



ALCANCE Nº 190 A LA GACETA Nº 181

Año CXLIII

San José, Costa Rica, martes 21 de setiembre del 2021

144 páginas

PODER LEGISLATIVO PROYECTOS PODER EJECUTIVO DECRETOS INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS BANCO CENTRAL DE COSTA RICA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

DECLARATORIA DEL DÍA NACIONAL DEL SWING CRIOLLO

Expediente N.º 22.675

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

La música y el baile popular son prácticas artísticas que sin lugar a dudas aportan en gran medida la construcción de nuestra identidad. El Swing Criollo, un baile popular costarricense que surgió de la clandestinidad hoy en día se ha consolidado como parte de la identidad y del patrimonio inmaterial del país.

El Swing Criollo se desarrolló en los salones de baile de la capital del país, sin embargo, por sus inicios desde la marginalidad, por muchos años fue catalogado como vulgar, y su práctica se realizaba de manera secreta para evitar el escrutinio público. Teniendo desde sus inicios una historia difícil, en particular para sus bailarines, no obstante, gracias a su convicción en esta manifestación artística y a su apoyo mutuo lograron poco a poco transformar esa visión negativa del Swing Criollo. Hoy en día este baile se asocia directamente a la identidad costarricense y a la esencia de nuestra nación. El Swing Criollo se caracteriza por su brinquito, el rebote, los giros y la improvisación; más que un baile representa la alegría, la energía y el carisma del ser costarricense que a pesar de la adversidad busca la manera de salir adelante siempre con una sonrisa en rostro y con la cabeza en alto.

Debido a la gran relevancia que posee este arte en la cultura costarricense, en el año 2011, la Comisión Nacional para la Salvaguarda del Patrimonio Cultural Inmaterial (CONAPACI) junto con Ligia Torijano, quien se ha desarrollado como profesora, investigadora, Cultora y promotora del Swing y Bolero Criollo, trabajaron arduamente en el proceso para la postulación del Swing Criollo como patrimonio cultural inmaterial costarricense. Es así como el 30 de noviembre de ese mismo año, la entonces Presidenta de la República, Laura Chinchilla Miranda, y el entonces Ministro de Cultura y Juventud, Manuel Obregón López, firmaron el Decreto Ejecutivo N° 37086-C, el cual declara al baile popular denominado Swing Criollo “como una de las expresiones dancísticas del patrimonio cultural inmaterial de Costa Rica”. Posterior a ello fue publicado en el Diario Oficial La Gaceta el día 03 de mayo de 2012.

Por lo anterior, el 03 de mayo representa una fecha de gran importancia y conmemoración para la comunidad del Swing Criollo, sin embargo, esta fecha no solo debe ser de orgullo para esta comunidad en específico, que a diario lucha por la conservación del swing criollo como parte del ser costarricense, sino que es

merecedora de ser conmemorada en todo Costa Rica un país que sin duda alguna debe de sentirse orgulloso de tener un baile original, que representa nuestra cultura tanto dentro como fuera del país y sobre todo que fortalece nuestra historia.

Tal como Argentina es conocida por el tango, o la samba se vincula directamente con la esencia de Brasil o la cumbia con el espíritu de Colombia, Costa Rica merece ser reconocida internacionalmente por el Swing Criollo, producto cultural de exportación, con un enorme potencial de atraer hacia sí la mirada del mundo.

El Swing Criollo tiene la posibilidad de ser parte de nuestra marca país, de ser un atractivo turístico cultural más, y por tanto ser una fuente de ingreso, de desarrollo social y de generación de empleo, es por ello que resulta meritoria la declaración del Día Nacional del Swing Criollo.

Además, la comunidad del Swing Criollo se encuentra organizada mediante un colectivo de articulación cultural llamado Asociación Red Costarricense de Gestores, Promotores y Artistas Embajadores del Swing y el Bolero Criollos (ASORESC), quienes trabajan desde la participación de los portadores de dicha tradición y el involucramiento del Swing Criollo en procesos de formulación de proyectos, capacitación, colaboración y gestión de estrategias para el fortalecimiento, proyección, salvaguarda y posicionamiento por medio del trabajo en equipo. Este colectivo de personas gestoras, promotoras y artistas, buscan, mediante la proyección de esta disciplina artística tener respaldo nacional tanto para las personas que forman parte y articulan el colectivo como para todas las personas que se vinculen de alguna forma a este baile popular.

La ASORESC, como grupo organizado, trabaja bajo los ejes de Salvaguarda e Investigación del Patrimonio Cultural Inmaterial, Proyección y Promoción, Dinamización Económica, Responsabilidad y Desarrollo Social y Fortalecimiento Organizacional. Dichos ejes se encuentran ligados a la Política Nacional de Derechos Culturales de Costa Rica. Se concentran en la generación de estrategias, proyectos y espacios para el fortalecimiento, la promoción y la salvaguardia del Swing Criollo como patrimonio cultural inmaterial de Costa Rica y servir de respaldo y apoyo para sus portadores, por medio del trabajo colaborativo desde la misma comunidad portadora.

En este momento el Swing Criollo alcanza vertientes inimaginables de atención social, más allá de la recreación y la proyección artística. Basta con tener un acercamiento a la comunidad que lo practica para darse cuenta del nivel de movilización y acción social que el Swing Criollo realiza en diferentes partes del país, por lo que la celebración del Encuentro Nacional de Swing y Bolero Criollos, realizada por la ASORESC brinda el espacio en donde se demuestra el valor del Swing Criollo como patrimonio cultural inmaterial, mostrando el trabajo realizado por las agrupaciones y artistas más importantes en este baile patrimonial y visibilizando la necesidad de fortalecerlo como parte de la identidad costarricense, ofreciendo además la oportunidad de acercar a la población para que vivan la experiencia de bailar Swing y poner en valor su importancia como parte de la identidad costarricense. La celebración fortalece las dimensiones sociales que subyacen al

baile, las cuales están adscritas a la realidad social de los bailarines y bailarinas, con el objetivo de mantener vigentes y enseñar a las nuevas generaciones acerca de la cultura que hay detrás de estos bailes, siendo valiosa la declaratoria de interés público y relevancia cultural del Encuentro Nacional de Swing y Bolero Criollos, realizada por la ASORESC.

Por las razones expuestas, se presenta a consideración de las señoras diputadas y los señores diputados el siguiente proyecto de ley para su discusión y aprobación.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

DECLARATORIA DEL DÍA NACIONAL DEL SWING CRIOLLO

ARTÍCULO 1- Declárese el día 3 de mayo de cada año como el Día Nacional del Swing Criollo.

ARTÍCULO 2- Declárese de interés público y relevancia cultural, el Encuentro Nacional de Swing y Bolero Criollos, realizada por la Asociación Red Costarricense de Gestores, Promotores y Artistas Embajadores del Swing y el Bolero Criollos (ASORESC).

ARTÍCULO 3- El Ministerio de Cultura y Juventud, en coordinación con las municipalidades y demás instituciones públicas promoverán actividades locales y regionales de celebración, alusivas al Día Nacional del Swing Criollo.

Rige a partir de su publicación.

Laura María Guido Pérez

Carolina Hidalgo Herrera

Enrique Sánchez Carballo

Sylvia Patricia Villegas Álvarez

Zoila Rosa Volio Pacheco

Jonathan Prendas Rodríguez

Carmen Irene Chan Mora

Paola Alexandra Valladares Rosado

Roberto Hernán Thompson Chacón

José María Villalta Florez-Estrada

Ana Karine Niño Gutiérrez

Luis Antonio Aiza Campos

Luis Ramón Carranza Cascante

Dragos Dolanescu Valenciano

Víctor Manuel Morales Mora

Catalina Montero Gómez

Ivonne Acuña Cabrera

Welmer Ramos González

Wagner Alberto Jiménez Zúñiga

Gustavo Alonso Viales Villegas

Jorge Luis Fonseca Fonseca

Nielsen Pérez Perez

Diputadas y diputados

NOTA: Este Proyecto aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Exonerado.—(IN2021582785).

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

N° 43217-MOPT

LA PRIMERA VICEPRESIDENTA DE LA REPÚBLICA EN EL EJERCICIO DE LA
PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA
Y EL MINISTRO DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTES

En el ejercicio de las potestades conferidas por los artículos 140, incisos 3) y 18) y 146 de la Constitución Política; y con fundamento en lo establecido en la Ley de Creación del Ministerio de Obras Públicas y Transportes, N° 3155 del 05 de agosto de 1963 y sus reformas, por la Ley N° 3503, Ley Reguladora del Transporte Público Remunerado de Personas en Vehículos Automotores del 10 de mayo de 1965 y sus reformas, Ley Reguladora del Servicio Público de Transporte Remunerado de Personas en Vehículos en la Modalidad de Taxi, N° 7969 del 22 de diciembre de 1999, Ley de Administración Vial, N° 6324 del 24 de mayo de 1979 y sus reformas; la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, N° 9078 del 04 de octubre del 2012 y sus reformas.

Considerando:

1°—Que el transporte remunerado de personas es un servicio público de interés social, de obligatorio e irrenunciable control, regulación y vigilancia por parte del Ministerio de Obras Públicas y Transportes a través del Consejo de Transporte Público, de conformidad con la Ley Reguladora del Transporte Remunerado de Personas en Vehículos Automotores, N° 3503 y por Ley N° 7969 del 22 de diciembre del año 1999.

2°—Que es deber de la Administración Pública velar por la eficiencia y calidad de la prestación de los servicios públicos que por imperio de ley puedan ser concedidos a particulares para su prestación, en aras de tutelar la satisfacción y el interés público de las personas usuarias del servicio público.

3°—Que mediante el Decreto Ejecutivo N° 28337-MOPT del 16 de diciembre de 1999, “Reglamento sobre Políticas y estrategias para la modernización del transporte colectivo remunerado de personas por autobuses urbanos para el área metropolitana de San José y zonas aledañas que la afecta directa o indirectamente”, en su artículo 1°, inciso 37) se estableció que el MOPT impulsará la puesta en vigencia de un modelo de calidad de servicio para el transporte colectivo que elaboró en conjunto con la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), la Defensoría de los Habitantes y el Proyecto MOPT/GTZ, con el propósito de velar por la calidad en la prestación del servicio de transporte público modalidad autobús.

4°—Que de conformidad con el numeral 6 de la Ley Reguladora del servicio público de transporte remunerado de personas en vehículos en la modalidad taxi, N° 7969, corresponde al Consejo de Transporte Público la definición de políticas y ejecución de planes y programas nacionales relacionados con el transporte público, en coordinación con las instituciones y organismos públicos con atribuciones concurrentes o conexas.

5°—Que, para cumplir con su competencia rectora y fiscalizadora del transporte público, es indispensable que el Consejo de Transporte Público cuente con un instrumento que le permita bajo criterios técnicos determinar los grados de eficiencia, confortabilidad y calidad del transporte remunerado de personas operado por particulares autorizados.

6°—Que el 11 de marzo del 2020, la Organización Mundial de la Salud elevó la situación de emergencia de salud pública ocasionada por el COVID-19 a pandemia internacional. La rapidez en la evolución de los hechos, a escala nacional e internacional, requiere la adopción de medidas inmediatas y eficaces para hacer frente a esta coyuntura. Las circunstancias extraordinarias que concurren constituyen, sin duda, una crisis sanitaria sin precedentes y de enorme magnitud, tanto por el elevado número de personas afectadas como por el extraordinario riesgo para su vida y sus derechos.

7°—Que mediante el Decreto Ejecutivo N° 42227-MP-S del 16 de marzo del 2020, se declaró estado de emergencia nacional en todo el territorio de la República de Costa Rica, debido a la situación de alerta sanitaria provocada por la enfermedad COVID-19.

8°—Que ante la situación epidemiológica actual por el COVID-19 en el territorio nacional y a nivel internacional, el Poder Ejecutivo está llamado a mantener los esfuerzos y fortalecer, con apego a la normativa vigente, las medidas de prevención por el riesgo del contagio comunitario, dadas las características del virus que resulta de fácil transmisión de la enfermedad, principalmente en grandes concentraciones de personas, lo cual representa un factor de aumento en el avance del brote por COVID-19, provocando una eventual saturación de los servicios de salud pública y la imposibilidad de atender oportunamente a aquellas personas que se enfermen gravemente.

9°—Que de conformidad con los artículos 1° y 2° de la Ley de Administración Vial, Ley N° 6324 del 24 de mayo de 1979, en armonía con la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, Ley N° 9078 del 04 de octubre del 2012, se dispone que corresponde al Poder Ejecutivo, mediante el Ministerio de Obras Públicas y Transportes, regular lo concerniente al tránsito de vehículos en las vías públicas terrestres de Costa Rica.

10°—Que el Poder Ejecutivo ha venido implementando, a partir de lo que establece tanto el artículo 95 y 95 bis, ambos de la Ley de Tránsito por Vías Públicas Terrestres y Seguridad Vial, restricciones vehiculares con la finalidad de atender las disposiciones sanitarias que las autoridades respetivas han dispuesto para la atención de la emergencia nacional.

11°—Que desde el mes de mayo del 2021 y a la fecha, el país ha experimentado un incremento ante la tercera ola de la Pandemia que inició desde el año 2020, la cual entre otras consecuencias ha traído consigo la saturación hospitalaria, por la gran cantidad de casos y ha incrementado el número de muertes por COVID 19, por lo que las autoridades sanitarias han recrudecido las acciones de restricción vehicular y de presencialidad en las instituciones del Estado y en algunas privadas, además del cierre al inicio de algunos comercios o disminuciones de horarios de atención al público, lo que ha disminuido considerablemente la movilización de pasajeros en los servicios de transporte público.

12°—Que, desde el mes de abril del 2020, el transporte público de ruta regular, viene operando durante el estado de emergencia nacional, con una capacidad de transportación disminuida con lo cual, no existen desde entonces, las condiciones operativas regularizadas o típicas que permitan medir de forma objetiva, basados en la ciencia y la técnica, los aspectos de operativos de calidad que un sistema de transporte público debe ofrecerles a los usuarios.

13°—Que el Decreto Ejecutivo N° 28833-MOPT y sus reformas, se establece como una herramienta indispensable que le permite al Consejo de Transporte Público bajo criterios técnicos, determinar el grado de eficiencia, confortabilidad y calidad del servicio en el transporte remunerado de personas operado por empresas concesionarias autorizadas, bajo criterios y responsabilidad del operador en cumplimiento de condiciones operativas establecidas en dicha normativa, de conformidad con criterios Tipo O (Responsabilidad del Operador), Criterio Tipo A (Responsabilidad de la Administración) y el Criterio Tipo U (Encuesta a los Usuarios).

14°—Que para la ejecución de la evaluación de la calidad 2021, tanto el Reglamento citado como el Manual vigente, disponen que cada uno de los criterios debe estar amparado a condiciones de muestreo basados en su mayoría en criterios de habitualidad, tipicidad para poder medir eficiencia en las condiciones del servicio, para poder contar con parámetros de medición de las obligaciones contractuales de los operadores en períodos típicos y normales de la operación del servicio público del transporte remunerado de personas modalidad autobús.

15°—Que en la actualidad, dadas las afectaciones existentes provocadas por la declaratoria de la Emergencia Nacional producto de la Pandemia del COVID-19, desde el mes de marzo del 2020 las condiciones de operación de los esquemas operativos de todas las rutas que operan actualmente en todo el territorio nacional han sido impactados severamente, por lo que no se está en presencia de un comportamiento normal o regular de la demanda, que pueda ser evaluado eficazmente dentro del proceso de calidad del servicio, siendo necesario acudir a los principios de razonabilidad, proporcionalidad, lógica y conveniencia de la realidad imperante, de conformidad con lo que establece el artículo 226 de la Ley General de la Administración Pública, por razones de urgente necesidad y para evitar graves daños a las personas y a las cosas, se debe prescindir de la evaluación de la calidad del servicio para el período 2021, de acuerdo con los principios mencionados y ante el comportamiento anormal y atípico de la prestación del servicio de transporte público, no existe otra forma de evaluar los criterios establecidos, resultando riesgoso exponer a la población usuaria, evaluadores, organismos de inspección y operadores en general, a un riesgo de contagio o transmisión del coronavirus que produce la enfermedad del COVID-19.

16°—Que en aras de garantizar la continuidad y la eficiencia en el servicio de transporte público remunerado de personas, establecido en el artículo 4° de la Ley General de la Administración Pública, resulta necesario para la Administración disponer de un Transitorio adicional al Decreto Ejecutivo N° 28833-MOPT, a fin de brindar seguridad jurídica a los operadores del servicio público, prescindiendo de la aplicación de los alcances de dicha reglamentación (evaluación de calidad) para el año 2021, sin que se afecte el proceso de renovación de las concesiones del período 2021-2028, para lo cual se suplirá con la última evaluación de la calidad del servicio aprobada por el Consejo de Transporte Público y la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

17°—Que en la circunstancias actuales de emergencia nacional en las que se exponen los ciudadanos a un riesgo de contagio o transmisión del coronavirus que produce la enfermedad del COVID-19 y, por esa misma situación de riesgo, se ven expuestas las personas que aplican los Modelos de Evaluación de la Calidad, toda vez que los datos de mayor importancia deben recolectarse mediante las visitas a las áreas donde se prestan los servicios de transporte en todo el territorio nacional, se hace imprescindible dispensar la aplicación de la Evaluación de la Calidad para el año 2021. No obstante, en garantía del principio de continuidad del servicio

público bajo parámetros básicos de prestación, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes y el Consejo de Transporte Público poseen las facultades legales y reglamentarias suficientes para vigilar, controlar, fiscalizar e intervenir ante los operadores, en resguardo del interés público de forma que los servicios que reciben los usuarios se entreguen, de conformidad y en la medida que las circunstancias actuales se mantengan, cumpliendo los aspectos más relevantes contenidos en el artículo 4 del Decreto Ejecutivo N° 28833-MOPT y sus reformas. Para ello el Consejo de Transporte Público ha implementado un módulo en línea de acceso a través de su página web mediante el cual los usuarios pueden presentar sus inconformidades mediante quejas o denuncias que coadyuba al proceso de fiscalización de los mencionados servicios.

18°—Que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 21 Decreto Ejecutivo N° 28833-MOPT y sus reformas, referente al reconocimiento de la tarifario de los costos del estudio de calidad del servicio, el mismo no podrá hacerse efectivo siendo que se prescinde del proceso obligatorio para los operadores a someterse a una evaluación de la calidad para el período 2021.

