que no dejan de ser sospechosas en el sentido que no tienen fundamento, que el IVA no tiene que estar cobrando, que la metodología tiene vicios sustanciales, y hay elementos que hacen un llamado para que administrativamente la Aresep, por la forma ni siquiera entre al fondo de esta solicitud.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas.

Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo, así como de las normas técnicas establecidas para regular la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que orientan la prestación óptima del suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara que al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Además, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

En el informe técnico se detallan los ajustes y criterios técnicos aplicados por la Autoridad Reguladora, específicamente lo relacionado sobre el fundamento de la petición tarifaria presentada por ESPH.

7. Bernal Lara Soto, portador de la cédula de identidad número 4-0077-0333:

El usuario menciona el proyecto Jorge Manuel Dengo y que la misma es exageradamente pequeña y que serviría para dar lecciones de electricidad a una escuela secundaria, además, indica el usuario que le sorprende que se va a invertir ¢1 400 millones y le solicita a ESPH que le indique cual es el costo-beneficio de esa inversión ya que podría ser más barato cerrarla.

En atención a lo manifestado por el oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos,

gastos, costos e inversiones, así como de la documentación de respaldo y justificaciones que dan sustento a la petición presentada por la empresa.

En materia de inversiones, la Autoridad Reguladora realiza, por medio de la IE, el seguimiento de todos los proyectos de inversión, tanto de los que se encuentran a nivel de factibilidad como en proceso de ejecución, con el propósito de asegurar que su tratamiento regulatorio, al momento de ser capitalizados, sea consistente con lo establecidos en las metodologías aplicables, así como para evitar el reconocimiento de costos y gastos que sean excesivos o desproporcionados. En el informe técnico se hace referencia al tratamiento regulatorio del proyecto indicado por el oponente.

8. Juan Rafael Morales Rojas, portador de la cédula de identidad número 4-0102-00283:

Indica el oponente que está en contra del aumento de tarifas pretendido por la empresa, además que la convocatoria dice lo solicitado es del 12,36% y no un 4%, y que siempre se ha opuesto a que se hagan aumentos de dos en dos años porque la ley va en contra.

El oponente menciona el peaje que deben pagar las cableras por el uso de los postes y que ESPH nunca presenta un informe sobre esos ingresos, también hace mención de un informe de la Contraloría que indicaba la pérdida de \$16 000 millones y no existe ningún proceso en el Ministerio Público y que el señor Allan indicó que con un aumento del 4% en electricidad llevaba ese vacío.

El oponente menciona su inquietud de que la Aresep siempre ha sido muy afín a ESPH y que generalmente le aprueba lo que quiere, pero que esta vez espera se pare el asunto.

El oponente manifiesta su oposición absoluta a los aumentos y pide a la Aresep tome en cuenta sus observaciones.

En atención a lo señalado por el oponente, se le informa que la Ley 7593 ciertamente establece la potestad que tienen las empresas reguladas de presentar al menos una petición tarifaria al año. Sin embargo, como consta en distintos expedientes tramitados previamente por la Autoridad Reguladora, ni la ley ni las metodologías aplicables limitan la posibilidad de que las empresas soliciten la fijación de precios y tarifas por un período mayor a un año. En este sentido, en atención a las preocupaciones manifestadas por el oponente, se le indica que lo anterior tampoco limita la potestad de fiscalización y de seguimiento tarifario que corresponde realizar a la Autoridad Reguladora.

Por otro lado, se le informa al oponente que desde el 2015 la Autoridad Reguladora inició la implementación del proyecto de Contabilidad Regulatoria en el sector energía, instrumento que le permite llevar un registro de las actividades

reguladas de las actividades no reguladas, precisamente para garantizar que en el cálculo de las tarifas relacionadas con el suministro de energía eléctrica se incorporen costos y gastos de otras actividades, como podría el ser el servicio de infocomunicaciones que presta ESPH.

El informe técnico confirma que la Autoridad Reguladora realiza un análisis riguroso y detallado, precisamente para velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y evitar la incorporación de costos desproporcionados o excesivos, al momento de realizar el cálculo de los precios y tarifas que corresponde cobrar a los abonados de ESPH.

9. Greivin Francisco Salazar Rojas, portador de la cédula de identidad número 2-0348-0781:

El usuario da un ejemplo acerca de la afectación de los aumentos de electricidad en su negocio comercial y las estrategias que debe hacer para que no le afecten mucho. Además hace mención del incremento del 22% y que esto atenta contra el comercio en general, y que ya aguantan más cargas de las que el Gobierno Central, ESPH, y considera que es bueno poner un alto.

En atención a lo señalado, se le informa al oponente que la Autoridad Reguladora tiene la obligación de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

Para tales efectos, de acuerdo con lo establecido en la ley y las metodologías aplicables, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado, analizado de manera integral todos los ingresos, gastos, costos e inversiones, así como la documentación y justificaciones presentadas, precisamente para garantizar el cumplimiento del principio de servicio al costo, excluyendo los costos y gastos que sean considerados excesivos, desproporcionados o que no están relacionados con la prestación del servicio público.

En el informe técnico el oponente puede conocer el detalle del análisis realizado y las decisiones tomadas por la Autoridad Reguladora.

10. Bernardo Benavides, portador de la cédula de identidad número 4-0109-0708:

El oponente indica que se solidariza con lo expresiones dadas en cuanto a la aplicación en la metodología de fijación, de nueva fijación de la tarifa IVA.

El oponente hace mención del informe de la Contraloría General de la República (CGR), que indica que ESPH presenta debilidades en el control interno financiero relativos a la planificación y ejecución, control y seguimiento de la gestión financiera la colocó al presentar riesgos que dificulta asegurar razonablemente

la sostenibilidad financiera en mediano y largo plazo, especialmente a la situación deficitaria del negocio y distribución de energía eléctrica.

Indica el oponente que realizó cuestionamientos al aumento tarifario de tres meses, pidiendo medidas de mitigación y gradualidad en la aplicación de estos aumentos, y explicaciones de porque no se había publicado la audiencia correspondiente, si es que la hubo. Además, indica el oponente que sobre el tema la empresa emitió un boletín de prensa, indicando que antes de la publicación del informe al que me he referido, la empresa ya había tomado medidas para subsanar eventuales riesgos señalados por la CGR y dice que dentro de las acciones aplicadas por ESPH, la más importante fue la actualización de tarifas para el 2019 y el 2020; se cuestiona sobre quién estructura de costos, pregunto o a la Aresep para que lo tomen en consideración si en la estructura de costos, con la cual está justificando aparte de lo técnico este incremento tarifario se están cubriendo riesgos por mala administración financiera de la empresa, entonces es vía tarifas cómo se están corrigiendo problemas de administración financiera y se pregunta cómo se están corrigiendo los problemas de Administración que no sea por la vía tarifaria.

Indica el oponente que si hay que realizar ajustes de tarifas y están justificados y se demuestra que son necesarios y se demuestra que son técnicamente viables y procedentes; bueno si esos así, los ajustes se aceptan, y eso que causan un enorme efecto negativo a los ciudadanos a las empresas y a los emprendedores.

El oponente plantea a la Aresep, que es necesario que de previo a ajustar las tarifas cómo se están solicitando, se emita un informe que tome en consideración si se están subsanando vía tarifas problemas de administración financiera de esta entidad, y que esto es muy muy importante y que cautelarmente no se aplique ningún aumento; hasta tanto se determine esta situación que estoy planteando porque aquí no hay no solamente, un tema de numeritos y de cálculos de si procede o no el incremento tarifario, no, hay cuestionamientos sobre la administración financiera que la misma empresa está indicando en sus boletines; que los está subsanando vía aumento de tarifas y eso no se vale.

En relación con los argumentos y preocupaciones manifestadas por el oponente, se le indica que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, velando tanto por el cumplimiento del principio del servicio al costo como por el equilibrio financiero de la empresa, necesario para garantizar la continuidad en la prestación del servicio.

Por ello, durante la tramitación de todo estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimadas por la empresa, así como de la documentación y las justificaciones que respaldan la decisión. Lo anterior teniendo en

consideración que la Autoridad Reguladora tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por la empresa eléctrica regulada, en este caso ESPH.

En el informe técnico que da sustento a este expediente, el oponente puede conocer el detalle de lo actuado por la Autoridad Reguladora, precisamente para velar porque en el cálculo de las tarifas solamente se incorporen los gastos, costos e inversiones relacionadas con la prestación del suministro de energía eléctrica que realiza ESPH.

11. Olga Margarita Murillo Gamboa, portadora de la cédula de identidad número 4-0126-0285:

Indica la usuaria que es una oposición y les pide a los profesionales de ESPH que la presentación no tiene ningún profesionalismo y que siente que fue una burla y considera que debe existir claridad cuando se presente ya que el informe no logra percibir con claridad cuáles son las razones costo inversión, cuáles son las razones y las justificaciones.

Además, indica la oponente que cuando se usa la norma de debe que explicar paso por paso, cuáles son los puntos que incluye esa norma o el cálculo de estas técnicas, ya que merecen esa explicación y hay que ponerlo en sencillo con pedagogía y con inclusión y con todo.

Considera la oponente que le pareció extraordinario lo de los consumidores de grandes energías ya que esto fomenta la inversión y el empleo.

La oponente hace mención de inversiones paralelas de ESPH y considera que deben saber que pasa con esas inversiones, si lo que venía a enriquecer y mejorar la calidad y la condición económica de una empresa.

La oponente indica que se opone a la forma de presentar la información porque es una burla y hace algunas sugerencias y algunas ideas para los profesionales de la empresa, de verdad ocupamos más seriedad y más respeto profesionalmente hablando.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

Así, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, se le informa al oponente que en el informe técnico consta el detalle del análisis técnico realizado con el fin de velar por el principio de servicio al costo y, en este contexto, evitar el reconocimiento de costos y gastos excesivos o desproporcionados.

12. Carlos Luis Garro Zamora, portador de la cédula de identidad número 4-0148-0253:

Indica el usuario que se opone a cualquier solicitud de aumento, y le quedó claro si es un aumento o una disminución e indica que ahora consume menos pero paga más y que no lo entiende.

El oponente hace mención de que la Contraloría cuestiona algunas inversiones y cuestiona los salarios de los funcionarios de ESPH.

El oponente cuestiona la presentación del informe e indica que no quedó claro y solicita que la justificación debe ser previa, además, indica que las convocatorias no deberían ser un día entre semana ni en hora laboral, debe hacer una hora más pragmática.

En atención a las preocupaciones manifestadas por el oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

Así, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por la armonización de intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, se le informa al oponente que en el informe técnico consta el detalle del análisis técnico realizado con el fin de velar por el principio de servicio al costo y, en este contexto, evitar el reconocimiento de costos y gastos excesivos o desproporcionados.

13. Margarita María Chaverri Miranda, portadora de la cédula de identidad número 4-0102-0649:

Indica la usuaria que se queja sobre la entra del IVA y expone de como aumento el pago del recibo de electricidad y que cuando se apersonó a que le explicaran, le indicaron que el IVA era un 13% y que además la electricidad había aumentado un 24% y que el aumento total en el recibo era del 34%.

Indica la oponente que cómo es posible que ahora que están pidiendo un aumento para el 2020 de un 12% y para el 21 de un 20%; y porque tanto aumento si a los ciudadanos que viven de una pensión o de un salario, recibimos tan poco y tanto es el aumento y no nos explican para que ese aumento, yo vengo como una ama de casa y me opongo a esta aumento.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

14. Olga María Álvarez Paniagua, portadora de la cédula de identidad número 02-0291-1462:

Indica la usuaria que se opone a la petición y menciona que es una mujer pensionada y que la pensión no le alcanza lo suficiente e indica que antes pagaba ₡23 000 y ahora hasta ha pagado ₡ 35 380.

La oponente se pregunta si lo que ha pagado de IVA con respecto a luz y agua, le van a devolver ese dinero o que va a pasar con eso, si todavía no es válido.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas.

Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo, así como de las normas técnicas establecidas para regular la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad que orientan la prestación óptima del suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara que al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria. Además, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora no requiere modificar las metodologías vigentes aplicables al sector eléctrico ni desarrollar nuevos instrumentos regulatorios para implementar lo dispuesto en materia tributaria en lo que corresponde a la aplicación del IVA.

15. Adrián José Gómez Flores, portador de la cédula de identidad número 01-0666-0305:

Indica el usuario que se opone rotundamente al aumento.

Indica el oponente que el informe presentado no es real y que lo presentado fue porque la empresa pensó que iba a llegar poquita gente y que existen algunas cosas que no se comprenden. Además, el oponente indica que lo que se está pidiendo es un aumento para subir salarios y menciona si estos tienen pluses, que en caso de quitarlos se recibirían otros ingresos. El oponente habla sobre el problema que enfrentan por escases de agua.

El oponente indica que la próxima vez que se presente un proyecto, la presentación debería ser más coherente de manera que todos lo entiendan, y poner en la presentación a partir de cuándo se les va a rebajar el IVA.

En atención a los argumentos presentado por el oponente, se le indica que durante la tramitación de un estudio ordinario, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados por la empresa, así como de la documentación de respaldo y las justificaciones técnicas presentadas. Lo anterior con el propósito de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo.

En relación con el reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA), se le aclara al oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria y que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la ley aprobada por la Asamblea Legislativa, los reglamentos complementarios y

resoluciones relacionadas dictadas por el Ministerio de Hacienda, tiene la responsabilidad de actuar y aplicar lo establecido en materia tributaria.

En lo fundamental, se le indica al oponente que la empresa eléctrica debe pagar el IVA que se le carga a todos los bienes y servicios que adquiere como insumos requeridos para la prestación del servicio relacionado con el suministro de energía.