19°—Que, dentro de las atribuciones y potestades competenciales del Ministerio de Obras Públicas y Transportes como Ente Rector del Sector Transportes, el artículo 2° inciso b) de la Ley N° 3503, lo autoriza a emitir reglamentos que regulen la actividad del transporte remunerado de personas modalidad autobús; y una vez publicados son de obligado acatamiento para la Administración y los operadores del servicio público autorizados.

Por tanto,

Decretan:

**ADICIÓN DE UN TRANSITORIO V AL DECRETO EJECUTIVO N° 28833-MOPT,
DENOMINADO REGLAMENTO PARA LA EVALUACIÓN Y CALIFICACIÓN DE LA
CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSPORTE REMUNERADO DE PERSONAS**

Artículo 1°—Adicionar un Transitorio V al Decreto Ejecutivo N° 28833-MOPT, y sus reformas, denominado *“Reglamento para la evaluación y calificación de la calidad del servicio público de transporte remunerado de personas”*, publicado en el Diario Oficial *La Gaceta* N° 158 el viernes 18 de agosto del 2000, cuyo texto se leerá de la siguiente manera:

Transitorio V.—De conformidad con lo que establece el artículo 226 de la Ley General de la Administración Pública, por razones de urgente necesidad y para evitar graves daños a las personas y a las cosas, se prescinde del proceso de evaluación de la calidad del servicio para el período 2021, contenido en el presente Decreto Ejecutivo y sus Reformas, y del Manual de Calidad para el año 2021, dadas las afectaciones provocadas por la declaratoria de emergencia nacional decretada por el Poder Ejecutivo mediante el Decreto Ejecutivo N° 42227- MP-S del 16 de marzo del 2020, y el Decreto Ejecutivo N° 42295-MOPT-S, de “Restricción Vehicular Diurna ante el Estado de Emergencia Nacional en Todo el Territorio Costarricense por el COVID-19”, debido a la alerta sanitaria en todo el territorio nacional provocada por la pandemia causada por la enfermedad del COVID-19. En virtud de lo anterior y para efectos del proceso de renovación de las concesiones de transporte remunerado de personas modalidad autobús del período 2021-2028, como procedimiento sustitutivo especial se tomará como base los

informes de Calidad de Servicio del último año aprobado por el Consejo de Transporte Público los demás requerimientos que se establezcan para la evaluación de la capacidad empresarial.

En garantía del principio de continuidad del servicio público bajo parámetros básicos de prestación, el Ministerio de Obras Públicas y Transportes y el Consejo de Transporte Público poseen las facultades legales y reglamentarias suficientes para vigilar, controlar, fiscalizar e intervenir ante los operadores, en resguardo del interés público de forma que los servicios que reciben los usuarios se entreguen, de conformidad y en la medida que las circunstancias actuales se mantengan, cumpliendo los aspectos más relevantes contenidos en el artículo 4 del presente Reglamento. Además, el Consejo de Transporte Público ha implementado un módulo en línea, de acceso a través de su página web, mediante el cual los usuarios pueden presentar sus inconformidades quejas o denuncias, mismas que coadyuban al proceso de fiscalización de los mencionados servicios.”

Artículo 2º—Rige a partir de su publicación.

Dado en la Presidencia de la República. —San José, a los diecisiete días del mes setiembre del dos mil veintiuno.

EPSY CAMPBELL BARR.—El Ministro de Obras Públicas y Transportes, Rodolfo Méndez Mata.—1 vez.—O.C. N° 2021132.—Solicitud N° DE-1626-2021.—(D43217 - IN2021583946).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

BANCO CENTRAL DE COSTA RICA

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE VALORES

La Superintendencia General de Valores, de conformidad con los artículos 240 y 361 de la Ley General de la Administración Pública, remite en consulta el Acuerdo SGV-A-XXX. Lineamientos para el Uso de SUGEVAL DIRECTO.

Es entendido que, por un plazo máximo de 10 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial La Gaceta, se deberán enviar al despacho de la Superintendente General de Valores, a la dirección electrónica: correo@sugeval.fi.cr, en formato Word, los comentarios y observaciones sobre el particular.

“Proyecto de Acuerdo

SGV-A-XXX. Superintendencia General de Valores. Despacho de la Superintendente. A las XX horas del XXX de XXXX del dos mil veintiuno.

CONSIDERANDO QUE:

- I. Por disposición del artículo 180 de la Ley Reguladora del Mercado de Valores, la Superintendencia General de Valores puede utilizar medios electrónicos o magnéticos de transmisión y almacenamiento de datos, para solicitar información a las entidades supervisadas y para mantener sus archivos, actas y demás documentos. La información así mantenida tiene valor probatorio equivalente al de los documentos para todos los efectos legales.
- II. La Ley de Certificados, Firmas Digitales y Documentos Electrónicos (Ley N° 8454), establece el marco jurídico general para la utilización transparente, confiable y segura de los documentos electrónicos y la firma digital.
- III. El uso de certificados digitales permite aplicar los principios de autenticidad, confidencialidad, integridad y no repudio de la información que remiten personas y entidades supervisadas en cumplimiento de sus deberes y funciones, así como público en general, lo que le da una mayor seguridad y validez a los trámites que se hacen ante la Superintendencia.
- IV. El uso de certificados digitales facilita la remisión de información a la Superintendencia General de Valores y el trámite de solicitudes ante este órgano de supervisión, por lo que su adopción contribuye al objetivo impuesto a la Superintendencia en el artículo 3 de la Ley Reguladora del Mercado de Valores de velar por la transparencia y difusión de la información del mercado de valores.
- V. La Superintendencia General de Valores, con el apoyo técnico del Banco Central de Costa Rica, desarrolló un portal Web denominado *SUGEVAL Directo*, que le permite brindar servicios a través de esta plataforma tecnológica a las entidades reguladas o al público en general, mediante el uso de certificados digitales para su ingreso y autenticación.
- VI. La utilización de tecnologías de información permite proteger los datos y las transacciones de forma segura, oportuna y eficiente, a la vez facilita la remisión de

información de manera periódica, lo cual constituye una herramienta fundamental para las labores de supervisión y control, desarrolladas por la Superintendencia y ayuda al cumplimiento de los deberes, establecidos en la Ley Reguladora del Mercado de Valores (Ley No 7732), así como otras leyes y normativa aplicables a los usuarios de la plataforma Sugeval Directo.

RESUELVE:

Se emite los “**Lineamientos para el Uso de *SUGEVAL DIRECTO***”

1. **Objetivo**

En este documento se presentan las normas y procedimientos que rigen la utilización de la plataforma de Sugeval Directo para uso de los servicios que ofrezca la Sugeval al público y entidades reguladas a través de esta plataforma.

2. **Ámbito de aplicación.**

Este acuerdo es aplicable a todas las personas físicas o jurídicas que utilicen alguno de los servicios que ofrece el portal Web de *SUGEVAL Directo*.

3. **Definición de términos.**

- a. **Certificado digital:** documento electrónico que contiene la identidad, la llave pública y alguna otra información de un suscriptor. Es creado y, por regla general, firmado digitalmente por una persona jurídica proveedora del servicio de creación, emisión y operación de estos documentos, la cual es conocida como Autoridad Certificadora. La lista de las Autoridades Certificadoras Registradas se encuentra publicada en el sitio web del Banco Central de Costa Rica: www.bccr.fi.cr, en la sección Firma Digital.
- b. **DIDI:** Documento de Identificación de Diplomáticos, emitido por la Cancillería de la República para funcionarios diplomáticos debidamente acreditados en el país.
- c. **DIMEX:** Documento de Identidad Migratorio para Extranjeros, emitido por la Dirección General de Migración y Extranjería.
- d. **Documento de identidad:** documento de identidad válido para la persona física, sirve para identificar legalmente a un suscriptor:
 - i. Cédula de identidad expedida por el Registro Civil, para nacionales.
 - ii. Documento de identidad expedido por la Dirección General de Migración y Extranjería para las personas extranjeras residentes y aquellas acreditadas con una categoría especial, de conformidad con la Ley General de Migración y Extranjería.
 - iii. Documento expedido por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto para las personas acreditadas por ese Ministerio como miembros de una misión diplomática, de una misión consular o de un organismo internacional.
- e. **Ley 7558:** Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica.
- f. **Ley 7732:** Ley Reguladora del Mercado de Valores.

- g. **Ley 7786:** Ley sobre Estupefacientes, Sustancias Psicotrópicas, Drogas de Uso No Autorizado, Actividades Conexas, Legitimación de Capitales y Financiamiento al Terrorismo.
- h. **Ley 8454:** Ley de Certificados, Firmas Digitales y Documentos Electrónicos.
- i. **Ley 8968:** Ley de Protección de la Persona frente al Tratamiento de sus Datos Personales.
- j. **Mancomunidad:** mecanismo de control que condiciona para que el registro o autorización de una operación de asignación de permisos deba ser realizado en forma conjunta por al menos dos usuarios, lo anterior, para impedir que una sola persona tenga poder absoluto sobre la misma.
- k. **MICIT:** Ministerio de Ciencia, Innovación, Tecnología y Telecomunicaciones.
- l. **Participante:** Persona física o jurídica suscrita en *SUGEVAL Directo*, que utiliza alguno de sus servicios y es responsable del uso que haga de éstos.
- m. **Registro:** acto mediante el cual una persona física o jurídica, previo cumplimiento de los requisitos y procedimientos establecidos en este acuerdo, se incluye como participante de *Sugeval Directo*.
- n. **Representante Legal:** Persona física legitimada por la ley o por determinación contractual, para actuar jurídicamente en representación de otra persona física o jurídica.
- o. **Responsable de seguridad:** persona física designada por un participante para que lo represente en la administración de la seguridad en *SUGEVAL Directo*, pudiendo con dicha designación otorgar derechos y permisos de acceso a los usuarios del participante representado, según la Guía de Administración de Seguridad.
- p. **Servicio:** funcionalidades tecnológicas que ofrece el portal Web de *SUGEVAL Directo* y que se encuentran disponibles para uso de los participantes y usuarios.
- q. **Suscripción:** acto por medio del cual una persona física o jurídica, previo al cumplimiento de los procedimientos y requisitos establecidos en este acuerdo, adquiere la condición de usuario de *SUGEVAL Directo*.
- r. **Usuario:** persona física suscrita a *SUGEVAL Directo* y que gestiona servicios mediante esta plataforma o portal, ya sea que lo haga en nombre propio o a nombre de un tercero (persona jurídica).

4. Declaración del participante.

La aplicación de los presentes lineamientos es de carácter obligatorio, por lo que el acto de suscripción en *SUGEVAL Directo* se entiende como una declaración del participante de que los acepta y se compromete a cumplirlos.

5. Normas supletorias.

Para las situaciones no reguladas por los presentes lineamientos, rigen, supletoriamente, las disposiciones contenidas en la normativa para el uso de certificados digitales y la Guía de Administración de Seguridad, así como las demás normas jurídicas que resulten aplicables.

6. Publicación del marco regulatorio.

La *SUGEVAL* establecerá los medios de comunicación y divulgación que permitan al participante acceder con facilidad al marco jurídico que regula el funcionamiento de cada servicio y las relaciones con *SUGEVAL Directo*.

7. Canales de acceso.

SUGEVAL Directo puede ser accedido directamente en la dirección electrónica <https://www.Sugevaldirecto.Sugeval.fi.cr> o por medio del enlace publicado en el sitio web de la SUGEVAL, cuya dirección en Internet es www.Sugeval.fi.cr.

8. Verificación de la autenticidad del sitio.

El usuario, para verificar la autenticidad del sitio, debe realizar las siguientes validaciones antes de iniciar una sesión de trabajo en *SUGEVAL Directo*:

- a. Que durante el intento de acceso a *SUGEVAL Directo*, su navegador no le informe sobre alguna advertencia con respecto a la autenticidad del sitio.
- b. Que en la línea de la dirección electrónica de su navegador, se visualice literalmente el nombre www.Sugevaldirecto.Sugeval.fi.cr y que este se encuentre precedido de los caracteres "https://".
- c. Que al abrir el candado (con doble clic sobre su imagen), que aparece en la parte inferior de su navegador, verificar que la dirección registrada en el certificado digital corresponda con la dirección www.Sugevaldirecto.Sugeval.fi.cr.

Ante cualquier anomalía o alerta que ponga en duda la autenticidad del sitio Web, el usuario, deberá comunicar la situación de inmediato al número telefónico 2243-4747. Asimismo, *deberá* abstenerse de ingresar al sitio mientras no esté seguro de que la sesión de trabajo que intenta iniciar es auténtica.

El participante es responsable por las consecuencias que se puedan derivar del ingreso a un sitio web distinto al de *SUGEVAL Directo*.

9. Participantes y usuarios del servicio.

En *SUGEVAL Directo* participan la SUGEVAL y las personas debidamente registradas en este portal web.

El participante y usuario pueden operar en los servicios disponibles en el portal Web de *SUGEVAL Directo*, para los cuales, cumpla a cabalidad con los requisitos establecidos para tal efecto.

10. Tipos de identificación admisibles.

El participante y usuario se clasifican en *SUGEVAL Directo*, conforme con los siguientes tipos de documento de identidad válidos para la persona física: *SUGEVAL Directo* verifica que cumpla con el formato establecido para el tipo de identificación que corresponda:

- a. Cédula de identidad expedida por el Registro Civil, para nacionales.
- b. Documento de identidad expedido por la Dirección General de Migración y Extranjería para las personas extranjeras residentes y aquellas acreditadas con una categoría especial de conformidad con la Ley General de Migración y Extranjería. (DIMEX).
- c. Documento expedido por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto para personas acreditadas por ese Ministerio como miembros de una misión diplomática, de una misión consultar o de un organismo internacional.

Ningún otro tipo de documento de identificación, distinto de los citados en este punto, es válido para registrarse en *SUGEVAL Directo*.

11. Información del participante.

El participante para registrarse a Sugeval Directo debe aportar la información requerida para identificarse en el portal definidos en la Guía de suscripción e ingreso a Sugeval Directo, así como la información requerida para mantener un canal directo de comunicación que facilite el envío de notificaciones.

El registro de una entidad regulada en Sugeval Directo lo hace el representante legal de ésta. El nombramiento del representante legal debe haber sido informado previamente a SUGEVAL por los medios que se disponga en la normativa de revelación a la Superintendencia de los puestos claves de la entidad. Como parte del registro de la entidad regulada, el representante legal designará los usuarios Responsables de la Seguridad, según la Guía de Administración de Seguridad.

12. Condiciones especiales para la oferta de servicios.

La SUGEVAL se reserva el derecho de cerrar total o parcialmente, en cualquier momento y por situaciones de fuerza mayor o de conveniencia institucional, por razones debidamente fundamentadas y comunicadas al interesado, los servicios que ofrece por medio de *SUGEVAL Directo*, sin que ello le cause ningún tipo de responsabilidad.

La SUGEVAL podrá modificar en el futuro estos lineamientos, con el fin de solicitar requisitos adicionales de suscripción, de procurar la seguridad, continuidad y normal funcionamiento de *SUGEVAL Directo*, en el entendido de que, de no cumplir tales requisitos, los participantes, podrán ser excluidos de sus servicios.

13. Vigencia de la Suscripción.

La suscripción tiene vigencia a partir del momento en que se completa el proceso necesario para constituirse como participante de *SUGEVAL Directo*.

Mientras la suscripción esté vigente, el titular, mantendrá la condición de participante activo en *SUGEVAL Directo*, con los derechos y las responsabilidades que la normativa establece por tiempo indefinido.

14. Revocación de la Suscripción.

La suscripción del participante quedará revocada ante cualquiera de las siguientes situaciones:

- a. Cuando el participante solicite su revocación por decisión propia, por los canales dispuestos por la Superintendencia.
- b. Imposibilidad de la SUGEVAL de continuar proveyendo los servicios de la plataforma de *SUGEVAL Directo*, situación de la que se dejará constancia mediante resolución debidamente motivada y comunicada al interesado en el lugar señalado al efecto.
- c. Incumplimiento de las responsabilidades del participante establecidas en los lineamientos para el uso de *SUGEVAL Directo*, debidamente comprobada por la Superintendencia, lo anterior, de conformidad con los principios del debido proceso legal.

d. Remisión por parte del participante de información falsa, equívoca, incierta o inexacta, otorgada debido al trámite de suscripción, o de los servicios prestados a través de esta plataforma.

15. Mecanismos de autenticación.

La autenticación en *SUGEVAL Directo* se hace mediante certificado digital, el cual, constituye un mecanismo de autenticación basado en la utilización de un certificado emitido por una Autoridad Certificadora autorizada por el MICITT, que permite validar la identidad del participante.

Los participantes o usuarios que éstos autoricen para que las representen en *SUGEVAL Directo*, deben contar con un certificado de firma digital emitido bajo el sistema que regula la Ley 8454.

El costo de obtención del certificado digital corre por cuenta del participante.

16. Administración de seguridad.

Para los participantes, *SUGEVAL Directo* cuenta con el servicio de Administración de Esquemas de Seguridad, por medio del cual, el participante, crea usuarios para que lo representen en los servicios que funcionan sobre su portal Web, de conformidad con la Guía de Administración de Seguridad.

17. Usuarios responsables.

El usuario que realiza el proceso de suscripción se asigna como responsable de seguridad total, el cual, le permite crear otros usuarios con su mismo perfil de administrador de la seguridad, según lo dispuesto en la Guía de Administración de Seguridad.

18. Uso del mecanismo de mancomunidad.

El participante que cuente con dos o más responsables de seguridad, podrá mancomunar la asignación de los derechos y permisos de acceso de sus usuarios, de manera que éstos tengan que ser definidos y autorizados en forma conjunta por dos responsables de administrar la seguridad.

Cuando el participante decida utilizar el mecanismo de mancomunidad en un momento posterior al de su registro en *SUGEVAL Directo*, también deberá proporcionar a la SUGEVAL la información requerida para la suscripción del nuevo usuario responsable de la seguridad, de conformidad con lo indicado en el punto 10, tendrá que coordinar con el encargado de *SUGEVAL Directo* y por los medios que establezca la Superintendencia dicha modificación. El proceso de suscripción de las personas no requerirá mancomunidad.

19. Creación de usuarios sin mancomunidad.

El participante que no utiliza el mecanismo de mancomunidad, por medio del primer responsable de seguridad, mantiene la posibilidad de crear y autorizar usuarios para que realicen en su nombre las diferentes transacciones y actividades que se encuentran disponibles en los servicios de *SUGEVAL Directo*.