16. Olman Víquez Chaverri, portador de la cédula de identidad número 04-0141-0512:

El usuario indica que la presentación que se hizo fue un engaño y que la forma en que se presenta no es la adecuada para todas las personas e indica que no es transparente, además deberían hacer la presentación de tal manera que puedan entender y que tal vez los pueda apoyar.

El usuario menciona el hecho de que no esté una persona haciendo la traducción en Ilesco y que la Ley 7600 exige la presencia y la traducción para ser inclusivo por lo que solicita se suspenda inmediatamente la reunión y que cumplan con la Ley e indica que se opone.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

17. Francisco Luis Pineda Vargas, portador de la cédula de identidad número 01-0728-0318:

Indica el usuario que se opone al aumento y menciona los aumentos solicitados e indica que él no consigue razonar lo solicitado.

El oponente menciona lo referente a la planta (él no recuerda el nombre), que indica que podría ser donada a instituciones de beneficencia.

Indica el oponente que está rotundamente en desacuerdo con el aumento, ya que no entiende si investigó que la inflación del país es un 5% y porque tienen 12.36% y para el 2021 que todavía no estamos, tiene un 20%.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

18. Arturo González Jiménez, portador de la cédula de identidad número 04-0104-0996:

El usuario se opone a los aumentos, tanto de agua como la luz e indica que lo expresado de que se van a generar más empleo es un poco erróneo, al contrario, se va a generar más desempleo ya que las industrias al sufrir se van a ir.

Indica el oponente que el aumento debería ser escalonado y no un aumento tan exagerado como lo son del 12% y luego 20%, entonces mucha gente no va a poder pagar y los empleados de ESPH no van a dar abasto cortando luz.

Indica el oponente que debería haber una parte que tengan que hacer conciencia, un estudio sobre ese tipo de población.

En atención a las preocupaciones manifestadas por la oponente, se le informa que la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria presentada por una empresa regulada.

Por ello, para tomar la decisión, la Autoridad Reguladora realiza un análisis técnico integral, riguroso y detallado de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estimados, así como de la documentación y justificaciones presentadas, en este caso por ESPH.

En lo que respecta al reconocimiento del Impuesto al Valor Agregado, se aclara a la oponente que el Ministerio de Hacienda es el ente rector en materia tributaria. Lo anterior implica que la Autoridad Reguladora, en este campo, tiene la responsabilidad de aplicar lo establecido en la ley, los reglamentos y resoluciones complementarias dictadas por el Ministerio de Hacienda.

Finalmente, dado que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, según consta en el informe técnico, realiza ajustes y toma decisiones para excluir del cálculo de las tarifas todos aquellos costos y gastos que sean desproporcionados o excesivos, precisamente porque reconoce el impacto que tienen los ajuste tarifarias en el bienestar y calidad de vida de la población, en especial de los sectores más vulnerables.

19. Carlos Fonseca Arce, portador de la cédula número 3-0249-0458:

Indica el oponente que está en oposición al porcentaje propuesto para la reestructuración de la tarifa T-MTb incluida en la solicitud de ajuste tarifario para el sistema de distribución, según expediente ET-080-2019.

El oponente expone como se divide la propuesta realizada por ESPH del 12,36% para el año 2020, siendo el ajuste por reestructuración para la reactivación de la tarifa T-MTb de 2,01% (rebalanceo), e indica que esto se interpreta como un ajuste al resto de las tarifas para mantener el mismo nivel de ingresos y alcanzar rédito propuesto.

El oponente indica estar de acuerdo en la reactivación económica y generación de empleo, pero se opone al porcentaje propuesto ya que considera que es muy alto y además, no encontró en el expediente público, la metodología utilizada

para definir los precios propuestos y mucho menos las razones que mediaron para llegar a las tarifas finales.

El oponente desarrolla lo expuesto para que Aresep analice dicha propuesta con el fin de evitar subsidio cruzado por habilitar esta tarifa.

El oponente realiza una serie de ejercicios hipotéticos con el fin de demostrar que las tarifas propuestas para la tarifa T-MTb que propone ESPH se encuentra por debajo del costo de adquirir esa energía al ICE, siendo que para mantener el nivel de ingresos, el porcentaje por reestructuración de 2,01% subsidia esa rebaja.

Por lo expuesto, el oponente solicita a la Aresep se revise y ajuste el porcentaje de 2,01% propuesto por reestructuración que propone ESPH.

En lo que respecta a la solicitud presentada por la ESPH, relacionada con la creación de la tarifa T-MTb, aplicable a las empresas electro intensivas y certificada bajo la norma ISO 50.001 sobre ahorro y eficiencia energética, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora reconoce la responsabilidad que tienen las empresas eléctricas de atender las necesidades de los distintos sectores de consumo en su propia zona de concesión geográfica.

En este contexto, en el informe técnico se detalla el tratamiento técnico brindado por la Autoridad Reguladora a esta solicitud de la ESPH, siendo los mismos criterios regulatorios que orientaron la creación de la tarifa T-MTb en el caso de JASEC, ICE y CNFL, en su oportunidad, según lo señalado en la resoluciones RE-0098-IE-2019 del 6 de diciembre de 2019 (ET-077-2019), RE-0026-IE-2019 del 22 de marzo de 2019 (ET-076-2019) y RE-0061-IE-2019 del 5 de setiembre de 2019 (ET-052-2019), respectivamente.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta ESPH a partir del 01 de enero de 2020, tal y como se dispone;

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

- I. Fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta ESPH a partir del 01 de enero de 2020, de la siguiente manera:

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2020 al 30/jun/2020	Rige desde el 1/jul/2020 al 31/dic/2020	Rige a partir del 1/ene/2021
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 160.90	2 001.90	2 221.80
Bloque 31-200	cada kWh	72.03	66.73	74.06
Bloque 201 y más	kWh adicional	93.14	86.29	95.76
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Cientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	99.35	92.04	102.14
-				
○ Cientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	167 640.00	155 310.00	172 380.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	55.88	51.77	57.46
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	90 739.30	84 064.60	93 293.20
Bloque 11 y más	cada kW	9 073.93	8 406.46	9 329.32
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Cientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	99.35	92.04	102.14
-				
○ Cientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	167 640.00	155 310.00	172 380.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	55.88	51.77	57.46
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	90 739.30	84 064.60	93 293.20
Bloque 11 y más	cada kW	9 073.93	8 406.46	9 329.32
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Cientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	72.03	66.73	74.06
-				
○ Cientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	149 040.00	138 060.00	153 240.00

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige desde el 1/ene/2020 al 30/jun/2020	Rige desde el 1/jul/2020 al 31/dic/2020	Rige a partir del 1/ene/2021
Bloque 3001 y más	cada kWh	49.68	46.02	51.08
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	77 526.50	71 823.70	79 708.40
Bloque 11 y más	cada kW	7 752.65	7 182.37	7 970.84
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	65.81	60.97	67.67
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	63.09	58.45	64.87
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	33.52	31.06	34.47
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	32.13	29.77	33.04
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	27.31	25.30	28.08
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	26.18	24.25	26.92
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	11 027.31	10 216.15	11 337.66
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	10 570.78	9 793.20	10 868.28
Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 662.00	7 098.38	7 877.64
Periodo Valle (mínima)	cada kW	7 344.79	6 804.51	7 551.51
Periodo Noche (máxima)	cada kW	5 106.33	4 730.71	5 250.05
Periodo Noche (máxima)	cada kW	4 894.93	4 534.86	5 032.70
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	105.90	105.90	122.58
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	101.52	101.52	117.51
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	36.38	36.38	42.11
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	34.87	34.87	40.37
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	23.35	23.35	27.03
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	22.38	22.38	25.91
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	3 110.26	3 110.26	3 600.13
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	2 981.50	2 981.50	3 451.08
Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 171.26	2 171.26	2 513.23
Periodo Valle (mínima)	cada kW	2 081.37	2 081.37	2 409.18
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 391.38	1 391.38	1 610.52
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 333.78	1 333.78	1 543.84

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y con consumos mensuales mayores de 20 000 kWh.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio: Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MTb: Media Tensión b

A. Aplicación:

1. Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, con una vigencia de 24 meses contados a partir del 1° de enero del 2020 hasta el 31 de diciembre del 2021, sujeta a revisiones en posteriores solicitudes tarifarias, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse el cliente a consumir 1 000 000 kWh por mes y 2 000 kW por mes en al menos 10 de los últimos doce meses, así como comprometerse como mínimo a mantener el consumo histórico.
2. También podrán acceder a esta tarifa aquellos clientes que cuenten con una certificación ISO 50001, en las que certifiquen al cliente en el uso eficiente de la energía por medio de un sistema de gestión de la energía, mismos que se les podrá excluir del requisito mínimo de consumo de energía y potencia, previa valoración de cada caso en particular en función del consumo histórico.
3. Si el consumo mínimo no se cumple, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta.
4. Esta tarifa solo aplicará a aquellos con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante diez meses de los últimos doce meses el consumo de energía y potencia establecido anteriormente.
5. Para los clientes nuevos, estos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de energía y potencia señaladas anteriormente, sin embargo, podrá excluirse el requisito del cumplimiento del consumo histórico de los últimos 12 meses.
6. Una vez que ingresen a esta tarifa, si durante los últimos doce meses no alcanzan en al menos diez el consumo establecido, pierden la categoría y al tercer mes de incumplimiento regresan a la tarifa original de procedencia.
7. Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de

la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características del servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

- II. Fijar la tarifa de acceso al sistema de distribución que presta ESPH a partir del 1 de enero de 2020 y hasta el 31 de diciembre del 2021, de la siguiente manera:

Categoría Tarifa	detalle del cargo	Del 1/ene/2020 al 31/dic/2020	Del 1/ene/2021 al 31/dic/2021
Tarifa de acceso	cada kWh	₡14,86	₡15,01

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

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Marco Cordero Arce
Intendente de Energía

INTENDENCIA DE AGUA

RESOLUCIÓN RE-0004-IA-2019 del 12 de diciembre de 2019

CONOCE EL INTENDENTE DE AGUA LA SOLICITUD DE AJUSTE EXTRAORDINARIO TARIFARIO POR EFECTO DEL CÁLCULO DE LOS CÁNONES DE REGULACIÓN PARA EL AÑO 2020, PARA LOS SERVICIOS PÚBLICOS DE ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO, HIDRANTES, RIEGO Y PISCICULTURA PRESTADOS POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADO (AyA), LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA, S.A. (ESPH, S.A.) Y EL SERVICIO NACIONAL DE AGUAS SUBTERRÁNEAS, RIEGO Y AVENAMIENTO (SENARA).

EXPEDIENTE ET-104-2019

RESULTANDO

- I- El 27 de julio de 2012, mediante el oficio DFOE-EC-0393, la Contraloría General de la República, indicó en cuanto a la figura del canon:

“(...) Esta Contraloría General advierte a la ARESEP, la obligación de que, previo a realizar el cobro, éste se encuentre incorporado efectivamente en la tarifa que cobran las empresas que brindan el servicio regulado a sus usuarios finales, considerando que esas entidades autorizadas para prestar el servicio no son más que recaudadores del canon, por lo que este debe ser neutro respecto de su situación financiera (...)”.

- II- El 28 de noviembre de 2019, mediante el oficio OF-1066-IA-2019, la Intendencia de Agua recomendó al Departamento de Gestión Documental la apertura de un expediente administrativo, para la aplicar de oficio un ajuste extraordinario en el monto de los cánones de regulación para el año 2020, al Instituto Costarricense de Acueducto y Alcantarillado (AyA), a la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A. (ESPH, S.A) y al Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento (SENARA), correspondiente a los servicios públicos de acueductos, alcantarillados, hidrantes riego y piscicultura. Asimismo, solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), la convocatoria a consulta pública para exponer el estudio extraordinario tarifario de oficio de referencia. (Folio 01).
- III- La Autoridad Reguladora publicó la convocatoria a consulta pública en los siguientes periódicos: La Extra y La Teja del 06 de diciembre del 2019 y en el Alcance N°272 de La Gaceta N°233 del 06 de diciembre del 2019. (Folio 21).

- IV- La consulta pública finalizó el 11 de diciembre del 2019 a las 12:00 horas. Según el informe de la Dirección General de Atención al Usuario N°IN-2257-DGAU-2019, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias. (Mismo que corre agregado a los autos).
- V- El 12 de diciembre de 2019, mediante el oficio OF-1125-IA-2019, la Intendencia de Agua emitió el informe denominado "*Ajuste extraordinario en la tarifa por efecto de los cánones de los servicios públicos de Acueducto, Alcantarillado, Hidrantes, Riego y Piscicultura para el año 2020. Expediente ET-104-2019*". (Mismo que corre agregado a los autos).
- VI- En los plazos y procedimientos se han cumplido las prescripciones de Ley.