20. Revocación de derechos.

El responsable de seguridad podrá revocar derechos de los usuarios actuando de manera individual, aún y cuando el participante, utilice el mecanismo de mancomunidad.

21. Responsabilidad por los registros y servicios.

El participante es responsable por los registros y servicios que utilicen sus usuarios autorizados, ya sea que lo hagan como usuarios únicos o mediante el mecanismo de mancomunación.

22. Actualización de información.

Los participantes deberán establecer mecanismos de control interno que les asegure mantener actualizada la información de sus usuarios en el portal Web de *SUGEVAL Directo*, así como los perfiles de usuario creados como parte de la administración de la seguridad.

23. Administración de registros de auditoría.

SUGEVAL Directo administra bitácoras y registros electrónicos que permiten reconstruir los trámites realizados y ejecutar estudios de trazabilidad para efectos de auditoría, así como para atender el desarrollo de las investigaciones solicitadas por el participante para situaciones especiales que se presenten con sus trámites.

24. Carácter probatorio de los registros.

Los registros electrónicos administrados por *SUGEVAL Directo*, así como por sus sistemas de soporte tecnológico a nivel de registro y control, constituyen respaldo pleno de los trámites que realice la SUGEVAL y los participantes por medio de *SUGEVAL Directo*.

25. Confidencialidad de la información.

La información que almacenen los sistemas de registro de *SUGEVAL Directo* tiene un carácter confidencial, pudiendo la SUGEVAL entregarla a su titular cuando éste así lo solicite por escrito, ante el requerimiento de una autoridad judicial competente, o en aquellos casos previstos expresamente por ley, siempre y cuando, la entrega de la información se conduzca dentro de los procedimientos establecidos para esos efectos.

26. Responsabilidades de la SUGEVAL.

- a. Poner a disposición de los participantes el marco regulatorio de *SUGEVAL Directo*, para que las relaciones con sus clientes se desarrollen dentro de un marco de transparencia.
- b. Mantener al alcance del participante o usuarios ayudas en línea, así como la información necesaria para facilitarle la ejecución de las instrucciones requeridas para operar el sistema de *SUGEVAL Directo*.
- c. Contar con mecanismos de contingencia tecnológica para *SUGEVAL Directo*, que sean tolerables a fallas y provean una garantía razonable del suministro normal y continuo de los servicios a los usuarios.

La SUGEVAL no será responsable de las consecuencias que pueda sufrir el participante cuando por circunstancias ajenas a su control o por situaciones de fuerza mayor, el funcionamiento de *SUGEVAL Directo* presente deterioros en su desempeño o se vea interrumpido temporalmente.

- d. Notificar oportunamente a los participantes, por los medios de comunicación oficiales dispuestos por *SUGEVAL Directo*, las situaciones que se relacionen con su participación y con el estado de sus operaciones.
- e. Adoptar las medidas de índole técnica y de organización necesarias para garantizar la seguridad de los datos de carácter personal de los participantes y usuarios, para evitar su alteración, destrucción accidental o ilícita, pérdida, tratamiento o acceso no autorizado.
- f. Garantizar al participante o usuario el acceso a la información personal que almacene.
- g. Cuando Sugeval requiera hacer una transferencia de las bases de datos que contienen información producto de las actividades desarrolladas en relación con *SUGEVAL Directo*, deberá solicitar al participante o usuario su autorización expresa.

27. Información para los participantes.

Se le informa al participante o usuario lo siguiente:

- a. Que SUGEVAL cuenta con una base de datos de los participantes y usuarios del sistema denominado *SUGEVAL Directo*.
- b. Que dicha base de datos tiene como fines:
 - i. Facilitar la labor de la SUGEVAL de velar por la estabilidad y el eficiente funcionamiento del sistema financiero,
 - ii. Llevar un control de las actividades que realizan los participantes, supervisados y usuarios en *SUGEVAL Directo*,
 - iii. Facilitar la atención de denuncias, quejas y consultas que presenten los usuarios del servicio.
- c. Que la información contenida por las bases de datos, únicamente, podrá ser consultada, por los funcionarios de la SUGEVAL y por los usuarios de *SUGEVAL Directo*, cuando corresponda como titulares de la información, de conformidad con las normas establecidas.
- d. Que los datos solicitados serán tratados con confidencialidad por los funcionarios de SUGEVAL, a excepción de cuando la ley o los reglamentos dispongan lo contrario, lo anterior, en virtud de la naturaleza pública de la información recopilada.
- e. Que la negativa a proporcionar información solicitada, acarreará como consecuencia:
 - a) El rechazo de la solicitud de acceso a *SUGEVAL Directo*,
 - b) El rechazo de las solicitudes o trámites que se presenten ante la SUGEVAL, cuando por reglamento o acuerdo del Superintendente, se ha dispuesto que sea *SUGEVAL Directo* el medio utilizado para proporcionar la información o gestionar ese tipo de trámite.
- f. De los derechos: i) a la autodeterminación informativa, ii) el acceso a la información contenida por las bases de datos, iii) a rectificación de la información, iv) a acudir a la Agencia de Protección de Datos de los Habitantes (Prodhab) para la defensa de sus derechos y v) a revocar el consentimiento y sin efecto retroactivo.
- g. Que la SUGEVAL como órgano de máxima desconcentración adscrito al Banco Central de Costa Rica, será el Órgano responsable de la base de datos en donde se incorporarán los datos proporcionados por el usuario.

28. Responsabilidades de los participantes.

- a. Conocer el marco regulatorio establecido para *SUGEVAL Directo*, así como cualquier otra disposición que la SUGEVAL le comunique por tener relación en su condición de participante.
- b. Controlar y asegurarse de que los usuarios que los representen en *SUGEVAL Directo* cumplan con los requisitos y las normas que establece este acuerdo para la administración de la seguridad.
- c. Mantener debidamente actualizada su información personal en *SUGEVAL Directo* y asegurarse de su registro correcto.
- d. El participante es responsable por cualquier error o inconsistencia que presente la información personal registrada.
- e. Asegurarse que el buzón del correo electrónico registrado en *SUGEVAL Directo* para atender las comunicaciones oficiales, tenga el espacio libre necesario para recibir los mensajes enviados por la SUGEVAL.
- f. Hacer uso correcto del registro que se le otorga para obtener la condición de participante e informarse sobre la forma en que operan las diferentes funcionalidades ofrecidas por *SUGEVAL Directo*, con el propósito de que esté debidamente capacitado para hacer un manejo seguro y eficiente de la herramienta tecnológica.
- g. El participante es responsable por los perjuicios y las consecuencias que pueda producir el uso incorrecto del sistema *SUGEVAL Directo*.
- h. Administrar confidencialmente y con debida diligencia el certificado digital, para el acceso a *SUGEVAL Directo*. Por lo tanto, el participante es responsable por el uso indebido del certificado digital, si por descuido, decisión propia o cualquier otra razón que le resulte imputable, fueren del conocimiento o la apropiación de un tercero.
- i. Acatar las instrucciones que le proporcione la SUGEVAL, en relación con las medidas de seguridad tecnológica con las que debe conducir su participación en *SUGEVAL Directo*.
- j. Sujetarse a las disposiciones de cualquier otra norma o ley que afecte las gestiones en *SUGEVAL Directo*, en lo que les fuere aplicable, incluyendo la posibilidad de contar con permisos o autorizaciones previas o de cualquier tipo, que otras entidades tengan derecho a exigir.
- k. Brindar el consentimiento expreso a la SUGEVAL para que ésta recopile sus datos personales o los de su representante, como parte de los requisitos de uso para la plataforma *Sugeval Directo*.

29. *Derechos sobre signos externos.*

SUGEVAL Directo es un dominio registrado para la SUGEVAL, por lo que sus derechos de uso y explotación están autorizados, única y exclusivamente, a la SUGEVAL.

30. *Uso no autorizado de signos externos.*

Queda prohibido el uso no autorizado de la marca *SUGEVAL Directo*, de los signos externos ligados a sus portales Web, tales como logotipos, nomenclaturas, marcas o nombres comerciales.

La SUGEVAL no será responsable por el uso no autorizado de la marca *SUGEVAL Directo*, ni de los signos externos ligados a sus portales Web, entendidos éstos como sus logotipos, nomenclaturas, marcas o nombres comerciales. La SUGEVAL accionará, por las vías legales pertinentes, contra quien incurra en usos no autorizados de la marca *SUGEVAL Directo* y de sus signos externos.

31. Atención de consultas.

Cualquier consulta o solicitud de información que requiera el participante, podrá canalizarla vía telefónica, fax, WhatsApp o personalmente, en el horario estipulado para la atención al público; o bien, a la dirección electrónica oficial de la SUGEval correo@Sugeval.fi.cr. Las referencias de los medios de contacto con la SUGEval estarán publicadas en su sitio web (<https://www.Sugeval.fi.cr>).”

María Lucía Fernández Garita.—1vez.—(IN2021582092).

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0058-IE-2021 DEL 17 DE SETIEMBRE DE 2021

SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE SAN CARLOS R.L. (COOPELESCA), PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

ET-032-2021

RESULTANDO:

- I. Que el 27 de julio de 2015, mediante la resolución RJD-141-2015 se aprobó la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” publicada en el Alcance N.º 63 a La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015.
- II. Que el 28 de abril de 2016, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) otorgó un permiso temporal a las plantas hidroeléctricas Chocosuelas I, Chocosuelas II, Chocosuelas III, La Esperanza e Agua Zarcas, para la prestación del servicio público, con base en el dictamen C-103-2015 de la Procuraduría General de la República, dichas plantas son propiedad de la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R.L. (Coopelesca), cédula jurídica 3-004-045117. (folio 4).
- III. Que el 10 de marzo de 2016, mediante la resolución RIE-030-2016, publicada en el Alcance N.º 45 a La Gaceta N.º 55 del 18 marzo de 2016 se resolvió el estudio tarifario, siendo esta tarifa la que se encuentra vigente (ET-130-2015).
- IV. Que el 3 de setiembre del 2018, el MINAE mediante la resolución N°-0004-2018-DE le otorga la concesión para la prestación del servicio público de generación de energía eléctrica para el Proyecto Fotovoltaico Solar Santa Rosa por un período de 20 años (folio 4).
- V. Que el 4 de diciembre de 2018, se publicó la Ley N° 9635 Ley del Impuesto sobre el Valor Agregado en el Alcance Digital N° 202 a La Gaceta N° 225.

- VI.** Que el 11 de junio de 2019, en el Alcance Digital N° 129 a La Gaceta N° 108, se publicó el Decreto 41779-H Reglamento de la Ley del Impuesto sobre el Valor Agregado.
- VII.** Que el 30 de junio del 2021, mediante el oficio Coopelesca-GG-324-2021, Coopelesca presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de electricidad que presta (folios 1 al 4).
- VIII.** Que el 2 de julio de 2021, mediante el auto de prevención AP-0063-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) le previno a Coopelesca el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de generación de electricidad que presta (folios 8 al 10).
- IX.** Que el 15 de julio de 2021, mediante el oficio Coopelesca-GG-365-2021, Coopelesca presentó la información solicitada por medio del auto de prevención AP-0063-IE-2021 (folios 11 al 12).
- X.** Que el 16 de julio de 2021, mediante el informe IN-0075-IE-202, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud presentada por Coopelesca para ajustar la tarifa del sistema de generación de electricidad que presta (folios 13 al 15).
- XI.** Que el 16 de julio de 2021, mediante el oficio OF-0557-IE-2021, la IE solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder con la convocatoria de audiencia pública (folios 16 al 17).
- XII.** Que el 22 de julio de 2021, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 141, la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 18 de agosto de 2021 (folio 30).
- XIII.** Que el 23 de julio de 2021, se publicó en los diarios de circulación nacional: La Teja y La República la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 18 de agosto de 2021 (folio 30).
- XIV.** Que el 28 de julio de 2021, mediante el informe IN-0579-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública. (folio 34 al 35).

- XV.** Que el 3 de agosto de 2021, mediante el oficio OF-0580-IE-2021, la IE le solicita a Coopelesca información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para los sistemas de generación y distribución (folios 45 al 53).
- XVI.** Que el 5 de agosto de 2021, mediante el oficio Coopelesca-GG-406-2021, Coopelesca solicita ampliación de plazo para la entrega de la información adicional requerida mediante el oficio OF-0580-IE-2021 (folio 56).
- XVII.** Que el 6 de agosto de 2021, mediante el oficio OF-0589-IE-2021, la IE brinda la ampliación de plazo solicitada por Coopelesca mediante el oficio Coopelesca-GG-406-2021 (folio 55).
- XVIII.** Que el 17 de agosto de 2021, mediante el oficio Coopelesca-GG-429-2021 Coopelesca envió la información adicional requerida mediante el OF-0580-IE-2021. (folio 122 a 123)
- XIX.** Que el 18 de agosto de 2021, mediante el memorando ME-0184-IE-2021, la IE envía a los expedientes ET-032-2021 y el ET-033-2021, la información adicional enviada por Coopelesca (folios 78 al 79).
- XX.** Que el 18 de agosto de 2021, a las 17 horas con 15 minutos (5:15) se llevó a cabo la audiencia pública virtual, que fue transmitida por medio de la plataforma Cisco Webex (folio 76 y 81 al 83).
- XXI.** Que el 25 de agosto de 2021, mediante el informe IN-0669-DGAU-2021 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias, el cual indica que recibieron 6 oposiciones. (folio 89 al 90).
- XXII.** Que el 26 de agosto de 2021, mediante el documento AC-0659-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 91 al 120).
- XXIII.** Que el 17 de setiembre de 2021, mediante el informe técnico IN-0108-IE-2021, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta Coopelesca.

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe IN-0108-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. METODOLOGÍA TARIFARIA:

La metodología tarifaria ordinaria RJD-141-2015 para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural establece la fórmula general de cálculo de la siguiente manera:

$$IT=COMA+(R*BT)$$

Donde:

IT = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio.

COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

R = Tasa de rédito para el desarrollo.

BT = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo.

A continuación, se explican los procedimientos, criterios y fuentes de información para el cálculo de cada una de las variables involucradas en la propuesta tarifaria:

Liquidación del período anterior

Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones ordinarias para el servicio de distribución de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente. De manera que se identifiquen las diferencias entre los valores estimados para todas las variables que se

consideran en el cálculo del ajuste tarifario y los valores reales identificados durante el período en que el ajuste tarifario estuvo vigente.

De esta forma, Aresep tomará en cuenta las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste tarifario vigente mediante estimaciones, respecto al cálculo del ajuste tarifario vigente considerando los valores observados –reales- y actualizados; la diferencia se agrega, afectando los ingresos al incluirse como una partida denominada liquidación del período anterior.

Se realizarán ajustes en los ingresos y gastos asignados por tarifa y reales, para los costos totales (COMA) y los Ingresos totales (IT). Los gastos y costos reales que serán analizados son los coincidentes con los que se incluyeron en las tarifas del estudio tarifario anterior. Lo anterior con el fin de que vía tarifa se le devuelva al usuario los ingresos obtenidos, por la empresa generadora, por encima de sus costos. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa distribuidora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.

El diferencial entre los ingresos del período y los gastos del período van a resultar en el monto que debe adicionarse a los ingresos para el período siguiente.

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 8)}$$

Donde:

z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.

LI_z = Liquidación del período z.

ITA_z = Ingresos Totales Ajustados del período z

GTA_z = Gastos Totales Ajustados del período z

Asimismo, para estos efectos, los datos reales auditados o disponibles presentados por el operador deben estar justificados y ser razonables. Estos datos serán revisados, analizados y depurados por parte de la Autoridad Reguladora con el propósito de determinar su reconocimiento, y en ningún caso podrá considerar elementos que se limitan en esta metodología. Se deberá cumplir con los objetivos de la Ley 7593.

El ajuste para gastos contrasta los gastos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los gastos reales obtenidos por la empresa distribuidora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z} \quad (\text{Fórmula 6})$$

Donde:

$z =$ Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información

$GTA_z =$ Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el período z .

$GR_{coma,z} =$ Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período z .

$GE_{coma,z} =$ Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el período z .

$COMA =$ Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

El ajuste por ingresos es la diferencia en los ingresos estimados incluidos en el cálculo de la tarifa vigente con los ingresos reales obtenidos por la empresa generadora, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$ITA_z = ITR_z - ITE_z \quad (\text{Fórmula 7})$$

Donde:

$z =$ Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.

$ITA_z =$ Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el período z .

$ITR_z =$ Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .

$ITE_z =$ Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período z .

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Solicitud tarifaria

De conformidad con lo indicado en el oficio Coopelesca-GG-324-2021, Coopelesca solicitó un aumento en las tarifas del servicio de generación de electricidad que presta, para los años 2021, 2022 y 2023, según se indica:

- A partir del 01 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre 2021 un aumento del 0.08% sobre la tarifa aprobada mediante la resolución RIE-0030-IE-2016.
- A partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022, un aumento del 3.81% sobre la tarifa aprobada.
- A partir del 01 de enero del 2023 y hasta el 31 diciembre de 2023, un aumento del 3,91% sobre la tarifa aprobada.

2. Análisis de la solicitud

Coopelesca incluye dentro de la solicitud tarifaria ordinaria, la liquidación de los períodos 2018, 2019 y 2020. Al respecto, solicita un ajuste ordinario en la tarifa para el último trimestre del 2021 y para los períodos 2022 y 2023.

En la liquidación del período 2019, Coopelesca en cumplimiento de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y específicamente la NIIF 16, incluye a partir del mes de julio, dentro de su base tarifaria las plantas hidroeléctricas La Esperanza y Agua Zarcas, las cuales estaban siendo registradas anteriormente como arrendamientos operativos.

La aplicación de la NIIF 16, en lo que corresponde al registro de los arrendamientos, tiene un impacto directo en la base tarifaria, el gasto por depreciación, los costos operativos y el endeudamiento. No obstante, el efecto es amortiguado por la vida útil de los activos registrados, lo cual podría provocar una modificación en la estructura de costos y gastos del servicio regulado.

Adicionalmente del tratamiento indicado para las plantas P.H. La Esperanza y P.H. Agua Zarcas, Coopelesca capitalizó a partir de diciembre del 2019 el proyecto Fotovoltaico Solar Santa Rosa.

a. Parámetros utilizados

Los parámetros o indicadores económicos utilizados por la IE para el presente estudio tarifario son los siguientes:

Índice de Precios al Consumidor (IPC): se utilizó el último valor del IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), disponible al día de la audiencia pública. Este valor corresponde a 100,55 para el mes de julio de 2021.

Por su parte, tal y como lo indica la metodología vigente en el apartado “Índice de actualización local” de la sección 3.1.1, se estimó el valor del IPC para los meses faltantes del 2021, así como para los periodos siguientes (2022 y 2023).

En relación con las estimaciones, se consideró las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Programa Macroeconómico 2021-2022¹ (1,30% para el 2021 y 1,20% para el 2022). Es importante indicar que dichas proyecciones no sufrieron modificación en la revisión efectuada por el BCCR a su programa Macroeconómico². Unido a lo anterior, el BCCR estableció como objetivo de inflación un 3% para el 2021 y 2022, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.).

Cuadro No 1
Índice de Precios al Consumidor (IPC), base diciembre 2020

MES / AÑO	2021	2022	2023
Enero	100,18	101,40	102,62
Febrero	99,92	101,50	102,72
Marzo	99,95	101,60	102,82
Abril	100,24	101,70	102,92
Mayo	100,22	101,80	103,03
Junio	100,76	101,91	103,13
Julio	100,55	102,01	103,23
Agosto	100,70	102,11	103,33
Setiembre	100,85	102,21	103,44
Octubre	101,00	102,31	103,54
Noviembre	101,15	102,41	103,64
Diciembre	101,30	102,52	103,75
Promedio Anual	100,57	101,96	103,18
Variación Anual (Dic.-Dic.)	1,30%	1,20%	1,20%
Variación Promedio Anual	1,28%	1,38%	1,20%

Nota 1: Datos estimados de agosto de 2021 a diciembre de 2023.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.

Tipo de cambio de referencia estimado: para colonizar algunos rubros de costo que están expresados en dólares, se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible al día de la audiencia pública, del tipo de cambio de referencia publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden a julio de 2021 y son 615,72 para la compra y 622,10 para la venta.

¹ Las proyecciones de inflación del BCCR en el Programa Macroeconómico incluyen 2021 y 2022. Para el 2023 se asume la misma inflación proyectada para el 2022, considerando que este indicador se ha mantenido por debajo de la meta de inflación en los últimos años.

² Revisión al Programa Macroeconómico 2021-2022, publicado el 30 de julio de 2021. Se puede consultar en la siguiente dirección https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Documento_Revision_Programa_Macro-Julio-2021.pdf

Tipo de cambio del sector público no bancario estimado: se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible, del tipo de cambio del sector público no bancario publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores de igual forma corresponden a julio de 2021 y son ₡620,08 para la compra y ₡620,70 para la venta.

Otros indicadores: de acuerdo con la metodología vigente, otras variables son las siguientes:

- Tcc: tipo de cambio de compra para el Sector Público No Bancario, calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2020 es de ₡586,25.
- Tcv_t: tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2020 es de ₡588,34.

La información base se puede consultar en las siguientes direcciones electrónicas:

- IPC

<https://www.bccr.fi.cr/indicadores-economicos/%C3%ADndices-de-precios>

- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR Y REVISIÓN:

<https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/pol%C3%ADtica-monetaria-e-inflaci%C3%B3n/programas-macroecon%C3%B3micos>

- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:

<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>

Los datos y cálculos se encuentran adjuntos en el ZIP de archivos de cálculos.

b. Análisis del mercado

Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió realizar el análisis de las variables que integran el estudio ordinario de mercado del sistema de generación que presta Coopelesca para el periodo 2021, 2022 y 2023. Asimismo, se consideró la liquidación del periodo 2018, 2019 y 2020.

i. Mercado presentado por Coopelesca:

El análisis de mercado presentado por la empresa como parte de su justificación a la petición tarifaria se puede observar en los folios 1 al 120 del expediente tarifario número ET-032-2021. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. Coopelesca, solicitó un aumento de 0,08% para el último trimestre de 2021 (octubre-diciembre, de 3,81% para el 2022 y de 3,91% para el 2023, sobre las tarifas vigentes, tal y como se detalla continuación:

Cuadro N° 2
Sistema de generación, Coopelesca
Solicitud de ajuste tarifario por bloque horario, 2021, 2022 y 2023
(datos presentados en colones por kWh)

PERIODO	TARIFA VIGENTE	PROPUESTA 1-10-2021 al 31-12-2021	PROPUESTA 01-01-2022 al 31-12-2022	PROPUESTA 01-01-2023 al 31-12-2023	DIFERENCIA PORCENTUAL 1/10/2021	DIFERENCIA PORCENTUAL 1/1/2022	DIFERENCIA PORCENTUAL 1/1/2023
Punta	₡ 60,98	₡ 61,03	₡ 63,30	₡ 63,36	0,08%	3,81%	3,91%
Valle	₡ 45,61	₡ 45,65	₡ 47,35	₡ 47,39	0,08%	3,81%	3,91%
Noche	₡ 29,99	₡ 30,01	₡ 31,13	₡ 31,16	0,08%	3,81%	3,91%

Fuente: Coopelesca, ET-032-2021

Al respecto, es importante indicar que la empresa en la petición inicial realizó un comparativo de los ajustes solicitados con respecto a la tarifa propuesta para el 2022 y 2023, según se indica enseguida:

Cuadro N° 3
Sistema de generación, Coopelesca
Solicitud de ajuste tarifario por bloque horario, 2021, 2022 y 2023
(datos presentados en colones por kWh)

PERIODO	TARIFA VIGENTE	PROPUESTA 1-10-2021 al 31-12-2021	PROPUESTA 01-01-2022 al 31-12-2022	PROPUESTA 01-01-2023 al 31-12-2023	DIFERENCIA PORCENTUAL 01/04/2021	DIFERENCIA PORCENTUAL 01/01/2022	DIFERENCIA PORCENTUAL 01/01/2023
Punta	₡ 60.98	₡ 61.03	₡ 63.30	₡ 63.36	0.08%	3.73%	0.10%
Valle	₡ 45.61	₡ 45.65	₡ 47.35	₡ 47.39	0.08%	3.73%	0.10%
Noche	₡ 29.99	₡ 30.01	₡ 31.13	₡ 31.16	0.08%	3.73%	0.10%

Fuente: Coopelesca, ET-032-2021

En relación con lo indicado, se aclara que ambos comparativos realizados por la cooperativa solicitante arrojaron resultados consistentes a nivel del procedimiento numérico. No obstante, la metodología vigente es clara en indicar que se deben realizar los ajustes sobre la tarifa vigente, razón por la cual esta IE procedió a prevenir este punto, solicitud que fue debidamente atendida por Coopelesca.

- 2. La empresa presentó información para liquidar el periodo comprendido entre el 2018 al 2020, ambos inclusive. Donde se indicó que obtuvo ingresos reales de mercado por ¢9 162, ¢7 620 y ¢8 917 millones para el 2018, 2019 y 2020, respectivamente.*
- 3. De igual forma, dentro del conjunto de información aportada, también se expone que Coopelesca obtuvo ingresos por concepto de ventas de energía por el orden de los ¢9 759 millones para el 2018 y de ¢8 968 millones para el 2020 (visible en la carpeta titulada “9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020, contenida en el expediente tarifario”). Al comparar estos datos con los descritos en el punto 2, los cuales vale precisar que, son coincidentes con los valores registrados por la IE mediante la información reportada según lo dispuesto en la resolución RIE-089-2016, se logró determinar una diferencia de ¢649 millones.*

Al respecto, esta Intendencia consultó a la empresa el motivo por el cual se originan dichas diferencias, obteniendo respuesta por medio de correo electrónico enviado el 17 de agosto de 2021, por medio del cual se cita que “Son ingresos que vendió el Sistema Generación por excedentes...” (folio 121). Sobre este punto se profundiza en el apartado siguiente.

- 4. La empresa señala que el monto neto a liquidar es por ¢156 millones, los cuales corresponden a ¢1 430 millones a favor de los usuarios para el 2018, ¢1 453 millones para el 2019 y de ¢134 millones de colones para el 2020, ambos montos a favor de la empresa.*
- 5. El sistema de generación de Coopelesca incluye los siguientes proyectos hidroeléctricos: P.H. Chocosuelas, P.H. Agua Zarcas y P.H. La Esperanza, así como el proyecto Fotovoltaico Solar Santa Rosa.*
- 6. Coopelesca excluye la planta Cutres de su sistema de generación, debido al finiquito del contrato para el 2020. Dicha planta pasaría a ser un cliente adicional dentro del modelo de generación distribuida.*
- 7. Para generar las tarifas propuestas a partir del 1 de octubre de 2021, Coopelesca utilizó las estimaciones de generación de energía de las plantas hidroeléctricas de forma individual con corte de datos reales a marzo de 2021.*

8. *La empresa justificó su solicitud tarifaria para el 2021, 2022 y 2023, en lo fundamental, indicando que requiere ajustar sus ingresos por motivo de liquidación de periodos anteriores y obtener los recursos suficientes para cumplir con una correcta operación del sistema.*

Ingresos por ventas de excedentes de energía:

Según se mencionó en el punto 3 del apartado anterior, la Intendencia de Energía logró determinar una diferencia de alrededor de \$649 millones entre los ingresos reportados propiamente por Coopelesca, en cumplimiento de lo establecido en la resolución RIE-089-2016 y los ingresos utilizados por la misma cooperativa en los estados financieros tarifarios del 2018 y 2020, así como en el archivo de liquidación para los periodos 2018 y 2020 desarrollados por la cooperativa.

Al respecto, se indica que esta diferencia llamó la atención debido a las implicaciones regulatorias que podría tener a nivel tarifario, considerando que de acuerdo con lo dispuesto en la resolución RIE-089-2016, todos los prestadores deben presentar información real sobre sus ventas e ingresos, de conformidad con el procedimiento y formatos establecidos para tales efectos.

Ante las asimetrías detectadas, esta Intendencia procedió a consultar a Coopelesca sobre el motivo de dichas diferencias, obteniendo respuesta por medio de correo electrónico enviado el 17 de agosto de los corrientes, que “Son ingresos que vendió el Sistema Generación por excedentes...”. En este contexto, con el fin de profundizar en este análisis la IE procedió a realizar un control cruzado con el estudio tarifario presentado para el sistema de distribución, que se tramita bajo el expediente ET-033-2021, de tal forma que se logró constatar que en efecto existió una transacción de energía, pero no fue posible corroborar la contraparte.

Al respecto, del análisis de la información aportada al expediente, se ha podido observar, en principio, una aparente venta de excedentes de energía por parte de Coopelesca, pero sin haber podido precisar la tarifa utilizada al momento de formalizar la transacción. Tampoco es posible verificar la contraparte, siendo que en las bases de datos disponibles en la IE tampoco aparece registrada esta transacción.

En función de lo expuesto, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 inciso b) de la Ley N° 7593, considerando que en la solicitud tarifaria no se aporta una justificación, ni se dispone de la información y documentación de respaldo requerida, esta Intendencia no cuenta con la evidencia requerida para considerar ese monto dentro de los ingresos por ventas de energía.

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

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

- i. La energía que se espera produzca el sistema de generación de Coopelesca 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 julio de 2021. Utilizando información real hasta julio de 2021 para el desarrollo de estimaciones y/o proyecciones.
- ii. Las estimaciones de energía generada para el periodo 2021-2023 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. Importante mencionar que para el caso de las proyecciones de las plantas P.H. La Esperanza y Solar Fotovoltaico Santa Rosa se decidió para esta oportunidad utilizar la estimación aportada por la empresa, considerando que se ajustan de mejor forma a los datos reales observados en periodos anteriores. Asimismo, se excluyó Cutres del sistema de generación de la empresa sustentado en la justificación brindada, debido al finiquito de contrato para el 2020.
- iii. Las proyecciones de mercado elaboradas por esta Intendencia se basan en la información real suministrada por la empresa Coopelesca a través de la resolución RIE-089-2016. Para este estudio hubo diferencias en las estimaciones realizadas por la IE y la empresa para los periodos de 2021, 2022 y 2023, según se detalla a continuación:

Cuadro N° 4
Sistema de generación, Coopelesca
Proyección 2021 – 2023
Comparativo entre la Aresep y Coopelesca, kWh

Año	Aresep	Coopelesca	Var. Abs.
2021	195 823 030	171 630 843	24 192 187
2022	188 983 633	189 583 205	-599 572
2023	189 601 396	189 155 727	445 669
TOTAL	574 408 059	550 369 775	24 038 284

Fuente: IE y Coopelesca

Importante señalar que para el 2021 la Intendencia de Energía contaba con información real a julio, mientras que en su solicitud Coopelesca presentó datos reales con corte a marzo, es decir, una diferencia de 4 meses de datos reales para ajustar la proyección.

iv. *La empresa presentó liquidación para el periodo de 2018, 2019 y 2020. Los montos para liquidar por parte de mercado, es decir, únicamente contemplando los ingresos por venta de energía se detallan a continuación:*

- La IE tomó los ingresos reales de mercado de acuerdo con los datos reportados en los anexos de la resolución RIE-089-2016 y los comparó con los aprobados para el periodo a liquidar (2018 al 2020, ambos inclusive), obteniendo así, un ingreso real neto para el periodo de ¢25 698 millones , mientras que, los ingresos estimados se ubicaron en ¢23 544 millones, generando una diferencia de ¢2 155 millones. Tal y como se observa a continuación:*

Cuadro N° 5
Sistema de generación, Coopelesca
Diferencia entre proyección e información real, 2018, 2019 y 2020
(expresado millones)

Año	Real	Estimado	Var. Abs.
2018	¢9 162	¢7 728	¢1 434
2019	¢7 620	¢7 998	¢-378
2020	¢8 917	¢7 818	¢1 099
TOTAL	¢25 698	¢23 544	¢2 155

Fuente: IE, con datos de RIE-089-2016, RIE-030-2016 y RE-0021-IE-2019

- Las diferencias entre los ingresos estimados y los ingresos reales se explican en lo fundamental, debido a un aumento en los niveles de generación para el 2018 y 2020 principalmente, asociados al comportamiento climático.*
- Se encontró diferencias entre los cálculos de liquidación presentados por Coopelesca y los cálculos efectuados por la Intendencia de Energía. Así mismo, los datos obtenidos de mercado fueron ajustados posteriormente con base en el análisis financiero contable para el periodo de liquidación, esto genera que el monto final neto a liquidar diste del obtenido únicamente por mercado.*

- v. *Las principales diferencias resultantes entre los datos aportados por Coopelesca y los obtenidos por la IE son los siguientes:*
- *Intendencia de Energía contaba con información real a julio de 2021, mientras que Coopelesca utilizó datos reales con corte a marzo de 2021.*
 - *Existe diferencias entre los montos a liquidar producto de la incorporación de ingresos adicionales producto de la venta de excedentes de energía ,los cuales no son reconocidos por esta Intendencia por falta de información a quién se le vendió y a qué monto.*
 - *Inicialmente la empresa brindó porcentajes de ajuste con base en la tarifa propuesta y no sobre la tarifa vigente como dicta la metodología. Posteriormente, corrigen debido a una solicitud de aclaración realizada por la IE.*
- vi. *Con las ventas estimadas del total de energía de las plantas de Coopelesca de 195,82 GWh para 2021, 188,98 GWh para 2022 y 189,60 GWh para 2023. Este dato multiplicado por los precios vigentes da como resultado ingresos vigentes de ¢9 492,5, ¢9 147,3 y ¢9 179,3 millones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Para el caso del 2021 los ingresos vigentes del último trimestre serian de ¢2 664,8 millones.*

Cuadro N° 6
Sistema de generación, Coopelesca
Ventas de Energía
en Unidades Físicas y Monetarias a
Precios Vigentes 2021, 2022 y 2023

Aspecto	2020	2021	2023
Generación total (GWh)	195,8	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	¢9 492,5	¢9 147,3	¢9 179,3
¢ / kWh	48,47	48,40	48,41

Fuente: IE y Coopelesca.

- vii. *Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecieron los ingresos requeridos por el sistema de generación de Coopelesca, donde para el 2021 se requiere de ¢9 329,9 millones, para el 2022 de ¢9 152,6 millones y para el 2023 de ¢9 032,6 millones.*
- viii. *Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopelesca obtendrá ingresos por ¢9 329,9, ¢9 153,3 y ¢9 032,8 millones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢47,64 para 2021, ¢48,43 para el 2022 y ¢47,64 para 2023, según el siguiente detalle:*

Cuadro N° 7
Sistema de generación, Coopelesca
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de octubre de 2021

ASPECTO	2021	2022	2023
Generación total (GWh)	195,8	189,0	189,6
Ingresos (En millones de colones)	₡9 329,9	₡9 153,3	₡9 032,8
¢ / kWh	47,64	48,43	47,64

Fuente: IE y Coopelesca

- ix. *El precio medio de venta del sistema de generación de Coopelesca se estima en ¢47,64, ¢48,43 y ¢47,64 para 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Se indica que el precio medio para el último trimestre del 2021, en el cual entrará a regir la tarifa sería de ¢42,85.*
- x. *Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 6,10% para el último trimestre de 2021, un aumento de 0,06% para el 2022 y una disminución de 1,60% para el 2023.*

c. Análisis de inversiones

El análisis de inversiones presentado por la empresa como parte de su justificación a la petición tarifaria para el sistema de generación, se puede consultar a través del expediente electrónico ET-032-2021 y específicamente en la carpeta “Cap#4”, dispositivo de almacenamiento USB (Folio 04).

La Intendencia de Energía realiza de forma continua inspecciones al avance de la implementación del plan de inversiones remitido por la empresa, además de la revisión y análisis de la información presentada por la empresa distribuidora. A continuación, se presenta un resumen del informe del análisis de inversiones (visible en el Anexo XX y el archivo electrónico “CFT-RAA-CoopeLESCA-GX-ET-032-2021+Liq2018+Liq2019+LIq2020-20210818revldga-0823”) con los aspectos a incluir en el cálculo tarifario.

i. Capacidad de Ejecución

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

Cuadro N° 8
Porcentaje de Ejecución para el Sistema de Generación
2016-2020

Año	Monto ARESEP (millones)	Monto Coopelesca (millones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado**
2016**	¢289,64	¢209,32	72,27 %	
2017**	¢289,64	¢354,34	122,34 %	
2018**	¢289,64	¢208,30	71,92 %	
2019**	¢289,64	¢197,85	68,31 %	
2020**	¢289,64	¢449,62	155,23 %	
Promedio**			98,01 %	98,01 %

*Nota:

Último periodo completo de 5 años, estudio ET-040-2014, folio 751 y ET-129-2015, folio 118.