CONSIDERANDO

- I- Del oficio OF-1125-IA-2019 del 12 de diciembre de 2019, que sirve de base a esta resolución y que será notificado a las partes, conviene extraer las siguientes conclusiones y recomendaciones:

"(...) IV. Conclusiones

- 1- *La Contraloría General de la República mediante el oficio DFOE-ED-0564 del 30 de julio del 2010, dispone que la ARESEP deberá ajustar en el periodo mismo de ejecución en cada actividad de regulación el canon correspondiente a las actividades reguladas, según lo aprobado.*
- 2- *Al revisar el monto autorizado por la Contraloría General de la República en las estimaciones del canon por regulación para el año 2020, se determinó que los ingresos del AyA requerirían una disminución tarifaria para los servicios de acueductos y de alcantarillado de un 0,34% y 0,37%. Con respecto a la ESPH, S.A. las necesidades de ingresos aumentarían en un 0,08% para ambos servicios, de acueducto y para el servicio de alcantarillado.*
- 3- *Con el fin de considerar el ajuste que son rebajas en el canon de regulación del AyA para los servicios de acueducto y alcantarillado estas serán ajustadas en el año 2020 de forma ordinaria en sus estudios tarifarios o de oficio extraordinariamente, esto por estar en trámite la tarifa de protección del recurso hídrico ET-087-2019.*
- 4- *Para el servicio de hidrantes brindado por el AyA, se debe rebajar la tarifa en el mes de enero de 2020. La tarifa de hidrantes para el servicio medido pasa de ₡26 a ₡24,1 por metro cúbico y en servicio fijo de ₡555 a ₡515,4 colones.*

- 5- *Para el servicio el servicio de Hidrantes brindado por la ESPH S.A, se debe aumentar la tarifa en el mes de enero de 2020.La tarifa de hidrantes para el servicio medido pasa de ₡25,81 a ₡26,83 por metro cúbico y para el servicio fijo de ₡617,83 a ₡642,29.*
- 6- *Para el servicio de riego y piscicultura la tarifa debe aumentarse en un 8,29% con fundamento en los cálculos realizados con base al cultivo del 2019 y estará vigente para todo el año de 2020.*

V. Recomendaciones

1. *No ajustar las tarifas de acueducto y alcantarillado del AyA, sino que se hará durante el año 2020.*
 2. *Fijar un aumento del 1,10% para el servicio de acueducto y del 0,94% para el servicio de alcantarillado en todas las categorías, en esta ocasión se hizo genérico ya no en los consumos altos; brindado por la ESPH, S.A, a partir del mes de enero 2020.*
 3. *Estas tarifas rigen a partir del 1 de enero de 2020 hasta el 31 de enero de 2020. A partir del 01 de febrero de 2020, se volverán a aplicar las tarifas fijadas según la resolución RIA-006-2015 del 09 de julio del 2015, publicada en La Gaceta N°135, del 14 de julio del 2015 y la resolución RIA-003-2015 del 19 de marzo del 2015, publicada en La Gaceta N°61, del 27 de marzo del 2015.*
 4. *Fijar las siguientes tarifas para el servicio de hidrantes suministrado por el AyA y la ESPH S.A. Para el AyA en el servicio medido, ₡24,1 colones por metro cúbico y para el servicio fijo ₡515,40. Para la ESPH, S.A, en el servicio medido ₡26,83 por metro cúbico y para el servicio fijo ₡642,29.*
 5. *Para el servicio de hidrantes suministrado por el AyA y la ESPH, S.A. las tarifas indicadas serán para el mes de enero 2020. A partir del 01 de febrero de 2020 se volverán a aplicar las tarifas establecidas en la resolución RIA-002-2016 del 03 de febrero del 2016, publicada en la Gaceta N°28 del 10 de febrero del 2016 para AyA; y para la ESPH aplicará la resolución RIA-005-2015 del 24 de abril de 2015, publicada en la Gaceta N°82 del 29 de abril de 2015 en el alcance N°28.*
 6. *Fijar para los servicios de riego y piscicultura del SENARA una tarifa de ₡2,61 por metro cubico para todos sus usuarios, aplicara en los meses de enero a diciembre 2020. El 01 de enero 2021 se volverán a aplicar las tarifas fijadas según la resolución RIA-009-2015 del 8 de setiembre de 2015, publicada en La Gaceta N°180 del 16 de setiembre del 2015, o la que esté vigente a esa fecha (...)*
- II- También, en el en el oficio OF-1125-IA del 12 de diciembre de 2019, que sirve de base a esta resolución, no se recibieron oposiciones ni coadyuvancias.

- III- De conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es realizar el ajuste extraordinario tarifario de oficio por efecto del cálculo de los cánones de regulación para el año 2020, para los servicios públicos de acueducto, alcantarillado, hidrantes, riego y piscicultura que prestan el AyA, la ESPH S.A. y SENARA, tal y como se dispone.

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 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 sus Órganos Desconcentrados,

EI INTENDENTE DE AGUA RESUELVE

- I. Fijar para los servicios de acueducto y de alcantarillado que brinda la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A., las siguientes tarifas:

Tarifa - Servicio Acueducto ESPH
Enero. 2020
en colones por m³

Bloque de consumo/categoría	Domiciliar	Empresarial	Preferencial	Gobierno
Servicio medido				
de 0 a 15 m ³	322	769	322	769
de 16 a 25 m ³	536	1.281	536	1.281
de 26 a 40 m ³	536	1.281	588	1.281
de 41 a 60 m ³	697	1.281	588	1.281
de 61 a 80 m ³	1.281	1.281	642	1.281
de 81 a 100 m ³	1.281	1.281	642	1.281
de 101 a 120 m ³	1.281	1.281	642	1.281
Más de 120 m ³	1.346	1.346	642	1.346
Servicio fijo				
Tarifa fija	9.973	20.821	34.237	20.821
Cargo fijo 1/	1.200	1.200	1.200	1.200

Nota: 1/El cargo fijo se debe incluir a la facturación tanto en los servicios medidos como en los servicios fijos.

Tarifa - Servicio Alcantarillado ESPH

Enero. 2020

en colones por m³

Bloque de consumo/categoría	Domiciliar	Empresarial	Preferencial	Gobierno
Servicio medido				
de 0 a 15 m ³	216	452	216	452
de 16 a 25 m ³	359	754	359	754
de 26 a 40 m ³	395	754	395	754
de 41 a 60 m ³	467	754	395	754
de 61 a 80 m ³	754	754	431	754
de 81 a 100 m ³	754	754	431	754
de 101 a 120 m ³	754	754	431	754
Más de 120 m ³	790	790	431	790
Servicio fijo				
Tarifa fija	6.466	9.614	19.521	27.739
Cargo fijo 1/	600	600	600	600

Nota: 1/El cargo fijo se debe incluir a la facturación tanto en los servicios medidos como en los servicios fijos.

Estas tarifas rigen a partir del 1 de enero de 2020 hasta el 31 de enero de 2020. A partir del 01 de febrero de 2020, se volverán a aplicar las tarifas fijadas según la resolución RIA-006-2015 del 09 de julio del 2015, publicada en La Gaceta N°135, del 14 de julio del 2015 y la resolución RIA-003-2015 del 19 de marzo del 2015, publicada en La Gaceta N°61, del 27 de marzo del 2015.

II. Fijar las siguientes tarifas para el servicio de hidrantes suministrado por el AyA y la ESPH S.A:

-Para AyA en el servicio medido la tarifa será de ₡24,1 por metro cúbico y para el servicio fijo será de ₡515,40.

-Para la ESPH, S.A en el servicio medido la tarifa será de ₡26,83 por metro cúbico y para el servicio fijo será de ₡642,29.

Las tarifas indicadas regirán para el mes de enero 2020. A partir del 01 de febrero de 2020, se volverán a aplicar las tarifas establecidas en la resolución RIA-002-2016 del 03 de febrero del 2016, publicada en la Gaceta N°28 del 10 de febrero del 2016 para AyA; y para la ESPH aplicará la resolución RIA-005-2015 del 24 de abril de 2015, publicada en la Gaceta N°82 del 29 de abril de 2015 en el alcance N°28.

- III. Fijar para los servicios de riego y piscicultura suministrados por el SENARA una tarifa de ¢2,61 por metro cúbico para todos sus usuarios; regirán en los meses de enero a diciembre 2020. El 01 de enero 2021 se volverán a aplicar las tarifas fijadas en la resolución RIA-009-2015 del 8 de setiembre de 2015, publicada en La Gaceta N°180 del 16 de septiembre del 2015, o la que esté vigente a esa fecha.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 en relación con el 345 de la Ley General de la Administración Pública, se informa que contra esta resolución caben los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Intendente de Agua, a quien corresponde resolverlo; el de apelación y el de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la Ley General de Administración Pública, los recursos de revocatoria y el de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día hábil siguiente al de notificación, y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada Ley.

- IV. Notificar junto con esta resolución el informe OF-1125-IA-2019 del 12 de diciembre de 2019.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

**ÁLVARO BARRANTES CHAVES
INTENDENTE DE AGUA**

1 vez.—Solicitud N° 304-2019.—O. C. N° 9123-2019.—(IN2019418038).

RE-0126-IT-2019

San José, a las 10:15 horas del 13 de diciembre de 2019

CONOCE EL INTENDENTE DE TRANSPORTE A.Í. LA SOLICITUD DE AJUSTE TARIFARIO PRESENTADA POR LA EMPRESA AUTOTRANSPORTES DE DESAMPARADOS S.A. PARA LA RUTA 70 DESCRITA COMO: SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-LOMAS, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-MONTE CLARO, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-LOMA LINDA, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-GRAVILIAS-VILLA NUEVA-RIBERALTA, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-PORVENIR, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-DOS CERCAS, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-SAN RAFAEL, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-PORVENIR-DOS CERCAS, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-CALLE FALLAS, SAN JOSÉ-DESAMPARADOS-SAN MIGUEL-URBANIZACIÓN LA CAPRI, SAN JOSÉ-SALITRILLOS DE ASERRÍ, SAN JOSÉ-BARRIO MERCEDES DE ASERRÍ, SAN JOSÉ-BARRIO LOURDES DE ASERRÍ, SAN JOSÉ-ASERRÍ-BARRIO CORAZÓN DE JESÚS, SAN JOSÉ-ASERRÍ-BARRIO MARÍA AUXILIADORA

EXPEDIENTE ET-075-2019

RESULTANDOS

- I. La empresa Autotransportes Desamparados S.A. cuenta con el respectivo título que la habilita para prestar el servicio público de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, como concesionaria en la ruta 70 descrita como: San José-Desamparados-Lomas, San José-Desamparados-Monte Claro, San José-Desamparados-Loma Linda, San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta, San José-Desamparados-Porvenir, San José-Desamparados-Dos Cercas, San José-Desamparados-San Rafael, San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas, San José-Desamparados-Calle Fallas, San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri, San José-Salitrillos de Aserrí, San José-Barrio Mercedes de Aserrí, San José-Barrio Lourdes de Aserrí, San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús, San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora, según el artículo 7.9.174 de la Sesión Ordinaria 53-2014 de la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público, celebrada el 24 de setiembre de 2014 (folios 27 al 32).
- II. El 7 de marzo de 2016 fue publicada en el Alcance Digital N°35 de La Gaceta N°46 la resolución RJD-035-2016 denominada: "Metodología para Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas".

- III. El 13 de abril de 2018, mediante resolución RJD-060-2018 publicada en el Alcance N°88 a la Gaceta 77 del 3 de mayo de 2018, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la denominada: “Modificación parcial a la “Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús” dictada mediante la resolución RJD-035-2016”.
- IV. El 11 de diciembre de 2018, mediante la resolución RE-0215-JD-2018 publicada en el Alcance N°214 a la Gaceta N°235 del 18 de diciembre de 2018, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora emite la denominada: “Modificación parcial a la “Metodología para la Fijación Ordinaria de Tarifas para el Servicio de Transporte Remunerado de Personas, Modalidad Autobús” dictada mediante la resolución RJD-035-2016 y modificada mediante la resolución RJD-060-2018”.
- V. El 18 de marzo de 2019 fue publicada en el Alcance Digital N°59 de La Gaceta N°54 la resolución RE-0042-JD-2019 denominada: “Protocolo para la Determinación del volumen de pasajeros mediante estudios técnicos y de validación de fuentes de información en el transporte público remunerado de personas, modalidad autobús”.
- VI. El 26 de setiembre de 2019 la empresa Autotransportes Desamparados S.A. (folios 19 al 20), presentó ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (en adelante Aresep), solicitud de ajuste de las tarifas vigentes de la ruta 70 en porcentajes variables (folios 1 a 158).
- VII. La Intendencia de Transporte, mediante Auto de Prevención AP-0115-IT-2019 del 01 de octubre de 2019, solicitó información faltante que resultaba necesaria para el análisis del estudio tarifario, esto de conformidad con los requisitos establecidos en la resolución RRG-6570-2007 (folios 164-166).
- VIII. El 07 de octubre de 2019, la empresa Autotransportes Desamparados S.A., remitió la información solicitada mediante Auto de Prevención AP-0115-IT-2019 (folios 169 al 208).
- IX. La Intendencia de Transporte, mediante Auto de Admisibilidad OF-1327-IT-2019 del 09 de octubre de 2019, otorgó la admisibilidad a la solicitud tarifaria (folios 210 al 212).
- X. El 11 de octubre del 2019 la empresa Autotransportes Desamparados S.A., solicitó a la Intendencia de Transporte que se corrija error material en el contenido del Auto de Admisibilidad OF-1327-IT-2019 del 09 de octubre del 2019, solicitando que en la descripción de la ruta 70 ubicada al final de la

página 2 e inicio de la página 3 se incluyan los 15 ramales y no los 14 que se indicaron (folios 217 al 222).