**Nota:

Adiciones reconocidas en ET-130-2015, montos Coopelesca ajustados con liquidación del 2018.

Fuente: Dispositivo USB\Carpeta digital ET-032-2021\ET Generación\PI-11-Gx2019, Folio 04

El porcentaje promedio de ejecución de un 98,01%, representa la erogación que Coopelesca efectuó en inversión respecto a lo aprobado por la Aresep.

ii. Adiciones a incorporar en cálculo tarifario 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, según la IE:

Cuadro N° 9 Sistema de Generación Propuesta Aresep de Adiciones (Millones de colones)			
Rubro			
	2020	2021	2022
Macro inversiones	¢ 0,00	¢0,00	¢0,00
Micro inversiones	¢ 225,52	¢781,21	¢158,47
Planta General	¢18,45	¢12,90	¢15,74
Adiciones totales	¢ 243,98	¢794,11	¢174,21

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Las principales diferencias respecto a lo solicitado por la empresa, según el informe del análisis de inversiones, se deben a:

- Índices utilizados por la empresa respecto a los utilizados por la IE.
- Inversiones que se repiten de un año a otro.
- Inversiones que de acuerdo con su justificación corresponden a repuestos y no a adiciones en sí para el sistema de generación.

iii. **Retiro de activos del sistema de generación.**

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con lo remitido por la empresa, visible en el expediente ET-032-2021, dispositivo USB, carpeta digital Cap#4/4.3 Retiros Gx/PI-06 Retiro Gx.xlsx (Folio 04).

Cuadro N° 10 Retiros Aresep			
Sistema de Generación Propuesta ARESEP de Retiros (Millones de Colones)			
Rubro			
	2021	2022	2023
Retiros totales	¢81,95	¢334,64	¢277,99

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

El detalle de la tabla comparativa se puede observar en el archivo de Excel anexo CFT-RAA-COOPELESCA-DX-ET-032-2021+Liq2018+Liq2019+Liq2020-20210818revldga-0823, la cual no se transcribe al presente documento, por espacio y tamaño.

iv. **Liquidación de adiciones periodos 2018-2019-2020**

a. **Liquidación periodo 2018**

A continuación se presenta el comparativo de adiciones proyectadas versus adiciones reales correspondientes al periodo 2018, según lo presentado por la empresa (puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-032-2021, Carpeta Digital ET-032-2021-GX-Coopelesca\Gx\Cap#9\9.2 Liquidación Inversiones\L-2018 GX, L-2019 Gx y L-2020 Gx, folio 04), con las justificaciones de las desviaciones observadas, teniendo como resultado final las adiciones del año 2018 por liquidar según cada cuenta contable.

Cuadro N° 11
Coopelesca
Liquidación 2018

Liquidación del Sistema de Generación- Período 2018				
Cuenta Regulatoria	Cuenta Contable	Adiciones reconocidas ARESEP (ET-130-2015)	Adiciones reales de Coopelesca	Diferencia
DESCRIPCIÓN				
		2018	2018	2018
MACRO INVERSIONES				
	Cambio de vehículos	38,42	0,00	(38,42)
	Cambio regulador de velocidad	16,34	0,00	(16,34)
	Construcción By pass	96,19	0,00	(96,19)
	Equipos para mantenimientos mayor	3,28	0,00	(3,28)
	Herramientas para cargas en las bodegas	2,99	0,00	(2,99)
	Mejora en la vigilancia Remota	2,40	0,00	(2,40)
	Mejora en red de comunicación	4,12	0,00	(4,12)
	Mejoramiento compuesta embalse I	8,25	0,00	(8,25)
	Mejoras en Edificaciones	11,72	0,00	(11,72)
	Mejoras en seguridad ocupacional	2,96	0,00	(2,96)
	Modernización del Scada	44,77	0,00	(44,77)
	Protección eléctrica en el complejo Chocosuela	5,38	0,00	(5,38)
	Sistema de monitoreo de vibraciones en línea	12,97	0,00	(12,97)
	Tubería de respaldo para Chocosuela I	39,85	0,00	(39,85)
	Total	289,64	0,00	(289,64)
MICRO INVERSIONES				
	Activos para subestación Chocosuela	0,00	12,78	12,78
	Equipo electromecánico Chocosuelas II Y III	0,00	15,88	15,88
	Subtotal	0,00	28,66	28,66
Planta General Generación				
	Equipo y mobiliario de oficina	0,00	2,64	2,64
	Herramientas para central Chocosuela	0,00	6,85	6,85
	Misceláneos para central Chocosuela	0,00	12,24	12,24
	Operación y transporte	0,00	1,48	1,48
	Renovación Equipo de computo para central Chocosuela	0,00	18,14	18,14
	Sistema de manejo de cuencas	0,00	138,30	138,30
	Subtotal	0,00	179,64	179,64
Planta General Corporativa				
		0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00
	Subtotal	0,00	0,00	0,00
	TOTAL DE ADICIONES	289,64	208,30	(81,34)

Fuente: Dispositivo USB\Carpeta digital ET-032-2021\ET Generación\Cap#9\9.2 liquidación de Inversiones\9.2.2 Adición\L-2018 Gx\PI-11 Gx 2018, Folio 04.

b. Liquidación periodo 2019

A continuación se presenta el comparativo de adiciones proyectadas versus adiciones reales correspondiente al periodo 2019, según lo presentado por la empresa (puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-032-2021, Carpeta Digital ET-032-2021-GX-Coopelesca\Gx\Cap#9\9.2 Liquidación Inversiones\L-2018 GX, L-2019 Gx y L-2020 Gx, folio 04), con las justificaciones de las desviaciones observadas, teniendo como resultado final, las adiciones del año 2019 por liquidar, según cada cuenta contable.

Cuadro N° 12
Coopelesca
Liquidación 2019

Liquidación del Sistema de Generación- Período 2019				
Cuenta Regulatoria	Cuenta Contable	Adiciones reconocidas ARESEP (ET-130-2015)	Adiciones reales de Coopelesca	Diferencia
DESCRIPCIÓN				
		2019	2019	2019
MACRO INVERSIONES				
	Cambio de vehículos	38,42	0,00	(38,42)
	Cambio regulador de velocidad	16,34	0,00	(16,34)
	Construcción By pass	96,19	0,00	(96,19)
	Equipos para mantenimientos mayor	3,28	0,00	(3,28)
	Herramientas para cargas en las bodegas	2,99	0,00	(2,99)
	Mejora en la vigilancia Remota	2,40	0,00	(2,40)
	Mejora en red de comunicación	4,12	0,00	(4,12)
	Mejoramiento compuesta embalse I	8,25	0,00	(8,25)
	Mejoras en Edificaciones	11,72	0,00	(11,72)
	Mejoras en seguridad ocupacional	2,96	0,00	(2,96)
	Modernización del Scada	44,77	0,00	(44,77)
	Protección eléctrica en el complejo Chocosuelas	5,38	0,00	(5,38)
	Sistema de monitoreo de vibraciones en línea	12,97	0,00	(12,97)
	Tubería de respaldo para Chocosuela I	39,85	0,00	(39,85)
	Total	289,64	0,00	(289,64)
MICRO INVERSIONES				
	Activos subestación Chocosuela	0,00	24,41	24,41
	Casa máquinas Chocosuela	0,00	6,17	6,17
	Construcción caminos y accesos	0,00	0,41	0,41
	Equipo electromecánico Chocosuela I, II y III	0,00	37,70	37,70
	Tubería forzada Chocosuela	0,00	17,96	17,96
	Subtotal	0,00	86,65	86,65
Planta General Generación				
	Equipos misceláneos Chocosuela	0,00	23,61	23,61
	Herramientas para operación y mantenimiento	0,00	43,56	43,56
	Mobiliario y equipo de oficina	0,00	3,68	3,68
	Operación y transporte	0,00	15,30	15,30
	Renovación equipo de cómputo	0,00	25,05	25,05
	Subtotal	0,00	111,20	111,20
Planta General Corporativa				
		0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00
	Subtotal	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE ADICIONES		289,64	197,85	(91,79)

Fuente: Dispositivo USB\Carpeta digital ET-032-2021\ET Generación\Cap#9\9.2 liquidación de Inversiones\9.2.2 Adición\L-2019 Gx\PI-11 Gx 2019, Folio 04.

c. Liquidación periodo 2020

A continuación se presenta el comparativo de adiciones proyectadas versus adiciones reales correspondientes al periodo 2020, según lo presentado por la empresa (puede ser verificado por cualquier interesado en las carpetas digitales del Estudio tarifario ET-032-2021, Carpeta Digital ET-032-2021-GX-Coopesca\Gx\Cap#9\9.2 Liquidación Inversiones\L-2018 GX, L-2019 Gx y L-2020 Gx, folio 04), con las justificaciones de las desviaciones observadas, teniendo como resultado final, las adiciones del año 2020 por liquidar, según cada cuenta contable.

Cuadro N°13 Coopesca Liquidación 2020

Liquidación del Sistema de Generación- Periodo 2020				
Cuenta Regulatoria	Cuenta Contable	Adiciones reconocidas ARESEP (ET-130-2015)	Adiciones reales de Coopesca	Diferencia
DESCRIPCIÓN		2020	2020	2020
MACRO INVERSIONES				
	Cambio de vehículos	38,42	0,00	(38,42)
	Cambio regulador de velocidad	16,34	0,00	(16,34)
	Construcción By pass	96,19	0,00	(96,19)
	Equipos para mantenimientos mayor	3,28	0,00	(3,28)
	Herramientas para cargas en las bodegas	2,99	0,00	(2,99)
	Mejora en la vigilancia Remota	2,40	0,00	(2,40)
	Mejora en red de comunicación	4,12	0,00	(4,12)
	Mejoramiento compuesta embalse I	8,25	0,00	(8,25)
	Mejoras en Edificaciones	11,72	0,00	(11,72)
	Mejoras en seguridad ocupacional	2,96	0,00	(2,96)
	Modernización del Scada	44,77	0,00	(44,77)
	Protección eléctrica en el complejo Chocosuela	5,38	0,00	(5,38)
	Sistema de monitoreo de vibraciones en línea	12,97	0,00	(12,97)
	Tubería de respaldo para Chocosuela I	39,85	0,00	(39,85)
	Total	289,64	0,00	(289,64)
MICRO INVERSIONES				
Terrenos generación	Camino internos	0,00	3,42	3,42
Maquinarias, equipos y mobiliarios diversos	Operación parque solar	0,00	0,51	0,51
Equipo electromecánico	Operación y mantenimiento PH Agua Zarcas	0,00	39,02	39,02
Embalse	Operación y mantenimiento PH Chocosuela I	0,00	46,36	46,36
Maquinaria y equipo para la producción y transformadores de potencia	Operación y mantenimiento PH Chocosuela II	0,00	55,88	55,88
Maquinaria y equipo para la producción	Operación y mantenimiento PH Chocosuela III	0,00	6,07	6,07
Maquinaria y equipo para la producción	Operación y mantenimiento PH La Esperanza	0,00	26,74	26,74
Terrenos generación	Terreno (capitalización intereses)	0,00	19,99	19,99
Terrenos generación	Terreno- manejo y conservación de cuencas	0,00	103,37	103,37
	Subtotal	0,00	301,36	301,36
Planta General Generación				
	Ampliación y mejora Casa máquinas	0,00	8,76	8,76
	Comunicaciones PH Agua Zarcas	0,00	7,59	7,59
	Comunicaciones PH La Esperanza	0,00	5,22	5,22
	Comunicaciones y seguridad PH La Esperanza	0,00	4,42	4,42
	Equipo de trabajo y transporte	0,00	13,30	13,30
	Equipo especial de trabajo y transporte	0,00	79,88	79,88
	Herramientas PH Agua Zarcas	0,00	0,62	0,62
	Herramientas PH La Esperanza	0,00	5,87	5,87
	Herramientas PH Chocosuela	0,00	10,57	10,57
	Operación parque solar	0,00	4,36	4,36
	Renovación equipo tecnológico	0,00	6,38	6,38
	Renovación equipo tecnológico solar	0,00	1,29	1,29
	Subtotal	0,00	148,26	148,26
Planta General Corporativa				
		0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00
	Subtotal	0,00	0,00	0,00
	TOTAL DE ADICIONES	289,64	449,62	159,98

Fuente: Dispositivo USB\Carpeta digital ET-032-2021\ET Generación\Cap#9\9.2 liquidación de Inversiones\9.2.2 Adición\L-2019 Gx\PI-11 Gx 2020, Folio 04.

d. Retribución de Capital

A continuación, se muestra el cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo para el servicio de generación.

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la tasa R_k se obtiene mediante el método del costo promedio ponderado de capital según la siguiente ecuación:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A}$$

En donde:

R_k = tasa de rédito para el desarrollo.

r_d = costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.

ti = tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Aresep.

VD = valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.

VCP = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado.

A = $VD + VCP$.

k_e = costo del capital propio.

Por su parte, el costo del capital propio (k_e) se obtiene mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) según la siguiente fórmula:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$

En donde:

k_e = costo del capital propio.

k_l = tasa libre de riesgo.

β_a = beta apalancada de la inversión.

PR = prima por riesgo.

El coeficiente beta apalancada corresponde a un ajuste de la beta desapalancada según la siguiente ecuación:

$$\beta_a = \beta_d * \left[1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right]$$

En donde:

- β_a = beta apalancada de la inversión.
- β_d = beta desapalancada.
- ti = tasa impositiva.
- VD/VCP = relación entre deuda y capital propio.

El costo del capital propio (k_e) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente. Tal y como lo dispone la metodología vigente, las variables fueron utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información), de la siguiente manera:

Tasa libre de riesgo (k_i): es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, y se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **2,02%**. La información fue obtenida en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos³.

Cuadro 14
Tasa libre de riesgo

AÑO	TASA BONOS DEL TESORO (%)
2016	1,84
2017	2,33
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
PROMEDIO	2,02

Fuente: Intendencia de Energía con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos.

³ <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

Coeficiente beta desapalancada (β_d): se consideró el valor correspondiente al beta desapalancado para la actividad de “Utility General”. Como lo indica la metodología vigente, se utilizó el promedio de los últimos 5 datos anuales publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York⁴ disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **0,2337**.

Cuadro N°15
Coeficiente beta desapalancada

INDUSTRIA	BETA DESAPALANCADO
Utility (General) enero 2016	0,3623
Utility (General) enero 2017	0,2496
Utility (General) enero 2018	0,1942
Utility (General) enero 2019	0,1736
Utility (General) enero 2020	0,1890
PROMEDIO	0,2337

Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.

Coeficiente beta apalancada (β_a): se considera una tasa impositiva (t_i) de cero, como lo señala la metodología vigente. En cuanto a la variable VD, se consideró un monto de **€30 161 078 mil**, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente. En cuanto a la variable VCP, se consideró un monto de **€22 493 319 mil**, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente. A partir de lo anterior, se obtiene una relación deuda-capital propio de **1,34** con lo cual la beta apalancada corresponde **0,55**.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York⁵, correspondiente a la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia pública. El promedio obtenido es de **5,33%**.

⁴ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>

⁵ <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/implprem/>

Cuadro N° 16
Prima por riesgo

AÑO	PRIMA POR RIESGO
2016	5,69%
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
PROMEDIO	5,33%

Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.

Con base en la información anterior, a partir del modelo CAPM y en estricto apego a la metodología vigente, el costo del capital propio (k_e) corresponde a **4,94%**.

Cuadro N° 17
Costo del capital propio

Variable	Descripción	Valor
k_l	Tasa libre de riesgo	2,02%
β_a	Coefficiente beta apalancada	0,55
PR	Prima por riesgo	5,33%
k_e	Costo del capital propio $k_e = k_l + \beta_a * PR$	4,94%

Fuente: Intendencia de Energía.

La tasa de rédito para el desarrollo (R_k) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente de la siguiente manera:

Costo del endeudamiento (r_d): se utilizó la tasa de interés ponderada de las deudas con costo de Coopelesca generación, considerando sólo los saldos de las deudas contempladas en el último período contable disponible (estados financieros a marzo de 2021), tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **9,75%**.

Tasa impositiva (t_i): se considera igual a cero según lo establecido en la metodología vigente.

Valor de la deuda (VD): se consideró un monto de **€30 161 078 mil**, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2020),

tal y como lo establece la metodología vigente. Esta variable presenta una diferencia con los cálculos de la empresa, toda vez que la misma utilizó el último periodo contable disponible, esto es marzo de 2021 (saldo de ₡29 972 987 mil), lo cual no corresponde con lo establecido en la metodología vigente.

Valor del capital propio (VCP): se consideró un monto de **₡22 493 319 mil**, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente.

Con base en la información anterior, a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, la tasa de rédito para el desarrollo (R_k) corresponde a **7,69%**.

Cuadro N° 18
Tasa de rédito para el desarrollo

Variable	Descripción	Valor
r_d	Costo del endeudamiento	9,75%
t_i	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (miles de colones)	30 161 078
VCP	Valor del capital propio (miles de colones)	22 493 319
A	VC+VCP (miles de colones)	52 654 397
k_e	Costo del capital propio	4,94%
R_k	Tasa de rédito para el desarrollo $R_k = r_d*(1-t_i)*VD/A + k_e*VCP/A$	7,69%

Fuente: Intendencia de Energía.

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} + \left(R_{k,e} - R_{k,v} \right) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

- R_{kr} = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.
- $R_{k,v}$ = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.
- $R_{k,e}$ = Tasa de rédito al desarrollo estimada.
- nm = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo para el último trimestre del año 2021 es de **8,69%(R_{kr})**, donde el rédito estimado es de 7,69%(**$R_{k,e}$**) el rédito obtenido de las tarifas vigentes corresponde a 9,02%(**$R_{k,v}$**) además del número de meses que es

tres dividido entre doce(*nm12*). Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$RKr= 9,02\%+(7,69\%-9,02\%) *3/12=8,69\%$$

e. Base tarifaria

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

- i. Para el análisis del AFNOR y al incluir el presente estudio tarifario la liquidación de los periodos 2018, 2019, 2020 que forman parte integral para la proyección de los activos para los periodos 2021, 2022 y 2023 se procedió a utilizar el cálculo del AFNORP realizado por la Intendencia de Energía disponible en el expediente ET-0130-2015 archivo en Excel “XLS-AFNORP COOPELESCA”, el cual se realizó con los estados financieros auditados 2014, se actualizó las adiciones y retiros según información de estados financieros del 2015, se incorporó el análisis de la liquidación tarifaria para los periodos 2016 y 2017 realizados por esta Intendencia en según se muestra en el expediente ET-005-2019, se incorporaron las adiciones y retiros de los periodos 2018 a 2020 y la proyección 2021 a 2023 según se muestra en el apartado 2 inciso c, análisis de inversiones, además la capitalización de los proyectos P.H. La Esperanza, P.H. Agua Zarcas y el solar Fotovoltaico Santa Rosa.
- ii. El monto de los activos por la reclasificación de los arrendamientos operativos en cumplimiento con lo establecido en la NIIF16 es el siguiente:
 - Planta Hidroeléctrica Agua Zarcas \$16 020,08 millones.
 - Planta Hidroeléctrica La Esperanza \$7 160,18 millones.