- XI.** Mediante la resolución RE-0103-IT-2019 de las 15:00 horas, del 15 de octubre del 2019, el Intendente de Transporte resuelve rectificar el error material del Auto de Admisibilidad OF-1327-IT-2019 dictado a las 14:30 horas del 09 de octubre de 2019, por la Intendencia de Transporte, para que en la descripción de la ruta 70 ubicada al final de la página 2 e inicio de la página 3 se incluyan los 15 ramales (folios 278- 280).
- XII.** La convocatoria a audiencia pública se publica el día 22 de octubre de 2019 en La Gaceta N°200 y el 21 de octubre de 2019 en los diarios: La Teja y La Extra (folio 238).
- XIII.** La audiencia pública se realiza a las 17:00 horas (5:00 pm) del 13 de noviembre de 2019 en las instalaciones del gimnasio del Colegio Vocacional Monseñor Sanabria, ubicado 300 metros al sur de la Escuela García Monge, Desamparados, San José.
- XIV.** Conforme al informe de oposiciones y coadyuvancias, oficio IN-0699-DGAU-2019 de fecha 20 de noviembre de 2019, de la Dirección General de Atención al Usuario (folios 260 al 261) y según el Acta de la Audiencia Pública 50-AP-2019 del 20 de noviembre de 2019, emitida bajo el oficio AC-0411-DGAU-2019 (folios 262 al 273) se detallan las coadyuvancias y oposiciones presentadas en la audiencia pública.
- XV.** El 22 de noviembre de 2019, la Intendencia de Transporte mediante oficio OF-1453-IT-2019 solicita al CTP aportar las plantillas FORM-CTP-DING-10 correcta para cada ramal de la ruta 70, correspondientes a la demanda normalizada aprobada por el CTP (folios 274-275).
- XVI.** El jueves 05 de diciembre el CTP envía a la Intendencia de Transporte, por medio de correo electrónico el oficio DTE-2019-1037, al cual adjuntan el artículo 3.14 de la Sesión Ordinaria 79-2019 del 03 de diciembre del 2019, donde se conoció el oficio DTE-2019-1009 del 28 de noviembre del 2019, aclarando lo correspondiente al dato de demanda normalizada de la ruta N°70 (folio 285).
- XVII.** La solicitud de revisión tarifaria fue analizada por la Intendencia de Transporte produciéndose el informe IN-0290-IT-2019 del 11 de diciembre de 2019, que corre agregado al expediente.
- XVIII.** En los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

CONSIDERANDOS

- I. Conviene extraer lo siguiente del informe IN-0290-IT-2019 del 11 de diciembre de 2019, que sirve de base para la presente resolución:

“(…)

B. ANÁLISIS TARIFARIO

B.1. Variables utilizadas:

Variable	Empresa	Aresep	Diferencia Absoluta	Diferencia Porcentual
Volumen mensual de pasajeros (pasajeros)	1.704.097	1.683.472	-20.625	-1,21%
Distancia ponderada (km/carrera)	18,33	18,33	0	0,00%
Carreras mensuales (carreras)	25.510	25.510	0	0,00%
Flota autorizada (unidades)	123	123	0	0,00%
Valor ponderado por bus (colones)	80.540.593	79.637.381	-903.212	-1,12%
Edad promedio de la flota	7,95	7,95	0	0,00%
Tipo de cambio del dólar: tipo 1 y arrendamiento (colones)	591,10	583,79	-7	-1,24%
Tipo de cambio del dólar: estudios de calidad (colones)	625,31	588,55	-37	-5,88%
Precio de combustible (colones)	546,88	546,88	0	0,00%
Tasa de rentabilidad: tipo 1 (%)	16,19	16,19	0	0,00%
Tasa de rentabilidad: tipo 2 (%)	12,91	12,91	0	0,00%

B.1.1. Volúmenes de pasajeros movilizados (Demanda)

La metodología vigente, en el punto 4.7.1 Procedimiento para el cálculo del volumen mensual de pasajeros, indica:

“(…)

Para la determinación del volumen mensual de pasajeros se definen cuatro mecanismos principales. Esto incluye la validación de los registros del Sistema Automatizado del Conteo de Pasajeros (SCP) y las estadísticas mensuales reportadas por los prestadores al Sistema de Información Regulatoria (SIR), así como los datos provenientes de estudios técnicos de cantidad de pasajeros movilizados aceptados por Aresep o aprobados por la Junta Directiva del CTP.

a. Mecanismos para la determinación del volumen mensual de pasajeros.

1. *Estudio técnico de validación de los datos provenientes del Sistema Automatizado de Conteo de Pasajeros (SCP).*
2. *Estudio técnico de validación de las estadísticas mensuales presentadas por los prestadores en el Sistema de Información Regulatoria (SIR).*
3. *Estudio técnico de cantidad de pasajeros movilizados aceptado por Aresep, de los últimos 3 años desde la aceptación formal hasta la fecha de apertura del expediente tarifario:*
 - i. *Estudio realizado por la Aresep*
 - ii. *Estudio contratado por la Aresep*
 - iii. *Estudio presentado por un prestador del servicio*
 - iv. *Estudio presentado por organizaciones de consumidores legalmente constituidas o entes u órganos públicos con atribución legal para ello.*
4. *Estudio técnico de cantidad de pasajeros movilizados, aprobado por la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público (CTP) con no más de 3 años desde la fecha de su aprobación hasta la fecha de apertura del expediente tarifario.*
5. *Estimación del volumen mensual de pasajeros aproximado basado en el esquema operativo autorizado y la cantidad de pasajeros por carrera según la categoría de la ruta / ramal. Este mecanismo se muestra en la sección 4.13.2.b.*

Los estudios técnicos de validación de las estadísticas mensuales presentadas al SIR o del SCP que no cumplen con los criterios indicados en los puntos d. y e. de la sección 4.11.2 Precio del sistema automatizado de conteo de pasajeros, aplican solamente en los casos donde la Intendencia de Transporte haya verificado la consistencia lógica y técnica de los datos reportados. (...)

Como puede observarse, la determinación del volumen mensual de pasajeros del estudio tarifario puede provenir de 4 posibles fuentes de información o estudios técnicos. Para aquellos casos en los que no se disponga de ningún dato de movilización de pasajeros, se debe proceder conforme lo señala el punto 5 anterior, en cuyo caso se debe abordar lo estipulado en la sección 4.13.2 de la metodología tarifaria vigente.

Ahora bien, el orden de prioridad o criterio de decisión para la selección de la fuente de información está establecida en el inciso b) del mismo apartado 4.7.1, que en lo que interesa señala:

“(…)

Debido a que puede existir información simultánea procedente de las fuentes indicadas en los puntos 1 al 4 de la sección a) de este apartado, se establecen las siguientes reglas para la determinación del volumen mensual de pasajeros necesario para la aplicación de esta metodología tarifaria ordinaria.

- i. En caso de que el operador esté enviando los registros del SCP según las características señaladas en la sección 4.11.2 Precio del sistema automatizado de conteo de pasajeros, durante el último año, o que haya presentado la información del último año correspondiente al SCP o SIR, se podrá realizar una validación estadística de los registros del SCP, y en segundo lugar, las estadísticas reportadas mediante el SIR.*

Si se cuenta con estudios técnicos aceptados por Aresep y/o aprobados por el CTP según los puntos 3 y 4 de la sección a) de este apartado, o un estudio de validación según los puntos 1 y 2 de la sección a) de este apartado, con no más de 3 años de haber sido aceptados, se definirá por ramal un intervalo de confianza procedente de la información más reciente entre las fuentes indicadas.

Esta validación se realiza a partir de los reportes procesados del SCP, o las estadísticas mensuales del SIR, ambos del último año (12 meses previos a la apertura del expediente tarifario), para lo cual se calculará la cantidad media de pasajeros por carrera que se obtiene de la división de la cantidad total de pasajeros movilizados que pagan y la cantidad total de carreras reportadas durante esos 12 meses.

En caso de que efectivamente esa cantidad de pasajeros por carrera se encuentre en el intervalo de confianza calculado, el volumen mensual de pasajeros se calculará mediante la multiplicación de la cantidad de pasajeros por carrera del SCP o de las estadísticas mensuales del SIR y la cantidad de carreras mensuales autorizadas por el CTP.

En caso contrario, se considerará como la cantidad de pasajeros por carrera el valor medio del intervalo de

confianza, multiplicada por la cantidad de carreras mensuales autorizadas por el CTP.

- ii. En caso de que no exista un estudio técnico o validación previa de referencia, se debe proceder con la validación de las fuentes de información (SCP, SIR) que incluye trabajo de campo. El informe de resultados del estudio técnico de validación de la información del SCP o SIR debe ser aceptado por la Aresep antes de la presentación de solicitud de fijación tarifaria o inicio del trámite de fijación tarifaria de oficio*

(...)

- iii. En caso que no se cuente con la información procedente de los sistemas SCP o SIR según los puntos i) y ii) de esta sección y que existan simultáneamente estudios técnicos de cantidad de pasajeros movilizados de los últimos tres años (puntos 3 y 4 de la sección a) de este apartado), que hayan sido aceptados por la Aresep o aprobados por la Junta Directiva del Consejo de Transporte Público (CTP), se seleccionará el dato de volumen mensual de pasajeros proveniente del estudio técnico con fecha del acto administrativo de aceptación o aprobación más reciente entre ambos y que corresponda al esquema de horarios vigente al momento de la apertura del expediente del estudio tarifario ordinario. En caso de que no se cumpla esta última condición, se seleccionará el que corresponda al acto administrativo más reciente*

- iv. En caso de que solamente exista uno de los estudios técnicos de cantidad de pasajeros movilizados de los últimos tres años (puntos 3 y 4 de la sección a) este apartado), se seleccionará el dato de volumen mensual de pasajeros de ese estudio.*

(...)"

Con fundamento en lo anteriormente indicado, se concluye que la selección de la fuente de información para la determinación del volumen mensual de pasajeros se debe de realizar en el siguiente orden de prioridad:

- a) Validación de los registros del Sistema de Conteo de Pasajeros (SCP) del último año (últimos 12 meses).*
- b) Validación de los reportes estadísticos del último año, reportados por el operador del servicio al Sistema de Información Regulatoria (SIR).*

- c) *Estudio técnico de cantidad de pasajeros movilizados de los últimos 3 años que haya sido aceptado por la Aresep o aprobado por la Junta Directiva del CTP.*
- d) *Estimación del volumen mensual de pasajeros aproximado basado en el esquema operativo autorizado y la cantidad de pasajeros por carrera según la categoría de la ruta / ramal.*

B.1.1.1. Validación de datos del SCP

Para el presente estudio no se cuenta con la información proveniente del SCP, esto en virtud de lo dispuesto en el inciso D. del Por Tanto I de la resolución RIT-011-2019 del 04 de febrero de 2019, publicada en el Alcance N°29 a La Gaceta N°28 del 08 de febrero de 2019, que en lo conducente establece:

“Instruir a los prestadores del servicio público remunerado de personas, modalidad autobús, a que inicien la presentación de la información de los sistemas automatizados de conteo de pasajeros por medio del SIR, según lo indicado en la sección D. del presente informe. (D. ESTÁNDARES TÉCNICOS DE LA INFORMACIÓN PROVENIENTE DE LOS SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE CONTEO DE PASAJEROS). La remisión de la información podrán hacerla desde el momento en que entre en vigencia la presente resolución, con un plazo máximo al 18 de diciembre de 2018.”

En consecuencia y atendiendo el orden de prioridad de la información disponible, se debe proceder a revisar conforme al inciso b) anterior, esto sería, validando las estadísticas remitidas por la empresa Autotransportes Desamparados S.A. al SIR, para lo cual se debe realizar lo estipulado en el punto i., inciso b) del apartado 4.7.1

B.1.1.2. Validación de las estadísticas

Verificación de consistencia lógica y técnica

Antes del proceso de validación de las estadísticas se debe proceder como lo establece el inciso a) del apartado 4.7.1 en lo referente a la verificación de la consistencia lógica y técnica de los datos reportados por las empresas en sus informes estadísticos, para lo cual se deben cumplir los siguientes criterios generales:

“(...)

Para tales efectos se deben cumplir al menos los siguientes criterios generales:

- *Tipos de datos: los datos deben ser reportados de acuerdo con el tipo de variable correspondiente (número, texto, fecha, moneda).*
- *Información completa: los datos deben ser reportados todos los meses, para todos los ramales autorizados, para todos los días con horarios autorizados y con las unidades autorizadas para la ruta.*
- *Información precisa: los datos deben presentarse según lo que corresponda en cada caso (los pasajeros totales son la cantidad real de personas movilizadas, incluyendo los adultos mayores).*
- *Datos consistentes: los datos numéricos pueden admitir valores decimales o no, según corresponda (por ejemplo, los pasajeros totales son un número entero, la cantidad de carreras se presenta en múltiplos de 0,5).*
- *Datos con comportamientos aleatorios: la cantidad de pasajeros por carrera, la cantidad de pasajeros adultos mayores y la cantidad de pasajeros totales, son datos con comportamientos aleatorios, no deberían ser constantes en términos absolutos ni relativos, o tener comportamientos muy similares en el tiempo.*

Los criterios anteriores podrán ser ampliados o detallados por la Administración Superior con la debida justificación técnica y jurídica.

(...)”

Dado lo anterior, se procede a verificar la consistencia lógica y técnica de los datos reportados por el operador (anexo al presente informe), para lo cual se cuenta también con el procedimiento interno comunicado mediante el memorando ME-0153-IT-2019 del 28 de mayo de 2019 (anexo al presente informe). La metodología tarifaria vigente establece que los datos que deben validarse son los reportados durante los 12 meses previos a la apertura del expediente tarifario. En el presente caso, los datos reportados a considerar son los correspondientes al período entre setiembre de 2018 y agosto de 2019.

Al analizar la información estadística reportada por la empresa Autotransportes Desamparados S.A. al sistema Intran para el mes de setiembre de 2018 y al sistema SIR para los meses de octubre 2018 a agosto 2019 se logra determinar lo siguiente:

Nº	Descripción Ramal	Tipos de datos (7.2.1)	Información completa (7.2.2)	Información precisa (7.2.3)	Datos consistentes (7.2.1)	Datos con comportamientos aleatorios (7.2.4)	¿Se pueden utilizar las estadísticas?
1	San José-Aserrí-Bº Corazón de Jesús	SI	SI	SI	SI	SI	SI
2	San José-Aserrí-Bº Lourdes de Aserrí	SI	SI	SI	SI	SI	SI
3	San José-Aserrí-Bº María Auxiliadora	SI	SI	SI	SI	SI	SI
4	San José-Aserrí-Bº Mercedes de Aserrí	SI	SI	SI	SI	SI	SI
5	San José-Aserrí-Salitrillos de Aserrí	SI	SI	SI	SI	SI	SI
6	San José-Desamparados-Calle Fallas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
7	San José-Desamparados-Dos Cercas	SI	NO	SI	SI	SI	NO
8	San José-Desamparados-Gravillas-Villa Nueva-Riberalta	SI	SI	SI	SI	SI	SI
9	San José-Desamparados-Loma Linda	SI	SI	SI	NO	SI	NO
10	San José-Desamparados-Lomas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
11	San José-Desamparados-Monte Claro	SI	SI	SI	SI	SI	SI
12	San José-Desamparados-Porvenir	SI	NO	SI	SI	SI	NO
13	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	SI	SI	SI	SI	SI	SI
14	San José-Desamparados-San Miguel-Urb.La Capri	SI	SI	SI	SI	SI	SI
15	San José-Desamparados-San Rafael	SI	SI	SI	NO	SI	NO

En resumen, de los 15 ramales, sólo se pueden validar 11 ramales, para los restantes 4 se debe proceder de conformidad con el orden de prioridad establecido, esto es obteniendo la información de un estudio técnico debidamente aprobado, ya que las estadísticas no son aptas para validarse. El detalle del proceso de verificación para cada uno de los ramales se encuentra en el archivo Excel adjunto al presente informe.

Validación de las estadísticas verificadas

El procedimiento de validación establece los siguientes pasos:

- 1- Definir un intervalo de confianza por ramal con la información más reciente entre: un estudio técnico aceptado por la Aresep y un estudio técnico aprobado por el CTP, en ambos casos con no más de 3 años de haberse aceptado.
- 2- Procesar los datos provenientes de los reportes estadísticos por ramal del último año.

- 3- *Calcular la cantidad media de pasajeros por carrera que se obtiene de la división de la cantidad total de pasajeros movilizados que pagan y la cantidad de carreras reportadas durante el último año.*
- 4- *Determinar si el dato obtenido en el punto 3 se encuentra en el intervalo de confianza establecido en el punto 1 anterior, si el dato está dentro del intervalo, el volumen mensual de pasajeros se calculará multiplicando la cantidad media de pasajeros por carrera por el dato de cantidad de carreras mensuales autorizadas por el CTP. Caso contrario se considerará como la cantidad de pasajeros por carrera el valor medio del intervalo de confianza, multiplicada por la cantidad de carreras mensuales autorizadas por el CTP.*

Para el presente caso se cuenta con un estudio técnico elaborado por el CTP con no más de 3 años de haberse aprobado (artículo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019 del 23 de abril de 2019 de la Junta Directiva del CTP). Este estudio técnico será la base para la determinación del intervalo de confianza por ramal de conformidad con el mecanismo de cálculo establecido en la sección V, punto 2 de la resolución RE-0042-JD-2019, publicada en el Alcance N°59 a la Gaceta N°54 del 18 de marzo de 2019, que en lo que interesa señala:

“Para efectos de poder ser utilizado como referencia para la validación de otras fuentes de información mediante las cuales se determina el volumen mensual de pasajeros en la sección de 4.7 Volumen mensual de pasajeros de la Metodología para fijación ordinaria de tarifas para el servicio de transporte remunerado de personas, modalidad autobús, se calcula para cada ramal o segmento un intervalo de confianza. Para ello, a partir del estudio técnico de referencia, se debe calcular la cantidad de pasajeros por carrera del ramal o segmento con estacionalidad (PCce), sin estacionalidad (PCse) y sin estacionalidad ajustado (PCsea) y luego la cantidad de pasajeros por carrera para cada grupo de días del ramal o segmento sin estacionalidad (PCi).”

En el acuerdo por artículo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019 del 23 de abril del 2019, se aprobó la demanda normalizada de la ruta 70, sin embargo, las plantillas FORM-CTP-DING-10 contenidas en el oficio DTE-2019-0256 del 5 de abril del 2019 (folio 1491 al 1508 del expediente administrativo OT-383-2017) no concuerdan con el valor del volumen de pasajeros indicado como “Demanda Normalizada Total” del acuerdo del CTP.

En virtud de lo anterior, por medio del oficio OF-1453-IT-2019 de fecha 22 de noviembre del 2019, la Intendencia de Transporte solicitó al CTP aportar las plantillas FORM-CTP-DING-10 correctas para cada ramal de la ruta 70,

correspondientes a la demanda normalizada aprobada por el CTP (folios 274 al 275).

El jueves 05 de diciembre el CTP envió a la Intendencia de Transporte, por medio de correo electrónico el oficio DTE-2019-1037, al cual adjuntan el artículo 3.14 de la Sesión Ordinaria 79-2019 del 03 de diciembre del 2019, donde se conoció el oficio DTE-2019-1009 del 28 de noviembre del 2019, aclarando lo correspondiente al dato de demanda normalizada de la ruta N°70 (folio 285).

Al revisar el acuerdo 3.14 de la Sesión Ordinaria 79-2019 del 03 de diciembre del 2019, en donde se aprobó la corrección del dato demanda normalizada, correspondiente a las hojas de cálculo FORM-CTP-DING-10, contenidas como parte del informe del organismo de inspección acreditado OTICR18-0241 y comparar la misma, con las plantillas FORM-CTP-DING-10, contenidas en el oficio DTE-2019-1009 (folio 285), hay 3 ramales cuyas plantillas no concuerdan con el valor del volumen de pasajeros indicado como "Demanda Normalizada Total", estos son: San José-Desamparados-Lomas, San José-Desamparados-Loma Linda, San José-Salitrillos de Aserrí.

Dado lo anterior, se concluye que no se cuenta con las plantillas que correspondan al dato aprobado por el CTP para los ramales: San José-Desamparados-Lomas, San José-Desamparados-Loma Linda, San José-Salitrillos de Aserrí, por lo que no es posible calcular el intervalo de confianza, por lo cual no se pueden validar las estadísticas presentadas por el operador para estos 3 ramales en específico.

Por otro lado, con base en el procedimiento de cálculo del intervalo de confianza de la cantidad de pasajeros por carrera establecida en la citada resolución, se aporta en el Anexo al presente informe la memoria de cálculo de la validación de los 9 ramales aptos para validarse, el resumen es el siguiente:

N°	Descripción del ramal	Pasajeros por carrera			¿Se validan las estadísticas?
		Límite inferior	Límite superior	Estadísticas setiembre 18-agosto 19	
1	San José-Barrio Mercedes de Aserrí	74,57	87,25	78,25	SI
2	San José-Barrio Lourdes de Aserrí	73,38	81,96	65,44	NO
3	San José-Desamparados-Calle Fallas	63,66	70,01	65,15	SI
4	San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús	70,42	85,27	70,53	SI
6	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	33,82	42,62	45,68	NO
7	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	61,74	70,90	61,80	SI

N°	Descripción del ramal	Pasajeros por carrera			¿Se validan las estadísticas?
		Límite inferior	Límite superior	Estadísticas setiembre 18-agosto 19	
9	San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora	54,07	65,62	56,31	SI
10	San José-Desamparados-Monte Claro	52,27	60,37	44,26	NO
14	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	59,88	82,72	63,83	SI

Ahora bien, para la determinación del volumen mensual de pasajeros se debe proceder como se indicó en el punto 4 inmediato anterior, es decir multiplicando la cantidad media de pasajeros por carrera provenientes de la información estadística del último año por la cantidad de carreras autorizadas por el CTP para los casos en que se validen las estadísticas, o multiplicando el valor medio de pasajeros por carrera del intervalo de confianza por el dato de carreras autorizadas por el CTP para los ramales en los cuales no se validaron las estadísticas:

N°	Descripción del ramal	Pasajeros por carrera (1)	Carreras autorizadas mensuales	Volumen mensual de pasajeros del estudio
1	San José-Barrio Mercedes de Aserrí	78,25	1.695,76	132.696
2	San José-Barrio Lourdes de Aserrí	77,67	2.395,81	186.081
3	San José-Desamparados-Calle Fallas	65,15	2.487,13	162.048
4	San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús	70,53	1.687,07	118.985
6	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	38,22	582,65	22.271
7	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	61,80	2.739,32	169.294
9	San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora	56,31	1.308,78	73.702
10	San José-Desamparados-Monte Claro	56,32	765,27	43.097
14	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	63,83	1.165,30	74.380

(1) Pasajeros por carrera proveniente de las estadísticas del período setiembre 2018 a agosto 2019 para los casos en que fueron validadas y valor medio de pasajeros por carrera del intervalo de confianza para los casos en que no fueron validadas las estadísticas.

B.1.1.3. Estudio Técnico Aprobado por la Aresep o por el CTP

Ahora bien, para los restantes 6 ramales que no fueron aptos para aplicar el procedimiento de validación de las estadísticas, por lo que en el orden de prioridad establecido en la metodología en cuanto a la información disponible, se entra a conocer la existencia del estudio técnico aprobado por la Junta Directiva del CTP según artículo 3.14 de la Sesión Ordinaria 79-2019 del 03 de diciembre de 2019 de la Junta Directiva del CTP, referente a estudio del esquema operativo y demanda normalizada para la

ruta 70 operada por la empresa Autotransportes Desamparados S.A. (folio 285).

Siendo que la ruta 70 cuenta con un estudio técnico aprobado por la Junta Directiva del CTP menor a 3 años y que cumple con las condiciones establecidas en el punto b), inciso iii., del apartado 4.7.1 de la metodología tarifaria vigente, este será utilizado para ramales no aptos para validación. El detalle del dato de demanda es el siguiente:

N°	Descripción del ramal	Volumen mensual de pasajeros
5	San José-Desamparados-Dos Cercas	122.440
8	San José-Desamparados-Loma Linda	21.063
11	San José-Desamparados-Porvenir	94.980
12	San José-Salitrillos de Aserri	137.594
13	San José-Desamparados-San Rafael	270.600
15	San José-Desamparados-Lomas	54.242

B.1.1.4. Resumen de volumen mensual de pasajeros utilizado

En resumen, para el presente estudio los datos del volumen de pasajeros a ser utilizados en la ruta 70 son los siguientes:

N°	Descripción del ramal	Volumen mensual de pasajeros	Fuente
1	San José-Barrio Mercedes de Aserri	132.696	Validación estadísticas
2	San José-Barrio Lourdes de Aserri	186.081	Validación estadísticas
3	San José-Desamparados-Calle Fallas	162.048	Validación estadísticas
4	San José-Aserri-Barrio Corazón de Jesús	118.985	Validación estadísticas
5	San José-Desamparados-Dos Cercas	122.440	Estudio CTP
6	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	22.271	Validación estadísticas
7	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	169.294	Validación estadísticas
8	San José-Desamparados-Loma Linda	21.063	Estudio CTP
9	San José-Aserri-Barrio María Auxiliadora	73.702	Validación estadísticas
10	San José-Desamparados-Monte Claro	43.097	Validación estadísticas
11	San José-Desamparados-Porvenir	94.980	Estudio CTP
12	San José-Salitrillos de Aserri	137.594	Estudio CTP
13	San José-Desamparados-San Rafael	270.600	Estudio CTP
14	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	74.380	Validación estadísticas
15	San José-Desamparados-Lomas	54.242	Estudio CTP

Así las cosas, según el procedimiento establecido, la cantidad de pasajeros considerada en el presente estudio corresponde a 1.683.472 pasajeros promedio por mes, distribuido en los ramales autorizados para la ruta 70.

B.1.2. Distancia

Según la metodología vigente en el punto 4.12.1.b. Recorridos y distancia por carrera, el cálculo de la distancia se realizará de la siguiente manera:

“(…) se considerará, únicamente, el recorrido o itinerario de la ruta que consta en el contrato de concesión o descripción del permiso (autorizados por el CTP). La distancia podrá ser verificada a través de estudios técnicos que podrá disponer la Aresep, utilizando para ello, entre otras técnicas, las que utilizan los instrumentos de medición basados en el sistema GPS (Sistema de Posicionamiento Global).”

Se toma como base para el presente estudio, el listado de distancias autorizadas por el CTP por ramal mediante acuerdo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019 del 23 de abril del 2019.

El detalle de distancias es el siguiente:

N°	Descripción del ramal	Distancia por carrera (Km)
1	San José-Barrio Mercedes de Aserrí	23,50
2	San José-Barrio Lourdes de Aserrí	23,10
3	San José-Desamparados—Calle Fallas	15,60
4	San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús	24,90
5	San José-Desamparados-Dos Cercas	12,80
6	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	13,40
7	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	18,10
8	San José-Desamparados-Loma Linda	10,90
9	San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora	24,70
10	San José-Desamparados-Monte Claro	11,40
11	San José-Desamparados-Porvenir	13,10
12	San José-Salitrillos de Aserrí	23,90
13	San José-Desamparados-San Rafael	16,60
14	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	14,60
15	San José-Desamparados-Lomas	16,00

La distancia ponderada por carrera para la ruta 70 se establece con base en la cantidad de carreras autorizadas a cada ramal, para el presente estudio se usa un dato de 18,33 km.

B.1.3. Carreras

Acorde al punto 4.12.1.a. Carreras mensuales, de la metodología vigente, se establece lo siguiente:

“(…)

Para la estimación de la cantidad de carreras mensuales de la ruta “r” en análisis (CM_r) y/o cantidad de carreras mensuales de los ramales “l” de la ruta “r” (CM_{rl}), se tomarán las carreras autorizadas según el acuerdo de horarios para la ruta “r” (CMA_r) establecido por el CTP”.