Parque Solar Fotovoltaico Santa Rosa la cooperativa lo incluye al momento de capitalización directamente en la base tarifaria por un monto de \$3 515,78 millones a diciembre 2019.

- iii. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluídas en la petición tarifaria, visible a folios 4, capítulo 6, en el formulario IE-RE-7746 Base Tarifaria Gx, en la hoja de año 2021 (inicio de las estimaciones tarifarias) se coloca las cuentas contables de activos (columna C), la vida útil en años (columna H) y los correspondientes porcentajes de depreciación (columna F).

- iv. Las adiciones de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado 2, inciso c. ii del presente informe técnico.
- v. Los retiros de activos detallados en el apartado 2, inciso c.iii del presente informe técnico.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación revaluado presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, a continuación se muestra el calculo del AFNOR realizado por la IE:

Cuadro N° 19
Cálculo del AFNOR
Intendencia de Energía
(Datos en millones)

Descripción	2021	2022	2023
Activo Fijo al Costo (AFC)	¢42 912,68	¢43 522,94	¢43 548,16
Activo Fijo revaluado (AFR)	¢22 303,99	¢22 578,69	¢22 406,08
Depreciación Activo al Costo (DC)	¢7 331,60	¢8 304,04	¢9 304,52
Depreciación Activo revaluado (DR)	¢8 758,84	¢9 260,77	¢9 867,16
AFNOR	¢49 126,24	¢48 536,82	¢46 782,56

Fuente: Elaboración propia.

Mientras que el AFNORP para los periodos 2021 al 2022 sería el siguiente:

Cuadro N° 20
Cálculo del AFNORP
Realizado por Aresep
(Datos en millones)

Plantas	2021	2022	2023
Chocosuelas	¢23 008,35	¢22 922,78	¢22 211,04
Agua Zarcas	¢15 771,58	¢15 718,52	¢15 477,11
La Esperanza	¢7 021,84	¢6 961,36	¢6 874,63
Solar Santa Rosa	¢3 337,47	¢3 228,86	¢3 096,90
AFNORP	¢49 139,23	¢48 831,53	¢47 659,69

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia respecto a lo presentado por la empresa (visible en el folio 4, capítulo 6, archivo electrónico IE-RE-7746 Base Tarifaria Gx) obedece a:

La Intendencia de Energía, reconstruyó la base tarifaria estimada en el ET-0130-2015, incorporando el efecto de las adiciones y retiros del periodo 2015 según los estados financieros auditados de la cooperativa, además de los efectos de las liquidaciones tarifarias de los periodos 2016 y 2017 de acuerdo con lo resuelto en el ET-005-2019. Además de las liquidaciones 2018, 2019 y 2020 según lo indicado en el apartado de inversiones del presente informe. Los cuales se ven afectados por el porcentaje de ejecución de cada periodo en análisis.

Los parámetros económicos utilizados por la cooperativa en el cálculo de la revaluación de activos presentan diferencias significativas con relación a los indicados en el apartado 2 Inciso A del presente informe técnico.

Finalmente es importante indicar que revisando la información reportada por la cooperativa en los estados financieros auditados del periodo 2020, en la “Nota 50. Proyectos de Generación de Electricidad, la cooperativa reporta una serie de proyectos que se encuentran en factibilidad y proceso de prefactibilidad los cuales son:

Nota 50. Proyectos de Generación de Electricidad

Actualmente COOPELESCA cuenta con una cartera de proyectos de generación de electricidad, las cuales describimos a continuación:

Proyecto	Estado actual	Avance	Avance
		Financiero	Técnico
P.H. La Unión	Factibilidad	100%	80%
P.H. Toro Amarillo I	Factibilidad	100%	100%
P.H. Toro Amarillo II	Pre factibilidad	100%	100%
Proyecto Eólico San Vicente	Pre factibilidad	100%	100%

i. Depreciación:

Sobre el costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior, se procede a indicar lo siguiente:

Se tomaron las vidas útiles aportadas por la cooperativa en el folio 4, capítulo 6, archivo electrónico IE-RE-7746 Base Tarifaria Gx; para la capitalización del Proyecto Solar y la reclasificación de los arrendamientos de La Esperanza y Aguas Zarcas se tomó la información aportada por Coopelesca en el capítulo 9 de la liquidación, carpeta 9.2 Liquidación Inversiones\9.2.2 Adición\L- 2019 Gx \AZ, Esp y Solar.

Para el año 2020, la depreciación de Coopelesca es mayor que el cálculo realizado por esta Intendencia, considerando que la cooperativa reporta como gasto real un monto de \$2 135 millones, mientras que el cálculo de Aresep utilizando las tablas de depreciación aportadas por la cooperativa y los montos de los proyectos reclasificados y capitalizados, da un saldo de \$1 542 millones de depreciaciones y amortizaciones, generando una diferencia de \$593 millones.

Revisando el cálculo de la cooperativa, en el estado de resultados, archivo “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020” el dato de la depreciación 2020 viene vinculado al archivo 7734_Reg_Ctos_Gtos_GX_base_liq.020.xlsx, hoja registros celda G345, visible en el folio 4, capítulo 9 de la liquidación, carpeta 9.1Gastos\Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020, sin embargo en el mismo vínculo suma 2088,198 como valores a los cuales no se les puede dar trazabilidad.

Es importante recordar que el gasto por depreciación es un gasto constante, debe mantenerse en el tiempo, únicamente varía si se produce un retiro importante de activos o una adición significativa.

La capitalización de los proyectos es en el 2019, por lo que al año 2020 los mismos registran un periodo completo de depreciación, donde el cálculo realizado por esta Intendencia es constante para los periodos 2021 a 2023 y las diferencias en esos periodos se deben a los parámetros económicos en la revaluación de activos y por ende en la depreciación de los activos revaluados, adicionalmente los porcentajes de ejecución de las inversiones provocan que las adiciones sean mayores a lo reportando por la cooperativa.

Cuadro N° 21
Depreciación de los periodos 2021 a 2023
(Datos millones)

Descripción	2021	2022	2023
Depreciación al Costo	¢1 055,56	¢1 058,96	¢1 074,55
Depreciación Revaluada	¢490,79	¢537,69	¢545,14
Total	¢1 546,35	¢1 596,65	¢1 619,70

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la cooperativa (visible en archivo electrónico 7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX) en un monto de ¢72,09 millones en el 2021, ¢67,04 millones en el 2022 y ¢73,04 millones en la proyección del 2023 por las siguientes razones:

La Intendencia de Energía, reconstruyó la base tarifaria estimada en el ET-0130-2015, incorporando el efecto de las adiciones y retiros del periodo 2015 según los estados financieros auditados de la cooperativa.

Además incorporó los efectos de las liquidaciones tarifarias de los periodos 2016 y 2017, de acuerdo con lo resuelto en el ET-005-2019, así como los efectos de las liquidaciones 2018, 2019 y 2020, según lo indicado en el apartado de inversiones del presente informe, los cuales se ven afectados por el porcentaje de ejecución de cada periodo en análisis.

Los parámetros económicos utilizados por la cooperativa en el cálculo de la revaluación de activos presentan diferencias significativas con relación a los indicados en el apartado 2 Inciso A del presente informe técnico.

Adicionalmente dentro del gasto por depreciación del estado de resultados tarifario de las liquidaciones y años proyectados, se incluye la amortización de activos intangibles. De esta forma se observa que dentro de la política de Coopelesca en la estructura de gastos, la cooperativa reporta un gasto de Licencias de Software las cuales por el monto individual de las mismas pasan directamente al gasto.

Con la información aportada por Coopelesca, esta Intendencia procedió a reconstruir el gasto para los periodos liquidados y amortizados a la fecha de adquisición, periodicidad, monto de adquisición y fecha de vencimiento, lo cual consta en el archivo “IE_RE_7747_Reporte_partidas_amortizables 2021rvp”, donde se reportan las licencias y software que la cooperativa amortizó de acuerdo con la vida útil de cada una.

ii. Capital de trabajo:

De conformidad con la metodología tarifaria vigente, para el cálculo del capital de trabajo una de las variables a considerar son las cuentas por cobrar, que en el caso de Coopelesca, para el sistema de generación, no reportan saldos en los estados financieros auditados, lo cual imposibilita determinar el periodo medio de cobro, pero apegados a la lógica, la ciencia y la técnica es normal para un sistema de generación que su comprador es su propio sistema de distribución.

Coopelesca en su estudio tarifario no reporta monto en el capital de trabajo al igual manera que Aresep para los años proyectados.

f. Análisis financiero

I. Criterios regulatorios aplicados

Los criterios utilizados por la IE para liquidar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación son:

- Para el cálculo de la prorrata del Impuesto del Valor Agregado (IVA), se utilizaron únicamente las ventas y compras que corresponden al servicio de electricidad, para tal efecto la Cooperativa llenó un formulario que la IE le suministró. Adicionalmente, facilitó una certificación de un Contador Público Autorizado que muestra el detalle mensual con los montos reportados por Coopelesca al*

Ministerio de Hacienda para los años 2019 y 2020, así como la porción correspondiente al sector electricidad para los rubros por concepto de “IVA Soportado”, “Crédito o IVA aplicable” y “Gasto no Acreditable”.

Esta Intendencia solicitó un detalle de las compras y gastos efectuados en cada periodo con el fin de verificar su relación con el servicio público, la tasa impositiva, monto del impuesto y la base sobre la cual se aplicaría la prorrata, sin embargo, la cooperativa adujo que “El detallar las compras incluidas en los archivos Formulario IVA suministro energía eléctrica, es información viable de hacer, pero necesitamos demasiado tiempo para alimentarlo tal cual lo piden”, ante la falta de esta información la IE contó para el análisis únicamente con lo que consta en el expediente.

Para efectos de determinar el “Gasto no acreditable” que se incluye en la tarifas del sector eléctrico, se consideró los plazos de exención otorgados por el Ministerio de Hacienda a Coopelesca según la autorización número AL-00441407-20 que rige por un lapso de seis meses (desde el 22 de octubre de 2020 y hasta el 22 de abril de 2021), basándose en la información certificada que se detalla con una periodicidad mensual, se procedió a excluir el equivalente a seis meses, es decir los meses completos desde noviembre de 2020 hasta abril del 2021, ajustando los montos por concepto de “Gasto no acreditable” atribuible al sector electricidad, dada la imposibilidad material de realizar el cálculo considerando un corte al 22 de octubre 2020 y abril 2021.

Se cotejaron los montos incorporados en esta certificación con los de los formularios y los registros presentados por la Cooperativa, al identificar que existían diferencias, se consideró que la certificación era la fuente de información más viable, dado su nivel de detalle, por lo que se validan los montos certificados por el CPA.

Como resultado de este ejercicio, se obtuvieron los siguientes datos:

Cuadro N° 22
Años por liquidar:

Año	Dato Final IE		
	Generación	Distribución	Total
2019	¢ 7,67	¢182,71	¢190,38
2020	¢16,14	¢384,58	¢400,72

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro N° 23
Años proyectados:

Año	Dato Final IE		
	Generación	Distribución	Total
2021	¢10,41	¢248,06	¢258,47
2022	¢18,22	¢434,00	¢452,21
2023	¢18,44	¢439,20	¢457,64

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de las estimaciones se consideró el detalle mensual con los saldos certificados y se actualizaron con la inflación de cada periodo. Para el 2021, se excluyó de la proyección los meses que Coopelesca tuvo derecho a la exención del impuesto al valor agregado.

- Para la liquidación de los periodos 2018 al 2020, la base a utilizar fue la RIE-030-2016, ET-130-2015, para el cual se analizaron los formularios IE_RE_7738_Liquidación de costos y gastos Generación, donde se procedió a la revisión de aquellos gastos con un peso relevante dentro del análisis horizontal, revisando la justificación aportada por el petente para estas variaciones, en los casos que fue necesario se solicitó las aclaraciones pertinentes.
- Se revisaron y cotejaron los otros ingresos tanto en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos, como con los datos del estado financiero auditado del año de cada liquidación, no obstante en el periodo 2020, la cooperativa incluye un saldo en el estado de resultados tarifario en valores lo que no permite darle trazabilidad, el cual es menor a lo reportado en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2020, este último coincide con el estado financiero auditado y el archivo Resumen de Liquidación 20-Gx,

por lo que en la liquidación del 2020 se reconoce el monto del formulario y no lo indicado por Coopelesca en el estado de resultados tarifario.

- Se actualizó la base tarifaria tomando como base la incluída en el estudio tarifario ET-130-2015, se actualizaron las adiciones y retiros de las liquidaciones 2016 y 2017 reconocidas por Aresep en el expediente ET-005-2019, se incorporaron las adiciones y retiros de los periodos 2018 a 2020 y la proyección 2021 a 2023 según se muestra en el apartado 2 inciso c, análisis de inversiones. Además de la capitalización de los proyectos P.H. La Esperanza, P.H. Agua Zarcas y el solar Fotovoltaico Santa Rosa.*
- Con respecto al capital de trabajo, el sistema de generación de Coopelesca no presenta cuentas por cobrar a abonados, debido a que su único cliente es su propio sistema de distribución, imposibilitando el cálculo del periodo medio de cobro, por lo anterior no se presenta cálculo para las liquidaciones y años proyectados, exceptuando el 2018 que Coopelesca reporta saldo en ese periodo. A pesar de lo anterior, el periodo medio de cobro indicado por la cooperativa está dado como valores, indicando un periodo de recuperación de 28 días de la cuenta por cobrar, lo que impide su trazabilidad. Sin embargo, en el ET-130-2015 la IE estimó la variable, haciendo un cálculo con la industria, por lo que esta Intendencia para el periodo 2018 mantiene el cálculo estimado en dicho expediente.*
- En el análisis de costos y gastos para las liquidaciones y proyecciones se presentaron situación con cuentas con nombre similares cuyo tratamiento puede generar confusión y el efecto a percibir puede ser contrario al pretendido por la cooperativa, por ejemplo la cuenta de kilometraje, en aclaraciones la cooperativa indica que cuando no tiene vehículos disponibles para asignar a funcionarios para actividades fuera de su lugar de trabajo se reconoce el pago de kilometraje según tabla de referencia de la Contraloría General de la República (CGR).*
- Posteriormente tiene una cuenta llamada Kilometraje por flota vehicular, en el cual la cooperativa indica que la misma les permite llevar un control de los kilómetros recorridos por cada viaje que realizan los trabajadores, y según su centro de costos respectivo.*

Adicionalmente indica que de forma mensual a nivel contable se realiza un asiento de distribución donde se asigna a cada departamento el

gasto por uso de los vehículos según el driver de kilómetros recorridos a cada centro de costo.

En la cuenta de “kilometraje por costeo de órdenes” la cooperativa señaló que este costo de kilometraje se realiza por medio de un costeo de ordenes en el cual se indica el kilometraje del vehículo en el momento de salida desde la Cooperativa y el regreso nuevamente a las instalaciones, este kilometraje se toma de los desplazamientos de las cuadrillas y las ordenes de trabajo que generan por trasladarse a las diferentes áreas de cobertura de Coopelesca.

De conformidad con la resolución R-DC-68-2020 del 3 de setiembre de 2020, publicada en La Gaceta N° 237 del 25 de setiembre de 2020, la Contraloría General de la República, incorpora en el costo del kilometraje, conceptos como:

- *Combustible.*
- *Seguros.*
- *Rendimiento del dinero por kilómetro (costo de oportunidad).*
- *Limpieza del vehículo.*
- *Filtros y lubricantes.*

La justificación de la cooperativa no se consideró lo suficientemente clara y su relevancia con el servicio de generación de energía eléctrica, así como la recurrencia del gasto, por lo anterior esta Intendencia procede a la no proyección de los costos de la cuenta de Kilometraje, no obstante, las otras cuentas relacionadas se reconocieron y proyectaron considerando la inflación indicada en el apartado III, inciso 2.a).

Es importante recordar que posteriormente en los procesos de liquidación tarifaria de los periodos de proyección la cooperativa puede justificar la relevancia de dichas partidas para su posterior análisis de reconocimiento.

II. Proyección del año 2021

En lo que respecta a la proyección del periodo 2021 la IE consideró:

✓ *La solicitud de información adicional de la IE que cita lo siguiente:*

1. *Ampliar la justificación aportando el sustento técnico, económico y legal por el cual la empresa no utilizó los datos 2020 al definir el año base de proyección 2021.*

2. Siendo que el año base propuesto, corresponde a la ejecución real del primer trimestre del año 2021 y proyecciones para el resto del periodo, se solicita respaldar y detallar el origen del gasto o las estimaciones de ese periodo, con una explicación amplia para cada una de las partidas que conforman los gastos de operación y mantenimiento, administrativos y comerciales, brindando especial atención a la estacionalidad de cada uno de los gastos, considerando que el I trimestre no necesariamente corresponde a la realidad del resto del periodo para todos los rubros.

✓ En respuesta a lo solicitado la cooperativa suministró la siguiente información:

[...] Los costos y gastos de operación, mantenimiento y administrativos, la base tarifaria y el rendimiento sobre la base tarifaria, se calculan primeramente a partir de valores observados o reales para el periodo base t. El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria.

Si, tenemos en consideración que, la solicitud se presentó el 30 de junio 2021, el rezago sería de hasta febrero 2021. Es decir, que metodológicamente estamos en cumplimiento del rezago de los 4 meses que dicha metodología indica. [...]

La metodología como tal, tiene sus puntos de mejora, por ejemplo, la cuenta IVA acreditable ha quedado demostrado de acuerdo con todo lo solicitado en el apartado 5 del oficio OF-0580-IE-2021 deben crecer por índices. De manera tal que impera la ciencia y la técnica para el correcto equilibrio financiero que debe tener el sistema regulado, así como lo apunta la Ley 7593. [...]