Basado en los horarios establecidos por acuerdo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019 del 23 de abril del 2019, se calcula un promedio mensual de carreras autorizadas para la ruta 70.

N°	Descripción del ramal	Carreras mensuales autorizadas
1	San José-Barrio Mercedes de Aserrí	1.696
2	San José-Barrio Lourdes de Aserrí	2.396
3	San José-Desamparados—Calle Fallas	2.487
4	San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús	1.687
5	San José-Desamparados-Dos Cercas	1.804
6	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	583
7	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	2.739
8	San José-Desamparados-Loma Linda	391
9	San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora	1.309
10	San José-Desamparados-Monte Claro	765
11	San José-Desamparados-Porvenir	1.674
12	San José-Salitrillos de Aserrí	1.957
13	San José-Desamparados-San Rafael	3.865
14	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	1.165
15	San José-Desamparados-Lomas	991

Para el presente estudio se usará un total de 25.510,43 carreras promedio mensuales.

B.1.4. Flota

Flota autorizada

Según la metodología vigente en el punto 4.12.2.a. Cantidad de unidades autorizadas, para el cálculo tarifario se considera lo siguiente:

“(…)

En el cálculo tarifario se considerarán únicamente las unidades autorizadas (flota) por el CTP (con identificación de placa), según el acuerdo de flota vigente en la solicitud de fijación tarifaria (al momento del análisis de la admisibilidad de la solicitud). El acuerdo vigente indicado en la solicitud de fijación

tarifaria podrá formar parte del expediente tarifario y/o del expediente de requisitos de admisibilidad de la ruta bajo estudio.

(...)”

Además, mediante el Cuadro 1 de la sección 4.2 Aplicación de reglas para el cálculo tarifario, se definen las reglas de aplicación para el cálculo tarifario de la siguiente manera:

Vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 1	Vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2
<i>Unidades que a la fecha de corte se encuentre en el registro de la flota autorizada certificada por el CTP</i>	<i>Unidades que a la fecha de corte no se encuentre en el registro de la flota autorizada certificada por el CTP</i> <i>*Se asume que estas unidades no han estado en acuerdos de flota anteriores</i>

Seguidamente, según el punto 4.12.2.g. Tipos de unidad, se indica el procedimiento de clasificación de cada unidad a saber:

“(...) se considerarán únicamente los tipos de unidad que sean homologados o clasificados de acuerdo con la tipología de rutas por distancia de viaje o la caracterización definida según especificaciones técnicas emitidas por el MOPT, quien sería el ente que estaría homologando los tipos de unidades.

(...)”

La flota autorizada para la empresa Autotransportes Desamparados S.A. y la clasificación de las unidades constan en los siguientes oficios del CTP: oficio DACP-2019-0279 del 06 de marzo de 2019 (folios 37 al 49) que aprobó la flota autorizada y el oficio DING-2018-1019 del 03 de octubre de 2019 que clasifica las unidades (folios 176-178).

A continuación, se detalla la flota autorizada por el CTP:

N°	Placa	Modelo	Tipo de unidad CTP	Homologación modelo Aresep	Regla de aplicación
1	SJB010519	2006	TU	URBANO	1
2	SJB010522	2006	TU	URBANO	1
3	SJB010523	2006	TU	URBANO	1
4	SJB010524	2006	TU	URBANO	1
5	SJB010525	2006	TU	URBANO	1
6	SJB010526	2006	TU	URBANO	1
7	SJB010529	2006	TU	URBANO	1
8	SJB010531	2006	TU	URBANO	1
9	SJB010532	2006	TU	URBANO	1
10	SJB010533	2006	TU	URBANO	1
11	SJB010535	2006	TU	URBANO	1

N°	Placa	Modelo	Tipo de unidad CTP	Homologación modelo Aresep	Regla de aplicación
12	SJB010536	2006	TU	URBANO	1
13	SJB010538	2006	TU	URBANO	1
14	SJB010539	2006	TU	URBANO	1
15	SJB010540	2006	TU	URBANO	1
16	SJB010541	2006	TU	URBANO	1
17	SJB010542	2006	TU	URBANO	1
18	SJB010543	2006	TU	URBANO	1
19	SJB010544	2006	TU	URBANO	1
20	SJB010545	2006	TU	URBANO	1
21	SJB010579	2006	TUP	MONTANO	1
22	SJB010580	2006	TUP	MONTANO	1
23	SJB010581	2006	TUP	MONTANO	1
24	SJB010582	2006	TUP	MONTANO	1
25	SJB010583	2006	TUP	MONTANO	1
26	SJB010625	2007	TU	URBANO	1
27	SJB010626	2007	TU	URBANO	1
28	SJB010627	2007	TU	URBANO	1
29	SJB010628	2007	TU	URBANO	1
30	SJB010785	2007	TU	URBANO	1
31	SJB010786	2007	TU	URBANO	1
32	SJB010787	2007	TU	URBANO	1
33	SJB010788	2007	TU	URBANO	1
34	SJB010789	2007	TU	URBANO	1
35	SJB010790	2007	TU	URBANO	1
36	SJB010791	2007	TU	URBANO	1
37	SJB011216	2008	TU	URBANO	1
38	SJB011217	2008	TU	URBANO	1
39	SJB011218	2008	TU	URBANO	1
40	SJB011220	2008	TU	URBANO	1
41	SJB011221	2008	TU	URBANO	1
42	SJB011222	2008	TU	URBANO	1
43	SJB011223	2008	TU	URBANO	1
44	SJB011337	2008	TUP	MONTANO	1
45	SJB011338	2008	TUP	MONTANO	1
46	SJB011339	2008	TUP	MONTANO	1
47	SJB011340	2008	TUP	MONTANO	1
48	SJB011342	2008	TUP	MONTANO	1
49	SJB012584	2011	TUP	MONTANO	1
50	SJB012585	2011	TUP	MONTANO	1
51	SJB012586	2011	TUP	MONTANO	1
52	SJB012587	2011	TUP	MONTANO	1
53	SJB012588	2011	TUP	MONTANO	1
54	SJB012589	2011	TUP	MONTANO	1
55	SJB012590	2011	TUP	MONTANO	1
56	SJB012591	2011	TUP	MONTANO	1
57	SJB012592	2011	TUP	MONTANO	1
58	SJB012593	2011	TUP	MONTANO	1
59	SJB013282	2012	TUP	MONTANO	1
60	SJB013283	2012	TUP	MONTANO	1
61	SJB013284	2012	TUP	MONTANO	1
62	SJB013285	2012	TUP	MONTANO	1
63	SJB013286	2012	TUP	MONTANO	1
64	SJB013287	2012	TUP	MONTANO	1

N°	Placa	Modelo	Tipo de unidad CTP	Homologación modelo Aresep	Regla de aplicación
65	SJB013288	2012	TUP	MONTANO	1
66	SJB013289	2012	TUP	MONTANO	1
67	SJB013290	2012	TUP	MONTANO	1
68	SJB013291	2012	TUP	MONTANO	1
69	SJB013638	2013	TUP	MONTANO	1
70	SJB013639	2013	TUP	MONTANO	1
71	SJB013640	2013	TUP	MONTANO	1
72	SJB013641	2013	TUP	MONTANO	1
73	SJB013642	2013	TUP	MONTANO	1
74	SJB013643	2013	TUP	MONTANO	1
75	SJB013644	2013	TUP	MONTANO	1
76	SJB013646	2013	TUP	MONTANO	1
77	SJB013649	2013	TUP	MONTANO	1
78	SJB013650	2013	TUP	MONTANO	1
79	SJB013651	2013	TUP	MONTANO	1
80	SJB013652	2013	TUP	MONTANO	1
81	SJB013653	2013	TUP	MONTANO	1
82	SJB013654	2013	TUP	MONTANO	1
83	SJB013655	2013	TUP	MONTANO	1
84	SJB013656	2013	TUP	MONTANO	1
85	SJB014356	2014	TUP	MONTANO	1
86	SJB014357	2014	TUP	MONTANO	1
87	SJB014358	2014	TUP	MONTANO	1
88	SJB014359	2014	TUP	MONTANO	1
89	SJB014360	2014	TUP	MONTANO	1
90	SJB014361	2014	TUP	MONTANO	1
91	SJB014362	2014	TUP	MONTANO	1
92	SJB014363	2014	TUP	MONTANO	1
93	SJB014364	2014	TUP	MONTANO	1
94	SJB014365	2014	TUP	MONTANO	1
95	SJB014366	2014	TUP	MONTANO	1
96	SJB014367	2014	TUP	MONTANO	1
97	SJB014368	2014	TUP	MONTANO	1
98	SJB014369	2014	TUP	MONTANO	1
99	SJB014370	2014	TUP	MONTANO	1
100	SJB014650	2015	TUP	MONTANO	1
101	SJB014651	2015	TUP	MONTANO	1
102	SJB014652	2015	TUP	MONTANO	1
103	SJB014653	2015	TUP	MONTANO	1
104	SJB014654	2015	TUP	MONTANO	1
105	SJB014655	2015	TUP	MONTANO	1
106	SJB014656	2015	TUP	MONTANO	1
107	SJB014657	2015	TUP	MONTANO	1
108	SJB014658	2015	TUP	MONTANO	1
109	SJB014659	2015	TUP	MONTANO	1
110	SJB016347	2017	TUP	MONTANO	2
111	SJB016348	2017	TUP	MONTANO	2
112	SJB016349	2017	TUP	MONTANO	2
113	SJB016350	2017	TUP	MONTANO	2
114	SJB016352	2017	TUP	MONTANO	2
115	SJB016353	2017	TUP	MONTANO	2
116	SJB016354	2017	TUP	MONTANO	2
117	SJB016356	2017	TUP	MONTANO	2

N°	Placa	Modelo	Tipo de unidad CTP	Homologación modelo Aresep	Regla de aplicación
118	SJB016360	2017	TUP	MONTANO	2
119	SJB016361	2017	TUP	MONTANO	2
120	SJB016362	2017	TUP	MONTANO	2
121	SJB016363	2017	TUP	MONTANO	2
122	SJB016364	2017	TUP	MONTANO	2
123	SJB016366	2017	TUP	MONTANO	2

Según consulta al Registro Nacional todas las unidades están a nombre de la empresa Autotransportes Desamparados S.A.

Valor de unidades

La metodología vigente en su punto 4.9 Procedimiento para la determinación del valor de las unidades de transporte, detalla el cálculo para obtener el valor tarifario de los vehículos dependiendo del tipo de regla:

“(...)

4.9.1 Valoración de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 1

El valor tarifario de las unidades con reglas de cálculo tipo 1 corresponderá al valor en dólares establecido por tipo de vehículo según la resolución 008-RIT-2014 de 05 de febrero de 2014. Para obtener el monto en colones, se multiplicará el valor en dólares por el promedio simple semestral del tipo de cambio de referencia diario de venta, publicado por el BCCR, utilizando la serie de datos de los últimos seis meses naturales anteriores a la fecha de la audiencia pública de la aplicación de la metodología (el mes natural es el tiempo que va desde el primer día natural de un mes hasta el último día natural, incluidos ambos). De esta multiplicación se obtiene el valor en colones (VTA_{abr}).

(...)

4.9.2 Valoración de vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2

A partir de la entrada en vigencia de esta metodología para cada año posterior al año de corte, se definirá el valor tarifario cada

autobús con reglas de cálculo tarifario tipo 2. Este valor tarifario lo mantiene el autobús durante toda su vida útil.

(...)”

El presente estudio cuenta con unidades con ambas reglas tarifarias. Para las reglas tipo 1, se les asignó el valor acorde a los montos aprobados mediante resolución 008-RIT-2014 para cada unidad y según clasificación realizada. Para las reglas tipo 2, se les asignarán el valor del mercado de vehículo nuevo determinado por el Ministerio de Hacienda, en caso de que no se cuente con el ese valor, se aplicará el valor promedio de su tipo de su año de fabricación, si no se cuenta con ese dato, se le dará el valor promedio de su tipo de año modelo posterior a su año de fabricación, si no se cuenta con este dato, se le asignará el último valor promedio vigente correspondiente para el tipo de autobús (sección 4.13.2).

El valor tarifario ponderado que será reconocido por el modelo tarifario es de ₡79.637.381 por autobús.

Cumplimiento ley 7600

Acorde al punto 4.12.2.h. Unidades autorizadas con rampa o elevador, se tiene:

“(...)

Se considerará en el cálculo tarifario las unidades que cuentan con rampa o elevador en cumplimiento de la Ley N°7600. Las unidades deberán estar autorizadas y acreditadas en el cumplimiento de la Ley mencionada, y deberá ser verificable en el acuerdo de flota del CTP vigente en la solicitud tarifaria (al momento del análisis de la admisibilidad de la solicitud). El acuerdo vigente indicado en la solicitud de fijación tarifaria es parte del expediente tarifario y/o del expediente de requisitos de admisibilidad de la ruta bajo estudio.

(...)”

En el oficio DACP-2019-0279 el CTP indica que la empresa cuenta con un cumplimiento de un 100% de la Ley N°7600 y N°8556, por lo que la Aresep toma como válido dicho cumplimiento.

Revisión Técnica Vehicular (RTV)

Conforme al punto 4.12.2.e. Inspección técnica vehicular de las unidades autorizadas, se discurre lo siguiente:

“Se considerarán en el cálculo tarifario únicamente las unidades con la inspección técnica vehicular (IVE) con resultado satisfactorio y vigente al día de la audiencia pública. Durante el proceso de la revisión tarifaria, todas las unidades de la flota autorizada deberán tener la inspección técnica vehicular con resultado satisfactorio, de acuerdo al artículo 30 de la Ley N°9078 y sus reglamentos. Dicha verificación se realizará mediante consulta directa con la(s) empresa(s) autorizada(s) para realizar la inspección técnica vehicular.”