Por otro lado, es importante validen la proyección de gastos y cada una de las justificaciones que hemos brindado de forma oportuna, no es del todo correcto pensar en estacionalidades, estamos proyectando gastos al cierre del periodo 2021, 2022 y 2023. Hay gastos que por su naturaleza son nuevos, entonces tal estacionalidad no es congruente.

- ✓ La IE analizó la información aportada por la cooperativa y de su análisis se desprende lo siguiente:

i. La metodología refiere a lo siguiente:

[...] El cálculo se hace a partir de las series de tiempo de los valores observados disponibles, con un rezago máximo de cuatro meses anteriores a la presentación de la solicitud tarifaria, los meses restantes para completar el periodo de análisis considerado en la solicitud tarifaria – periodo t – se podrán estimar y proyectar considerando los procedimientos establecidos en el apartado 2 y 3 de la sección VII para efectos de estimaciones.

[...] 3. Costos y gastos totales de operación y mantenimiento, administración, gastos de investigación y desarrollo, gastos complementarios de operación y gastos ambientales (COMA)

[...] La proyección de los costos indicados anteriormente se realiza mediante dos tipos de métodos: (i) actualización de índices local o externo, según el origen del gasto correspondiente para la mayoría de los rubros de gasto; o (ii) utilizando criterios específicos para algunos rubros en particular, según se detalla en los apartados subsiguientes.

Aresep revisará y validará la justificación presentada por el operador para cada una de las cuentas, así como, el análisis histórico de cada uno de los rubros incluidos en éstas. Para toda la información anterior, se utiliza el último estado financiero auditado o disponible del operador o cualquier otro tipo de información que disponga la Intendencia de Energía mediante un sistema de Contabilidad Regulatoria.

3.1 Metodología de proyección de costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

Los costos y gastos de operación, mantenimiento, administración y comercialización son proyectados según el método de actualización por índices indicado en la presente metodología (ver apartado 3.1.1). Pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera

detallada al respecto y relacionada con el servicio público que se está tarifando, la cual debe ser validada por Aresep.

3.1.1 Actualización por índices de gastos y costos de operación y mantenimiento, administrativo, gastos de investigación y desarrollo, gastos complementarios de operación y gastos ambientales:

Las actualizaciones se realizan utilizando el índice que mejor se ajusten al gasto que se está analizando, lo cual deberá ser justificado y obedecer a una variación de éstos en el tiempo. Según la naturaleza de la cuenta, se podrá aplicar tres tipos de actualizaciones, uno totalmente local, uno totalmente externo o uno que sea una combinación de componente local y externo, que dependerá de las proporciones de cada uno de los anteriores en el gasto que se desea actualizar.

Índice de actualización local

Se aplica cuando los gastos se efectúan dentro del país y no son afectados por variaciones del tipo de cambio o inflación externa. El factor de actualización local se obtiene según la siguiente fórmula:

$$FA_L = \frac{IPPL,t+1}{IPPL,t} \text{ (Fórmula 19)}$$

Donde:

<u>t+1</u>	=	<u>Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.</u>
t	=	Período anterior al del ajuste tarifario.
FA_L	=	<u>Factor de actualización local para el periodo t+1.</u>
$IPPL,t+1$	=	Índice de precios promedio. Es el índice de precios local, estimado promedio del periodo t+1.
$IPPL,t$	=	Índice de precios promedio. <u>Es el índice de precios local del año anterior.</u> Obtenido como una media aritmética simple del índice de precios mensual del periodo t.
L	=	Local

(El subrayado no es parte del original).

Nótese que la metodología refiere a la estimación o proyección de los gastos conforme al punto 3.1.1 y que en el caso de los gastos ejecutados dentro del

país les resulta aplicable el Índice de actualización local, dicho índice calcula el factor de actualización local para el periodo t+1 correspondiente al año que estará vigente la tarifa, para este caso en particular la tarifa estará vigente en los periodos 2021, 2022 y 2023. El año t refiere al año anterior, es decir el 2020.

Partiendo de lo indicado los costos se actualizan utilizando el índice FA_L que se aplica sobre los costos del año t, con el fin de obtener el costo actualizado para el año t+1.

Ahora bien, también indica que pueden proyectarse aumentos superiores al generado por la actualización por índices, siempre y cuando se adjunte una debida justificación técnica y financiera detallada, motivo por el cual esta Intendencia consideró las justificaciones presentadas por Coopelesca e incluyó en el análisis los datos históricos y la ejecución real hasta marzo del 2021, conforme a cada una de las justificaciones.

- ii. Para la mayoría de los gastos ejecutados entre enero a marzo del 2021 no hay respaldo o detalle del gasto en el sistema de generación.*
- iii. La cooperativa no hizo la comparación de los gastos de años anteriores respecto al corte de información real a marzo de 2021, esta intendencia si realizo la comparación con los datos con relación a la liquidación del período 2020, para determinar las variaciones de un período anualizado a otro.*
- iv. La cooperativa no consideró el 2020 como año t, alegando una afectación por la pandemia, en su lugar consideró la ejecución real hasta marzo de 2021, y para la proyección de abril a diciembre consideró el promedio simple de los primeros 3 meses del año. Adicionalmente, la cooperativa incluyó un ajuste adicional por concepto de inflación para el 2021.*
- v. Los indicadores económicos estimados por la IE para los años del 2021 al 2023, específicamente el factor de actualización local, resultan menores al 2% señalado por la Cooperativa, las variaciones de dichos indicadores se explican en el apartado “III. inciso 2.a Parámetros utilizados”, en dicho apartado se considera lo indicado en la metodología tarifaria vigente, que cita: “En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor se considerará la expectativa de inflación publicada por el Banco Central de Costa Rica en su Programa Macroeconómico (más*

actualizado)”, así como las referencias del apartado 3.1.1., para el año 2021 la intendencia no considera la inflación.

En resumen, considerando que:

- a. la metodología refiere al año t y a la actualización del año t+1 (periodo que estará vigente la tarifa), así como el factor aplicable sobre los costos del año t,*
- b. la cooperativa no utilizó el método de proyección indicado en la metodología, por cuanto aplicó la inflación anual del 2021, sobre los costos ejecutados y proyectados del mismo periodo,*
- c. en algunos casos la cooperativa justificó una ejecución mayor a que si hubiese aplicado la actualización por índices, lo cual es aceptable metodológicamente.*

Esta intendencia utilizó para las proyecciones del 2021 el comportamiento del año 2020, las justificaciones presentadas para el año 2021 y siguientes, el promedio simple de abril a diciembre, la materialidad de las variaciones en los datos propuestos y la naturaleza de cada partida.

Los datos de costos y gastos estimados por la IE consideran distintas variables, que una vez que la Cooperativa ejecute lo correspondiente al 2021, deberá conforme a la metodología proceder a liquidar estos rubros, por lo que resulta necesario advertir a la Cooperativa que en el proceso de liquidación tarifaria deberá justificar la ejecución de los gastos en su totalidad.

III. Proyección de los gastos para los años 2022 y 2023.

Para la proyección de los años 2022 y 2023, se procedió de la siguiente manera:

Al igual como se indicó para el periodo 2021 se revisaron los formularios de costos y gastos la separación de costos y gastos, se analizaron las variaciones anuales con respecto al indicador económico, se analizó la relevancia de las partidas de acuerdo con el análisis horizontal y vertical.

IV. Reclasificación de arrendamientos operativos:

Coopelesca presentó la reclasificación de las plantas hidroeléctricas La Esperanza y Agua Zarcas que se encontraban como arrendamientos operativos, a su base tarifaria, esto en cumplimiento con lo establecido por la NIIF16.

La norma NIIF 16 es una de las nuevas normas contables emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), cuya entrada en vigor fue el 01 de enero de 2019. Esta norma establece lo siguiente sobre la identificación de un arrendamiento:

“[...] una entidad evaluará si el contrato es, o contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación [...] (párrafo 9).

[...] Para evaluar si un contrato transmite el derecho de controlar el uso de un activo identificado (véanse los párrafos B13 a B20) por un periodo de tiempo, una entidad evaluará si, a lo largo de todo el periodo de uso, el cliente tiene:
(a) el derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo identificado (como se describe en los párrafos B21 a B23); y
(b) el derecho a decidir el uso del activo identificado (como se describe en los párrafos B24 a B30) [...]” (párrafo B9).

Como se desprende de lo anteriormente citado, para los efectos de la nueva NIIF 16, a partir del 2019 se delimita la figura de arrendamiento para su registro contable por parte del arrendatario y para proceder a determinar si un contrato contiene o no un arrendamiento, se debe verificar que el mismo transmita el derecho a controlar el uso de un activo identificado, para lo cual debe cumplir con una serie de condiciones que establece la norma, sobre las cuáles seguidamente se presenta un extracto según lo indicado en los párrafos B9 al B24 de la norma:

[...] Activo identificado: Un activo se identifica habitualmente por estar explícitamente especificado en un contrato. Sin embargo, un activo puede también identificarse por estar implícitamente especificado en el momento en que el activo está disponible para su uso por el cliente [...] Incluso si se especifica un activo, un cliente no tiene el derecho a usar un activo identificado si el proveedor tiene el derecho sustantivo de sustituir el activo a lo largo de todo el periodo de uso [...]. (párrafo B13).

[...] Derecho a obtener beneficios económicos del uso: Para controlar el uso de un activo identificable, se requiere que un cliente tenga el derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo a lo largo de todo el periodo de uso (por ejemplo, teniendo el uso exclusivo del activo a largo de todo ese periodo) [...] Los beneficios económicos del uso de un activo incluyen sus productos principales y subproductos (incluyendo los flujos de efectivo potenciales procedentes de estos elementos), y otros beneficios

económicos procedentes del uso del activo que podrían realizarse por una transacción comercial con un tercero [...]. (párrafo B21).

[...]Derecho a decidir el uso: Un cliente tiene el derecho a decidir sobre el uso de un activo identificado a lo largo de todo el periodo de uso solo si:

(a) el cliente tiene el derecho a decidir cómo y para qué propósito se usa el activo a lo largo de todo el periodo de uso (como se describe en los párrafos B25 a B30); o

(b) las decisiones relevantes sobre cómo y para qué propósito se usa están predeterminadas y:

(i) el cliente tiene el derecho a operar el activo (o decidir a otros para operar el activo de la forma que determine) a lo largo de todo el periodo de uso, sin que el proveedor tenga el derecho a cambiar esas instrucciones operativas; o

(ii) el cliente designó el activo (o aspectos específicos del mismo) de forma que determina cómo y para qué propósito se usará el activo a lo largo de todo el periodo de uso [...]. (párrafo B24).

Para el segundo semestre del 2019, Coopelesca reclasificó los arrendamientos de P.H. La Esperanza, P.H. Aguas Zarcas, lo realiza en cumplimiento a las NIIF descritas anteriormente, en el folio 4, carpetas SISTEMA Gx\Gx\Cap#9\9.2 Liquidación Inversiones\9.2.2 Adición\L- 2019 Gx\AZ, Esp y Solar, la cooperativa presenta los montos capitalizados para dichos proyectos, visible en el archivo PI-11 LIQUIDACION Az, Esp, Solar, Aux liq 2019.

Con corte a diciembre 2019 el saldo contable al costo para cada una de las plantas es el siguiente:

- Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas \$16,411.40 millones.*
- Planta Hidroeléctrica La Esperanza \$7,269.89 millones.*

Además, es importante mencionar en el folio 4, carpetas Gx\Cap#3\Mercado Generación\3.6 Contrato de Arrendamientos, la cooperativa aportó los contratos de arrendamientos del Aguas Zarcas e Inversiones La Manguera también conocido como P.H. La Esperanza, y en el capítulo 5 relacionado al rédito aportó los contratos de las deudas de los proyectos en mención y las tablas de amortización respectivas.

Cuadro N° 24
Valor capitalizable Coopelesca
A diciembre 2019

Nombre de la planta	Valor capitalizable (millones de colones)
<i>Planta Hidroeléctrica Aguas Zarcas</i>	<i>¢16 020,08</i>
<i>Planta Hidroeléctrica La Esperanza</i>	<i>¢7 160,18</i>
Valor total	¢23 180,26

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP.

De acuerdo con lo expuesto y tomando como referencia los registros aportados por Coopelesca, se procedió a registrar en base tarifaria los valores al costo relacionados con las dos plantas de generación hidroeléctrica, así como las vidas útiles reportadas por la cooperativa para el cálculo de la depreciación de activos.

V. Diferencias en el cálculo del análisis de la información remitida por la cooperativa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2018, 2019 y 2020:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-141-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este informe.

• Liquidación de gastos del periodo 2018:

En el folio 4, capítulo 9, Coopelesca aporta la información relacionada a la liquidación del periodo 2018, en la carpeta “Liq 18” en la ruta “SISTEMA GX\GX\Cap#9\9.1Gastos\Liq 18” aportan las justificaciones de las cuentas más representativas, en las carpetas “Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2018” los formularios para presentar la información regulatoria en los formatos establecidos en la RE-032-2019, en la carpeta “9.2 Liquidación Inversiones” lo relacionado a inversiones y base tarifaria, “9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020” el resumen de la liquidación con el efecto de los ingresos y los gastos.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2018 Coopelesca solicitaba un total de costos y gastos por ¢6 465,44 millones, mientras que lo reconocido por esta IE en el ET-130-2015 es por ¢6 050,15

millones, dando una diferencial entre el real de la cooperativa y lo estimado de ¢377,69 millones, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la cooperativa esta IE reconoce ¢6 427,85 millones como total de costos y gastos, dando como diferencia -¢37,60 millones en comparación a lo pretendido por Coopelesca.

Analizando la liquidación a nivel integral se presentó una subejecución solicitada por la cooperativa de -¢1 430,44 millones, mientras que lo reconocido por la IE es de -¢915,79 millones de ingresos menos en el periodo 2018.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTAz), se debe al no reconocimiento de ¢46,4 millones de gastos sociales y ambientales relacionados al P.H. La Union, el cual se encuentra en proceso de factibilidad técnica y las justificaciones aportadas por la cooperativa no se consideraron relevantes en su relación con el servicio público de generación de energía y cumplimiento del principio de servicio al costo.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2018 y el resultado de su liquidación

ITAz

A nivel de ingresos para el año 2018 ARESEP estimó la suma de ¢7 727,80 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 y otros ingresos para ese mismo periodo de ¢0,00 millones. Por su parte el Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢ ¢9 759,22 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de ¢37,12 millones según datos incluidos en el archivo **“IE_RE_7744_ERT_por_sistema_con_Contab_Regulatoria_2018_rvp”**, en la hoja “E.R. ARESEP”, en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto ¢ ¢9 161,51 millones por ventas de energía, el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b Análisis de mercado de este informe; además se toma los otros ingresos indicados por el petente a saber ¢37,12 millones que concuerdan con lo reportado en el formulario **“IE_RE_7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2018”** esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N° 25
Determinación de ITAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
<i>Dato Real</i>	₡9 759,22	₡9 161,51	- ₡ 597,7
<i>Dato estimado</i>	₡ 7 227,80	₡7 227,80	-
ITAz	₡2 031,42	₡1 433,71	-₡597,7

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de -₡597,7 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2018, se acumula este efecto al igual que el del 2019 y 2020.

GTA_z

A nivel de gastos para el año 2018 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro Nº 26
Costos y Gastos del período 2018
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
<i>Compras de Energía</i>	
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación</i>	¢4 122,66
<i>Costos comerciales asociados al servicio de generación</i>	¢0,00
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación</i>	¢740,82
<i>Canon de regulación</i>	¢6,60
<i>Canon de agua</i>	¢78,50
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢348,96
<i>Gastos complementarios de operación</i>	¢0,00
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢7,81
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢744,80
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢0,00
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢0,00
<i>Otros gastos</i>	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2018, en el archivo "IE_RE_7738_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Generacion_2018", y en el archivo anexo o informe "IE_RE_7744_ERT_por_sistema_con_Contab_Regulatoria_2018 rvp" en la hoja "E.R. ARESEP", esta Intendencia por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 27
Costos y Gastos del periodo 2018
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2018			
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP Actualizado	Variación Abs Liq	Peso Variación
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	¢0,00			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 252,73	¢4 252,73	0,0	0,00%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-	0,00%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢656,28	¢656,49	0,2	-0,56%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢9,41	¢12,68	3,3	-8,68%
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢46,64	¢46,64	-	0,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢362,30	¢362,30	-	0,00%
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-	0,00%
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢214,38	¢167,99	46,4	123,39%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢829,93	¢835,25	5,3	-14,16%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00	-	0,00%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢42,68	¢42,68	-	0,00%
5.12	Otros gastos	¢51,09	¢51,09	¢0,00	0,00%
	Total de gastos	¢6 465,44	¢6 427,85	-¢37,60	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2018, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 28
Costos y Gastos del periodo 2018
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2018		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP 2018	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 252,73	¢4 122,66	-¢130,06
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢656,28	¢740,82	¢84,54
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢9,41	¢6,60	-¢2,81
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢46,64	¢78,50	¢31,86
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢362,30	¢348,96	-¢13,34
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢214,38	¢7,81	-¢206,57
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢829,93	¢744,80	-¢85,13
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00	¢0,00
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢42,68	¢0,00	-¢42,68
5.12	Otros gastos	¢51,09	¢0,00	-¢51,09
	Total de gastos	¢6 465,44	¢6 050,15	-¢415,29

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2018, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 29
Costos y Gastos del periodo 2018
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2018		
	Descripción	ARESEP 2018	ARESEP Actualizado	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢4 252,73	130,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢656,49	- 84,3
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢6,60	¢12,68	6,1
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢78,50	¢46,64	- 31,9
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢362,30	13,3
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢167,99	160,2
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢835,25	90,4
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00	-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢42,68	42,7
5.12	Otros gastos	¢0,00	¢51,09	¢51,09
	Total de gastos	¢6 050,15	¢6 427,85	¢377,69

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos:

Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢4 252,73 millones.

Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas, exceptuando algunas cuentas de gastos materiales que presentaban diferencias menores al considerar los montos de las diferentes hojas de cálculo que alimentan la hoja de "Registros" del formulario de costos y gastos, además se reconocieron gastos por diferencias cambiarias y avalúos que estaban

registrados en distribución y se reclasificaron a generación, por lo anterior se procede a reconocer un monto de ¢656,49 millones .