Consultando la base de datos de la empresa RITEVE S y C, S. A., (Decreto Ejecutivo N° 30184-MOPT, de 22 de octubre de 2007), sobre el estado mecánico de las unidades con que se brinda el servicio, se determinó que todas las unidades cumplen con la revisión técnica al día.

Edad promedio

Según punto 4.12.2.f. Antigüedad máxima de las unidades autorizadas, se consideran en el cálculo tarifario las siguientes unidades:

“(…) únicamente las unidades autorizadas por el CTP y que cumplan con la antigüedad máxima establecida en el Decreto N° 29743-MOPT “Reglamento de Vida Máxima Autorizada para las Unidades de Transporte”, publicado en la Gaceta N° 169, del 5 de setiembre del 2001, o la normativa que eventualmente lo sustituya. No se considerarán en el cálculo tarifario aquellas unidades con una antigüedad mayor a 15 años, según el decreto mencionado.”

La edad promedio de la flota que se consideró para el cálculo tarifario es de 8 años y todas las unidades presentan antigüedad menor a 15 años.

B.1.5. Tipo de cambio

El tipo de cambio utilizado según la metodología vigente es de ₡583,79 por dólar, correspondiente al promedio simple de los 6 meses anteriores a la audiencia pública (mayo 2019 a octubre 2019), utilizado para los valores de unidades tipo 1.

Para el caso de las facturas del estudio de calidad que se encuentra en dólares se utilizaron los tipos de cambio correspondientes a las fechas de cada una de las facturas pagadas (¢580,65, ¢588,87 y ¢596,13) teniéndose un tipo de cambio ponderado de ¢588,55 por dólar (folios 185 al 187).

B.1.6. Precio del combustible

Según se indica en el punto 4.5.1 Costo por consumo de combustible, el precio de combustible se calcula de la siguiente forma:

“Precio promedio del combustible en colones por litro. El precio promedio del combustible en colones por litro, corresponderá a la media aritmética simple del valor diario del precio del litro de combustible diésel establecido para el consumidor final, vigente durante el semestre calendario natural (i.e. enero a junio y julio a diciembre) anterior al que se realice la audiencia pública de la aplicación de esta metodología (el semestre calendario natural es el tiempo que va desde el primer día natural del primer mes del semestre hasta el último día natural del último mes del semestre, incluidos ambos). Para efectos de determinar el precio promedio del combustible diésel en colones por litro, se utilizarán los valores fijados por Aresep”.

El precio del combustible diésel que se utilizó para la corrida del modelo es de ¢546,88 por litro, correspondiente al semestre de enero 2019 a junio 2019.

B.1.7. Tasa de Rentabilidad

Según se indica en el punto 4.6.1 Procedimiento para la determinación de la tasa de rentabilidad, se establece dos tipos de tasa, una para las reglas de cálculo tarifario tipo 1 y otra para las reglas de cálculo tarifario tipo 2, esto según se indica:

(...)

a. Tasa de rentabilidad para reglas de cálculo tarifario tipo 1

La tasa de rentabilidad (tr^a) utilizará el valor puntual de la tasa activa promedio del sistema financiero nacional, calculada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) correspondiente a la fecha de la audiencia pública.

(...)

b. Tasa de rentabilidad para reglas de cálculo tarifario tipo 2

*La tasa de rentabilidad (tr^y) se obtendrá utilizando la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por su nombre en inglés *Weighted Average Cost of Capital*). Este dato se calcula una vez al año para todo el sector utilizando la siguiente ecuación:*

$$tr^y = \frac{D}{A} * r_d + \frac{E}{A} * r_e$$

Donde:

tr^y = Tasa de rentabilidad anual para vehículos con reglas de cálculo tarifario tipo 2.

$\frac{D}{A}$ = Porcentaje promedio del capital invertido que se financia con deuda.

r_d = Costo del financiamiento.

$\frac{E}{A}$ = Porcentaje promedio del capital invertido que se financia con recursos propios.

*r_e = Costo de los recursos propios.
(...)"*

Para el presente estudio se consideran los siguientes datos:

Tasa de rentabilidad para reglas de cálculo tarifario tipo 1 ⁽¹⁾	16,19%
Tasa de rentabilidad para reglas de cálculo tarifario tipo 2 ⁽²⁾	12,91%

⁽¹⁾ Valor correspondiente a fecha del 16 de abril de 2019.

⁽²⁾ Valor determinado mediante resolución RE-0032-IT-2019 del 23 de abril de 2019 publicada en el Alcance N°94 a La Gaceta N°79 del 30 de abril de 2019.

B.1.8. Cumplimiento de obligaciones legales

Cumpliendo lo establecido en el artículo 6, inciso c) de la Ley 7593, se consultó el Bus Integrado de Servicios (BIS) operado por la Secretaría Técnica de Gobierno Digital con el fin de verificar el estado de situación de la empresa de Autotransportes Desamparados S.A., con la morosidad con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), morosidad con el Fondo de Desarrollo Social y Asignaciones Familiares (Fodesaf) y validación de pólizas de riesgos del trabajo del Instituto Nacional de Seguros, determinándose que la permisionaria se encuentra al día con sus obligaciones (folio 287).

Se consulta además al Ministerio de Hacienda, la situación tributaria de la empresa, la cual se verificó accediendo a la dirección electrónica: www.hacienda.go.cr/ATV/frmConsultaSituTributaria.aspx (folio 287), en la cual se indica que la empresa se encuentra al día con las obligaciones tributarias.

B.1.9. Cumplimiento de cancelación de canon e informe de quejas y denuncias

Cumpliendo la verificación de estar al día en el pago del canon de la Aresep, la Dirección de Finanzas, en respuesta a consulta realizada por la Intendencia de Transporte mediante correo electrónico, emite certificación CT-0289-DF-2019 del 10 de diciembre de 2019, en el cual certifica que no tiene cánones pendientes de cancelar al III trimestre de 2019 (folio 288).

Referente a la entrega del informe de quejas y denuncias de los prestadores de servicios públicos, en cumplimiento de lo establecido en la resolución RRG-7635-2007, la Dirección General de Atención al Usuario en atención a la consulta realizada por la Intendencia de Transporte, emite el oficio OF-2890-DGAU-2019 del 09 de octubre de 2019 (folio 209), en el que se indica que la empresa Autotransportes Desamparados S.A. presentó el informe de quejas y denuncias del primer semestre del año 2019.

B.1.10 Recomendación técnica sobre el análisis tarifario del corredor común

La metodología vigente señala lo siguiente respecto al manejo de corredor común:

“(...)

El procedimiento de fijación tarifaria por corredor común que forma parte de esta metodología tarifaria, tiene el propósito de proteger a las rutas urbanas de posible competencia desleal por parte de rutas interurbanas, en los casos en que una ruta urbana comparte un tramo de su recorrido (denominado “corredor común”) con una o varias rutas interurbanas, en el tanto éstas últimas tengan fraccionamientos tarifarios autorizados en ese tramo. Esta situación fue tipificada por la Junta Directiva de la Aresep mediante el acuerdo 025-061-98 de la sesión N° 061-98, en el cual se establece lo siguiente:

“Cuando dos o más rutas de transporte remunerado de personas en las modalidades autobuses, busetas,

y microbuses comparten un recorrido en común, (corredor común), debe establecerse una tarifa superior para la ruta más larga, a un nivel razonable para evitar la competencia desleal, esto para el tramo en común. Además, ante una modificación de la tarifa de la ruta corta se deben ajustar las tarifas de las rutas largas correspondientes a los tramos comunes a la ruta corta (...)

Dicho acuerdo establece las condiciones para la aplicación del corredor común, a saber:

- i. Que exista una ruta larga y una corta. Esto debe entenderse en función de la distancia de cada ruta.*
- ii. Que se comparta un tramo común del recorrido. Esto se ha denominado “corredor común”.*
- iii. Que exista una tarifa establecida (fraccionamiento) para la ruta larga en el tramo que comparte con la ruta corta.*

En consonancia con lo anterior, se precisan las condiciones bajo las cuales se configura el principio de corredor común:

- i. Se debe entender que el término “ruta corta” del acuerdo 025-061-98 se refiere al concepto de “ruta urbana”, definida esta como una ruta con recorrido en un sentido igual o menor a 25 kilómetros.*
- ii. Se debe entender que el término “ruta más larga” corresponde al concepto de “ruta interurbana”, definida esta como una ruta con recorrido en un sentido mayor a 25 kilómetros.*
- iii. La situación de “corredor común” se circunscribe a aquellos casos en los cuales se den las siguientes condiciones:*
 - Que una ruta urbana comparta un tramo de recorrido con una o varias rutas interurbanas.*
 - Que exista un fraccionamiento tarifario para la ruta interurbana en el tramo que comparte con la ruta urbana.*

Si se determina que existe una situación de corredor común de acuerdo con los criterios anteriores, se establece como criterio tarifario que, para contrarrestar la competencia desleal en contra de las rutas urbanas involucradas en una situación de corredor común, a las rutas interurbanas se les fijará una tarifa superior solamente para el fraccionamiento en común, como mínimo en

una cuya diferencia del 20% de la tarifa de la ruta urbana. Dicho margen es un parámetro por medio del cual existirán diferencias tarifarias significativas.

(...)"

Se tiene que el CTP mediante acuerdo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019 del 23 de abril 2019, aprobó todas las recomendaciones del DTE-2019-0256, dentro de lo que se indica que la empresa Autotransportes Desamparados S.A. operadora de la ruta 70, presenta corredor común con las siguientes rutas:

1. Ruta 64, operada por Autotransportes San Antonio S.A.
2. Ruta 64-A, operada por Autotransportes San Antonio S.A.
3. Ruta 66, operada por Transbosque La Pacífica S.A.
4. Ruta 72, operada por Autotransportes San Antonio S.A.
5. Ruta 72C, operada por Autotransportes San Antonio S.A.
6. Ruta 120, operada por Buses San Miguel Higuito S.A.
7. Ruta 120-A, operada por Autotransportes Los Guido S.A.

Para determinar si las coincidencias geográficas de los recorridos de las rutas indicadas con la ruta 70 cumplen el criterio de corredor común contenido en la metodología tarifaria, se realiza el análisis de la distancia máxima de cada ruta (en caso de tener varios ramales), para clasificar cada ruta según la distancia en ruta urbana o interurbana:

Ruta	Descripción	Máxima distancia por viaje (km)	Tipo de Ruta según distancia
64	San José-San Francisco- La Colina	6,03	URBANA
64-A	San José-San Francisco- B° San José	5,92	URBANA
66	San José- El Bosque- La Pacífica	6,38	URBANA
72	San José- Patarrá- Guatuso	11,60	URBANA
72C	San José- Linda Vista por Desamparados	10,83	URBANA
120	San José- Higuito de Desamparados y ramales	10,95	URBANA
120-A	San José- Los Guidos	10,90	URBANA

Nota: Los códigos 64, 64-A, 72, 72-C se unificaron en el código 72, mediante el acuerdo 3.3 de la Sesión Ordinaria 04-2019.

Acorde a lo anterior, se concluye que la ruta 70, al igual que las demás rutas con las que comparte recorrido según lo indicado por el CTP, son clasificadas según su distancia como rutas urbanas. Lo anterior indica, que, según la metodología tarifaria vigente, ninguna ruta cumple el primer criterio de corredor común, en el cual debe compartir recorrido una ruta corta (ruta urbana) con una ruta larga (ruta interurbana).

En conclusión y desde el punto de vista tarifario, a las rutas consideradas en el cuadro anterior no les corresponde el ajuste tarifario por corredor común, según lo dispuesto en la metodología vigente.

B.1.11. Recomendación técnica sobre el análisis tarifario.

El resultado de correr el modelo tarifario ordinario vigente establece un incremento sobre las tarifas vigentes de la ruta 70, con los siguientes resultados incluyendo los respectivos redondeos a los cinco colones más cercanos:

Ruta	Descripción Ramal	Tarifa Regular				Tarifa Adulto Mayor	
		Vig. (₡)	Resul. (₡)	Var. Abs. (₡)	Var. Rel. (%)	Vig. (₡)	Resul. (₡)
70	San José-Desamparados—Calle Fallas	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Dos Cercas	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Loma Linda	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Monte Claro	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Porvenir	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-San Rafael	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Desamparados-Lomas	270	300	30	11,11	0	0
70	San José-Barrio Mercedes de Aserrí	310	345	35	11,29	0	0
70	San José-Barrio Lourdes de Aserrí	310	345	35	11,29	0	0
70	San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús	310	345	35	11,29	0	0
70	San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora	310	345	35	11,29	0	0
70	San José-Salitrillos de Aserrí	310	345	35	11,29	0	0

Vig.=Tarifa vigente; Resul.=Tarifa resultante; Var. Abs.=Variación absoluta; Var. Rel.=Variación relativa; Nueva tar.=Nueva tarifa

La descripción de los ramales y fraccionamientos indicados en el pliego tarifario se ajusta a las descripciones de los recorridos autorizados por el CTP según acuerdo 3.4 de la Sesión Ordinaria 21-2019.

(...)"

- II. Igualmente, del informe IN-0290-IT-2019 del 11 de diciembre de 2019, que sirve de fundamento a la presente resolución, en relación con las manifestaciones exteriorizadas por los usuarios del servicio y el consejero del usuario, con el fin de orientar tanto a los usuarios como a los operadores del servicio, se resumen los argumentos expuestos y se les da respuesta de la siguiente manera:

“(…)

I. POSICIONES ADMITIDAS

Presentadas en Audiencia Pública

1. Oposición: Carlos Enrique Fonseca García, portador de la cédula de identidad número 06-0426-0416. Hace uso de la palabra en la audiencia pública, presenta escrito (folio 253).

a) *Se incumplen los horarios en el ramal San José-Salitrillos de Aserrí, específicamente en el recorrido Salitrillos de Aserrí- San José, no a la inversa. Esto porque indica que la frecuencia en la parada ubicada en Santa Teresita, donde la frecuencia en hora valle se indica es de 18 minutos en promedio e indica que él observó llegar una unidad en la parada mencionada a las 10:14am y la siguiente a las 10:40am, lo cual implica una diferencia de 26 minutos.*

b) *Mal servicio, algunos choferes no prestan buen servicio al cliente, responden de mala manera, reciben el dinero de mala forma el pasaje, a veces no dan el cambio completo, no hacen las paradas establecidas.*

c) *La situación económica actual, según el salario base actual y aplicando las deducciones correspondientes a seguro, casa, electricidad, agua, cable y pasajes de buses, queda una suma que no alcanza ni para comprar un diario por mes.*

2. Oposición: James Cordero Carazo, cédula de identidad número 01-1588-0536. Hace uso de la palabra en la audiencia pública, no presenta escrito.

a) *Aresep convoca a audiencia pública a horas donde las personas de la fuerza económica activa no pueden asistir, por lo cual sólo asisten tres usuarios, lo que no es representativo.*

b) *La empresa propone una reducción en las carreras, pero un aumento en la tarifa.*

c) *Indica que la empresa argumenta que desde el 2012 no solicitan un aumento tarifario, pero que él hace 7 años pagaba una tarifa de 235 colones.*

d) *La empresa quiere cargarle el IVA al usuario.*

II. POSICIONES NO ADMITIDAS

1. **Posición:** Evelyn Saborío Corrales, cédula número: 01-1013-0414. No hace uso de la palabra en la audiencia. Envía correo electrónico que carece de documento firmado (folio 254). Esta posición fue rechazada mediante la resolución RE-0375-DGAU-2019 debido a la falta de firma.

Respuestas numeradas a posiciones

Cuadro guía de respuestas		
# de oposición	Opositor	# de respuesta(s)
1	Carlos Enrique Fonseca García	1-2-3
2	James Cordero Carazo	1-4-5-6

1. Sobre incumplimiento de horarios y condiciones generales del servicio (disminución de las carreras)

Respecto a las obligaciones de las empresas, según lo señala la Ley 3503, en sus artículos 16 al 20, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) a través del Consejo de Transporte Público, es el órgano con la obligación y competencia de conocer todos aquellos elementos que compongan propiamente la prestación del servicio y cumplimientos empresariales ante el ente concedente, tales como horarios, flota óptima y condiciones de dicha flota, recorridos, entre otros.

El Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT) es el órgano que tiene la competencia para conocer de todos aquellos asuntos relacionados con la definición de los términos y condiciones de las concesiones y permisos: establecimiento de itinerarios, horarios y paradas, flota con que se debe prestar el servicio, y cambio de rutas o recorridos; que hacen propiamente a la prestación del servicio; no obstante, esta Autoridad Reguladora en primera instancia notificará al operador, para que dé respuesta a cada uno de ellos y tome las acciones correctivas pertinentes. Si no se subsanan, la Aresep podrá aplicar el artículo 38 de su Ley (Ley 7593) y adicionalmente aplicar una multa por incumplimiento de condiciones vinculantes impuestas.

Adicionalmente cabe indicar que por tratarse de inconformidades sobre el servicio público del transporte remunerado de personas modalidad autobús y de conformidad con el artículo 22 inciso 11) del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios

Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), le corresponde a la Dirección General de Atención al Usuario, atender lo expuesto por la recurrente. En virtud de lo anterior, se procederá a comunicar el presente acto a dicha dependencia, a fin de que tramiten lo que corresponda a sus competencias.

Se indica, además, que la presente resolución se le notificará al CTP, con lo que tendrán conocimiento de las oposiciones de los usuarios a fin de que determinen las acciones pertinentes.

2. Sobre aspectos de calidad del servicio referentes a las acciones por parte del chofer

Los aspectos mencionados sobre la mala educación de los choferes que generan mal trato al adulto mayor, que no realizan siempre la parada donde corresponde, que en ocasiones no dan el vuelta completo, son atendidos mediante procedimientos independientes del proceso de fijación tarifaria.

Conforme al debido proceso, lo que procede en primera instancia es: 1) hacer un traslado a la empresa con indicación expresa en la resolución para que analice y se refiera a estas quejas e inconformidades de los usuarios y cuyas respuestas deben también ser referidas al expediente en la Aresep y remitidas a cada uno de los usuarios, 2) se notificará la resolución al CTP, que es el órgano competente para conocer y resolver tales asuntos; para que resuelva según proceda y 3) los usuarios deben presentar sus quejas o inconformidades ante la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, para lo cual deberán aportar la información que se indica en la página web de la institución: www.aresp.go.cr en la sección: Usuarios y seleccionar en el menú: Quejas y denuncias y otros.

3. Sobre la indicación que el incremento afecta el costo de la vida.

Respecto al costo de la vida en relación con el ajuste tarifario, es claro que todo incremento en las tarifas de servicio público, y en particular las del transporte remunerado por autobús, tienen un efecto directo en el índice inflacionario y en el poder adquisitivo de la población; sin embargo, a pesar de que a la Autoridad Reguladora el artículo 4 inciso b de la Ley 7593 le ha delegado la responsabilidad de procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos, también se le ha impuesto la obligación de no permitir fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras de dichos servicios, ya que ello incidiría en las condiciones del servicio ofrecido, como por ejemplo en la calidad y continuidad del mismo.

La Autoridad Reguladora no puede ignorar las necesidades de los usuarios, los cuales debe proteger en función de principios generales como el de servicio al costo, el cual mediante la Metodología Ordinaria vigente (RJD-035-2016 y sus modificaciones parciales) que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, ordena que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar los servicios, de acuerdo a las condiciones de operación vigentes autorizadas por el Consejo de Transporte Público (carreras, cantidad y clasificación de buses, recorridos y demanda de pasajeros movilizadas).

4. Sobre la hora en que se realizó la audiencia pública

Es importante hacer mención de lo dispuesto por la Sala Constitucional en el voto 2016-15416 que en lo que interesa señala:

“En vista de las consideraciones expuestas, los suscritos consideramos que se descarta la aducida violación del derecho de participación ciudadana, derivado del artículo 9 de la Constitución Política, pues se acredita que el señalamiento del lugar para la realización de la audiencia en cuestión dista de ser un acto ilegítimo o arbitrario; por el contrario, se produjo tomando en consideración razones objetivas que facilitarían el acceso y participación del mayor número de personas. Finalmente, se acreditó que, adicionalmente, se le permitió a las personas interesadas que presentaran oposiciones u otras manifestaciones en las oficinas de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, vía fax y, además por medio de correo electrónico a la cuenta consejero@aresep.go.cr, y, si bien, tales facilidades no sustituyen la obligación de la autoridad recurrida de garantizar la participación de los ciudadanos en la audiencia pública, lo cierto del caso, es que denota su interés de facilitar la entrega de información pertinente por parte de los administrados. En este sentido, al descartarse la violación constitucional alegada por el amparado, desestimamos el amparo pero con base en las razones expuestas por nosotros en este acápite”

Se desprende del voto de la Sala Constitucional que la Aresep ha aplicado los mecanismos que están a su alcance para facilitar la participación de los usuarios del servicio en el proceso de audiencia pública, no solo a través de la celebración de la audiencia pública, sino que ha dispuesto que los interesados puedan presentar sus oposiciones o coadyuvancias por diferentes medios electrónicos (fax y correo electrónico) o de forma presencial en las oficinas de la Aresep.

5. Sobre que la empresa quiere trasladarle el IVA al usuario final

Relativo al argumento de que la empresa Autotransportes Desamparados S.A. intenta trasladarle el IVA al usuario final, se le indica que la Aresep realiza cualquier proceso de fijación tarifaria aplicando la metodología tarifaria vigente, la cual se materializa mediante el modelo tarifario aprobado mediante la resolución de la Junta Directiva de la Aresep RJD-035-2016 y sus reformas, el cual se basa en una estructura productiva modelo del sector, en este caso del servicio de transporte remunerado de pasajeros, modalidad autobús, tal y como lo establecen el artículo 31 de la Ley N° 7593 y el 14 del Reglamento a dicha Ley. Por lo tanto, dicho modelo considera las variables operativas para una ruta debidamente autorizadas por el Consejo de Transporte Público (CTP), y “modela” los gastos e ingresos provenientes de la actividad estableciendo el equilibrio financiero por la operación de la ruta a la empresa, tal como se ha utilizado desde el momento en que dicho modelo fue adoptado por la Aresep, en concordancia con el artículo 13 de la Ley N°3503.

La aplicación del modelo de la estructura general de costos, permite entre otras cosas:

- a. La definición de una estructura para la empresa modelo que opera una ruta, a partir de la cual se calculan los costos asociados a la actividad, en la que se consideran la distancia, el tiempo de viaje y otras variables como la flota, los horarios (cantidad de carreras), tipo y edad del autobús.*
- b. El cumplimiento del principio del servicio al costo, al establecer tarifas que garantizan el equilibrio a la empresa por la prestación del servicio público (operación de la ruta).*
- c. La distribución proporcional del total de los costos asociados a la actividad entre los usuarios que realmente utilizan y efectivamente pagan el servicio, mediante la aplicación del concepto del Índice de Pasajeros por Kilómetro (IPK), el cual considera la cantidad de pasajeros movilizados mensualmente por autobús y la cantidad mensual de kilómetros recorridos por autobús; sin entrar a valorar la existencia o no de subsidios cruzados entre y dentro de las rutas.*

La tarifa calculada mediante la aplicación del modelo de industria para el caso que nos atañe consiste en dividir los costos totales por la operación de la ruta o en este caso un conjunto de rutas entre el IPK de las rutas o conjunto de rutas.

6. Acerca de que la empresa argumenta que desde el 2012 no solicitan un aumento tarifario, pero que hace 7 años pagaba una tarifa de 235 colones.

La última fijación tarifaria ordinaria aprobada por la Aresep a la empresa Autotransportes Desamparados S.A. operadora de la ruta 70, fue el 17 de octubre del 2012, mediante la resolución 965-RCR-2012. A partir de esa fecha al día de hoy los incrementos que ha tenido las tarifas de la ruta 70, son producto de las fijaciones extraordinarias, que se aplican dos veces al año, esto de acuerdo con lo dispuesto por la Junta Directiva de la Aresep mediante resolución RJD-120-2012.

(...)"

- III. Conforme con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es ajustar las tarifas de la ruta 70 según se dispone.

POR TANTO:

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

EL INTENDENTE DE TRANSPORTE A.Í.

RESUELVE:

- I. Acoger el informe IN-0290-IT-2019 del 11 de diciembre de 2019 y proceder a ajustar las tarifas de la ruta 70 descrita como: San José-Desamparados-Lomas, San José-Desamparados-Monte Claro, San José-Desamparados-Loma Linda, San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta, San José-Desamparados-Porvenir, San José-Desamparados-Dos Cercas, San José-Desamparados-San Rafael, San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas, San José-Desamparados-Calle Fallas, San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri, San José-Salitrillos de Aserrí, San José-Barrio Mercedes de Aserrí, San José-Barrio Lourdes de Aserrí, San José-Aserrí-Barrio Corazón de Jesús, San José-Aserrí-Barrio María Auxiliadora, operada por la empresa Autotransportes Desamparados S.A. de la siguiente manera:

Ruta	Descripción Ramal	Tarifa Regular (₡)	Tarifa Adulto Mayor (₡)
70	San José-Desamparados—Calle Fallas	300	0
70	San José-Desamparados-Dos Cercas	300	0
70	San José-Desamparados-Gravilias-Villa Nueva-Riberalta	300	0

Ruta	Descripción Ramal	Tarifa Regular (₡)	Tarifa Adulto Mayor (₡)
70	San José-Desamparados-San Miguel-Urbanización La Capri	300	0
70	San José-Desamparados-Loma Linda	300	0
70	San José-Desamparados-Monte Claro	300	0
70	San José-Desamparados-Porvenir	300	0
70	San José-Desamparados-San Rafael	300	0
70	San José-Desamparados-Porvenir-Dos Cercas	300	0
70	San José-Desamparados-Lomas	300	0
70	San José-Barrio Mercedes de Aserri	345	0
70	San José-Barrio Lourdes de Aserri	345	0
70	San José-Aserri-Barrio Corazón de Jesús	345	0
70	San José-Aserri-Barrio María Auxiliadora	345	0
70	San José-Salitrillos de Aserri	345	0

II. Indicar a la empresa Autotransportes Desamparados S.A. lo siguiente:

En un plazo ordenatorio de veinte días hábiles, debe dar respuesta a los participantes en el proceso de audiencia pública, cuyo lugar o medios para notificación constan en el expediente respectivo, con copia al expediente ET-075-2019, relacionado con el incumplimiento de los términos y condiciones a que les obliga su condición de permisionaria.

III. Las tarifas rigen a partir del día siguiente de su publicación en el periódico oficial La Gaceta.

Conforme con lo que ordena el artículo 245, en relación con el 345 de la Ley General de la Administración Pública (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.

NOTIFÍQUESE, COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

**DANIEL FERNÁNDEZ SÁNCHEZ
INTENDENTE DE TRANSPORTE A.Í.**