Dentro de la estructura de gastos administrativos del formulario IE_RE_7738_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Generacion_2018 - RVP están el canon por regulación y el canon de aguas, del cual de regulación se reconocen ¢12,68 millones, ¢3,3 millones más de lo que pretendía Coopelesca al considerar el Canon que estuvo vigente en el periodo en liquidación y aplicación de la metodología vigente y para el canon de aguas se reconoce ¢46,64 millones monto solicitado por la cooperativa.

Gastos de investigación y desarrollo

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢362,30 millones.

Gastos sociales y ambientales

No se reconocen Gastos sociales y ambientales por ¢46.4 millones de PH la Unión que dieron telecomunicaciones a población vulnerable cercana al proyecto, al considerar que la justificación aportada por la cooperativa no fue suficientemente clara en la metodología de asignación de estos gastos con relación al resto de actividades reguladas y no reguladas que desarrolla la cooperativa, su relación con el servicio público y cumplimiento del principio del servicio al costo. El monto total reconocido es de ¢167,99 millones.

Depreciaciones y amortizaciones

Al considerar el efecto de las depreciaciones y amortizaciones al costo y revaluadas de los activos fijos y la amortización de activos intangibles, el monto por reconocer es ¢ 5,3 millones superior al solicitado por Coopelesca dando como resultado un total ¢835,25 millones.

Pérdidas por deterioro y desvalorización

Se reconoció el monto de pérdidas por retiros de activos pretendido por Coopelesca por un monto de ¢42,68 millones.

Otros gastos

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos están bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢51,09 millones.

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 30
Determinación del GTAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018
(Datos expresados en millones de colones)

	Coopelesca	ARESEP	Δ
<i>Dato Real</i>	¢6 465,44	¢6 427,85	-¢37,60
<i>Dato estimado</i>	¢6 050,15	¢6 050,15	-
GTAz	¢415,29	¢377,69	-¢37,60

Fuente: Elaboración propia

Al considerar las desviaciones que se originan en el calculo del ajuste de Ingresos *ITAz* Ingresos Totales Ajustados del período z menos el ajuste de gastos *GTAz* Gastos Totales Ajustados del período z el efecto de la liquidación es de -¢560,1 millones de ingresos menos para la cooperativa en beneficio del usuario, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 31
Liquidación del periodo anterior
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2019
(Datos expresados en millones de colones)

Variable	Monto	%
GTAz TOTAL	-¢597,32	7%
ITAz TOTAL	-¢37,6	107%
<u>Li</u>	<u>-¢560,1</u>	<u>100%</u>

Liquidación del periodo anterior

$$LI_z = ITA_z - GTA_z \text{ (Fórmula 9)}$$

Donde:

z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.

LI_z = Liquidación del periodo z .

ITA_z = Ingresos Totales Ajustados del periodo z (ver fórmula 9.2)

GTA_z = Gastos Totales Ajustados del periodo z (ver fórmula 9.1)

$$Liz = ITAz - GTAz$$

$$ITAz = - 597,7$$

$$GTAz = - 37,6$$

$$Liz = - 560,1$$

Fuente: Elaboración propia

Esta Intendencia en cumplimiento al modelo general de la metodología de generación la cual está basada en un esquema de tasa de retorno, donde la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permiten al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado redito para el desarrollo que depende de la tasa del rédito calculado por el método WACC por la base tarifaria, se procede a balancear la ecuación para alcanzar el redito de 7,71% establecido en el ET-130-2015.

La cooperativa requiere un ajuste de -~~Ø~~915,79 millones en ingresos por concepto de liquidación del periodo 2018 permitiéndole al sistema las condiciones de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima del servicio de generación de energía eléctrica.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del año 2018, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables anteriormente mencionadas:

Cuadro N° 32
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de generación
Periodo 2018
Datos expresados en millones de colones

Sistema de Generación		Periodo 2018
	Descripción	ARESEP Actualizado y Ajustado (ET-032-2021)
	Ingresos	
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 161,51
4.9.	Otros Ingresos	₡37,12
	Liquidación del periodo 2018	-₡915,79
	Total de ingresos regulados	₡8 282,84
	5. Costos y Gastos	
5.1	Compras de Energía	
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡4 252,73
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡656,49
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡12,68
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡46,64
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡362,30
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡167,99
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡835,25
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00
5.10	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡42,68
5.12	Otros gastos	₡51,09
	Total de gastos	₡6 427,85
	Utilidad o pérdida de operación	₡1 855,00
	AFNOR-PROMEDIO	₡23 647,02
	CAPITAL DE TRABAJO	₡412,60
	BASE TARIFARIA	₡24 059,62
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,71%

Fuente: Elaboración propia.

- **Liquidación de gastos del periodo 2019:**

En el capítulo 9 de la petición tarifaria, carpeta 9.1 Gastos específicamente el archivo

“IE_RE_7738_Liquidación_Costos_y_Gastos_Generación_2019.xlsx” se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2019 remitida por la cooperativa.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo con los datos obtenidos el monto para alcanzar la ecuación y llegar al rédito requerido de 7,71%, se obtuvo un monto de \$1 376.3 millones obteniendo un rédito del 7,71% igual al rédito requerido. (ver documento **“IE_RE_7738_Liquidación_Costos_y_Gastos_Generación_2019 IE.xlsx”** correspondientes a \$ -335,32 millones de ingresos y -\$156,52 millones de costos y gastos, obteniendo un LIZ de \$178,80, es importante mencionar que el AFNOR tuvo un efecto importante por la incorporación de las plantas hidroeléctricas La Esperanza y Aguas Zarcas a parte del proyecto solar fotovoltaico Santa Rosa (la diferencia de la base tarifaria multiplicado por el rédito que se había estimado da origen a un monto de \$1 197,50 millones).

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTaz), se debe principalmente al canon de regulación.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2019 y el resultado de su liquidación

ITA_z

A nivel de ingresos para el año 2019 ARESEP estimó la suma de \$7 727.00 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 e otros ingresos para ese mismo periodo de \$0,00 millones. Por su parte el Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de \$7 619,81 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de \$42,72 millones según datos incluidos en el archivo **“IE_RE_7738_Liquidación_Costos_y_Gastos_Generación_2019.xlsx”**, en la hoja “ERT Generación”, en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto \$ 7 619,81 millones por

ventas de energía (el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b. “Análisis de mercado”), además se toma los otros ingresos indicados por el petente a saber ₡42.72 millones, esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N° 33
Determinación de ITAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2019

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
<i>Dato Real</i>	₡7 619,81	₡7 619,81	0,00
<i>Dato estimado</i>	₡7 227,80	₡7 227,80	-
ITAz	₡107,99	₡107,99	0,00

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de ₡107,99 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, se acumula este efecto al igual que el del 2018 y 2020, y se aplica en la diferencia neta de las tres liquidaciones en el año 2021.

GTA_z

A nivel de gastos para el año 2019 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 34
Costos y Gastos del período 2019
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
<i>Compras de Energía</i>	
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación</i>	¢4 122,66
<i>Costos comerciales asociados al servicio de generación</i>	¢0,00
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación</i>	¢740,82
<i>Canon de regulación</i>	¢6,60
<i>Canon de agua</i>	¢78,50
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢348,96
<i>Gastos complementarios de operación</i>	¢0,00
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢7,81
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢744,80
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢0,00
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢0,00
<i>Otros gastos</i>	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2019, en el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Costos_y_Gastos_Generación_2019.xlsx", en la hoja "ERT Generación", ARESEP por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 35
Costos y Gastos del periodo 2019
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	COOPELESCA (Real)	ARESEP (Actualizado)	Variación (Δ)
Compras de Energía			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢3 245,73	¢3 245,23	¢0,50
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢862,98	¢867,58	-¢4,60
Canon de regulación	¢17,96	¢13,36	¢4,60
Canon de agua	¢50,06	¢50,06	¢0,00
Gastos de investigación y desarrollo	¢160,91	¢160,91	¢0,00
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gastos sociales y ambientales	¢158,68	¢156,91	¢1,77
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1 358,35	¢903,60	¢454,75
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢457,68	-¢457,68
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢7,50	¢7,50	¢0,00
Otros gastos	¢30,82	¢30,82	¢0,00
Total de gastos	¢5 892,98	¢5 893,64	-¢0,66

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2019, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 36
Costos y Gastos del periodo 2019
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	COOPELSCA (Real)	ARESEP (Estimado)	Variación (Δ)
Compras de Energía			0,00
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	3 245,73	4 122,66	-876,94
Costos comerciales asociados al servicio de generación	0,00	0,00	0,00
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	862,98	740,82	122,16
Canon de regulación	17,96	6,60	11,36
Canon de agua	50,06	78,50	-28,44
Gastos de investigación y desarrollo	160,91	348,96	-188,05
Gastos complementarios de operación	0,00	0,00	0,00
Gastos sociales y ambientales	158,68	7,81	150,87
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1 358,35	744,80	613,55
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	0,00	0,00	0,00
Perdidas por deterioro y desvalorización	7,50	0,00	7,50
Otros gastos	30,82	0,00	30,82
Total de gastos	5 892,98	6 050,15	-157,18

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2019, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 37
Costos y Gastos del periodo 2019
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)	ARESEP (Actualizado)	Variación (Δ)
Compras de Energía			
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢3 245,23	-¢877,44
Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢867,58	¢126,76
Canon de regulación	¢6,60	¢13,36	¢6,76
Canon de agua	¢78,50	¢50,06	-¢28,44
Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢160,91	-¢188,05
Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	¢0,00
Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢156,91	¢149,10
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢903,60	¢158,80
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢457,68	¢457,68
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢7,50	¢7,50
Otros gastos	¢0,00	¢30,82	¢30,82
Total de gastos	¢6 050,15	¢5 893,64	-¢156,52

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos:

Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢4 122,66 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de ¢3.245,73 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde a un monto de ¢3 245,23 millones; entre Coopelesca y lo estimado hay una diferencia de ¢876,94 millones, entre Coopelesca y la ARESEP existe un diferencial de ¢0,50 millones, el cual se explica en una de las cuentas que conforman esta rúbrica.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros del ICE, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

Coopelesca incluye en los costos de operación y mantenimiento asociados a la generación, en la cuenta regulatoria 5.2.1.99. Otros, el rubro de gasto por IVA no acreditable por un monto de ¢8,17 millones, el monto se actualizó con el formulario “PT- Formulario IVA suministro energía eléctrica 09-08-2021 Año 2019.xlsx” se obtuvo un monto de ¢7,67 millones, monto que da un diferencial de ¢0.50 millones.

Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢740,82 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de ¢862,98 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde al monto de ¢867,58 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 Coopelesca incluyó la suma de ¢122,16 millones a su favor, mientras que ARESEP determinó el monto de ¢126,76 millones a favor de la cooperativa, entre Coopelesca y ARESEP existe un diferencial de ¢ 4,60 millones, el cual se explica en una de las cuentas que conforman esta rúbrica.

Esta cuenta se revisó y actualizó, de su análisis se desprende que las principales variaciones corresponden a:

Canon de regulación:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢6,60 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de ¢17,96 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde al monto de ¢13,36 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 el Coopelesca incluyó ¢ 11,36 millones a favor de ellos, mientras que ARESEP determinó el monto de ¢6,76 millones a favor de Coopelesca, entre Coopelesca y ARESEP existe un diferencial de ¢4,60 millones, el cual se explica porque el Coopelesca utilizó otro mecanismo para asignar el costo entre los sistemas, mientras que ARESEP utiliza la metodología actual que usa como conductor la relación de los ingresos que aporta cada sistema al sector electricidad.

Canon de agua:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢78,5 millones, de conformidad con lo indicado en el oficio No. DA-1662-2015, del 05 de octubre del 2015 emitida por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), mientras que Coopelesca presentó un saldo real por la suma de ¢50,06 millones, según comprobantes aportados, en

el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde a ese mismo dato \$50,06 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 tanto el Coopelesca como ARESEP incluyeron la disminución de \$ 28,44 millones a favor del usuario, por lo tanto, no existe diferencias entre Coopelesca y ARESEP.

Gastos de investigación y desarrollo:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de \$348,96 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo real por la suma de \$160,91 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde a ese mismo dato \$160,91 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 tanto el Coopelesca como ARESEP incluyeron la disminución de \$188,05 millones a favor del usuario, por lo tanto, no existe diferencias entre Coopelesca y ARESEP.

Gastos Sociales y ambientales asociados al servicio de generación:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de \$7,81 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de \$158,68 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde al monto de \$156,91 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 Coopelesca incluyó la suma de \$150,87 millones a su favor, mientras que ARESEP determinó el monto de \$149,10 millones a favor de la cooperativa, entre Coopelesca y ARESEP existe un diferencial de \$1,77 millones, el cual se explica en una de las cuentas que conforman esta rúbrica.

Esta cuenta se revisó y actualizó, de su análisis se desprende que las principales variaciones corresponden a:

Amortización de intangibles:

Para esta cuenta ARESEP utiliza el formulario "IR_RE_7747_Reporte_partidas_amortizables 2021 rvp.xlsx" hace el cálculo de los montos por amortización de los intangibles los cuales se incluyen en el ERT en la cuenta con nombre 5.8 Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo, por lo tanto, no procede reconocer el gasto por amortización incluido en la cuenta 5.7 la misma es por un monto de \$1,77 millones, incluido por Coopelesca.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo:

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de \$744,8 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de \$1 358,35 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP es por un monto de \$903,60 millones; adicionalmente se calculó la depreciación de los activos revaluados por un monto de \$457,68 millones, sumando los dos montos obtenidos da un total de \$1 361,28 millones, comparando esta cifra con el total presentado por Coopelesca se da un diferencial de \$2,93 millones en esta rúbrica.

Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros del ICE, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:

- Depreciación activos en operación:

La obtención del dato de la ARESEP se obtuvo del recalcu de la revaluación que se hizo desde el año 2014 con el archivo que se encontraba en el ET-030-2015 que fue la base para estas liquidaciones, actualizando las adiciones y retiros suministradas por los ingenieros de la IE, así como los parámetros económicos. Para más detalle favor ver el apartado de base tarifaria en el apartado i. No se puede determinar a nivel de la cuenta ya que Coopelesca en el "IE_RE_7744_ERT_por_sistema_con_Contab_Regulatoria_2019.xlsx" para darle seguimiento al rubro de depreciación hay un link pero el monto mayor está colocado en cifras por lo cual no es posible rastrear su procedencia.

- Absorción de partidas amortizables e intangibles

Para esta cuenta ARESEP utiliza el formulario "IR_RE_7747_Reporte_partidas_amortizables 2021 rvp.xlsx" se realiza el cálculo de los montos por amortización de los intangibles los cuales se incluyen en el ERT en la cuenta con nombre 5.8 Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo. Al estar mezclada esta cuenta con la depreciación se da la misma situación que en la depreciación, no se puede determinar a nivel de la cuenta ya que Coopelesca en el "IE_RE_7744_ERT_por_sistema_con_Contab_Regulatoria_2019.xlsx" para darle seguimiento al rubro de depreciación hay un link pero el monto mayor está colocado en cifras por lo cual no es posible rastrear su procedencia.

Pérdidas por deterioro y desvalorización

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢0,00 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo real por la suma de ¢7,50 millones, este rubro mayor peso viene de la partida perdida por baja en activos, en el tanto el dato actualizado por ARESEP corresponde a ese mismo dato ¢7,50 millones debido a que la estimación aportado por los ingenieros de la IE tiende a ser mayor y por criterio general se toma el dato menor el cual afecta menos al usuario; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 tanto el Coopelesca como ARESEP incluyeron un aumento de ¢7,50 millones a favor de la cooperativa, por lo tanto, no existe diferencias entre Coopelesca y ARESEP.

Otros gastos

Para esta cuenta ARESEP estimó la suma de ¢0,00 millones, mientras que Coopelesca presentó un saldo por la suma de ¢30, millones donde el gasto más fuerte corresponde a pagos de impuestos municipales, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP es igual con monto de ¢30,00 millones; entre Coopelesca y ARESEP no existe diferencias significativas en esta rúbrica

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro Nº 38
Determinación del GTAz
Sistema de Generación del Coopelesca
Periodo 2019

(Datos expresados en millones de colones)

	Coopelesca	ARESEP	Δ
<i>Dato Real</i>	¢5 892,98	¢ 5 893,70	-¢0,66
<i>Dato estimado</i>	¢6 050,15	¢6 050,15	-
GTAz	¢157,18	¢156,52	¢0,66

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto a favor de la cooperativa, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢156,52 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019.

Cuadro No 39
Liquidación del periodo anterior
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2019
(Datos expresados en millones de colones)

Variable	Monto	%
GTAz TOTAL	-¢335,32	188%
ITAz TOTAL	-¢156,52	88%
<u>Li</u>	<u>-¢178,80</u>	<u>100%</u>

Liquidación del periodo anterior	
$LI_z = ITA_z - GTA_z$ (Fórmula 9)	
Donde:	
z	= Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
LI_z	= Liquidación del período z .
ITA_z	= Ingresos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.2)
GTA_z	= Gastos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.1)
$Liz=$	$ITA_z - GTA_z$
$ITA_z=$	-¢335,32
$GTA_z=$	-¢156,52
$Liz=$	-¢178,80

Fuente: Elaboración propia

Esta Intendencia en cumplimiento al modelo general de la metodología de generación la cual está basada en un esquema de tasa de retorno, donde la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permiten al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado redito para el desarrollo que depende de la tasa del rédito calculado por el método WACC por la base tarifaria, se procede a balancear la ecuación para alcanzar el redito de 7,71% establecido en el ET-130-2015.

La cooperativa requiere un ajuste de ¢1 376,30 en ingresos por concepto de liquidación del periodo 2019 a favor de la cooperativa, permitiéndole al sistema las condiciones de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima del servicio de generación de energía eléctrica.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del año 2019, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 40
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de Generación
Periodo 2019
Datos expresados en millones de colones

Cuenta	Descripción	ARESEP Actualizado y Ajustado (ET-032-2021)
	Ingresos	
4.1	Ingresos por Ventas	¢7 619,81
4.9.	Otros Ingresos	¢42,72
	Liquidación del periodo 2019	¢1 376,30
	Liquidación del periodos 2016-2017	-¢270,05
	Total de ingresos regulados	¢8 768,78
	Costos y Gastos	ARESEP (Actualizado)
5.1	Compras de Energía	
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢3 245,23
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢867,58
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢13,36
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢50,06
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢160,91
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢156,91
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢903,60
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢457,68
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢7,50
5.12	Otros gastos	¢30,82
	Total de gastos	¢5 893,64
	Utilidad o pérdida de operación	¢2 875,15
	AFNOR-PROMEDIO	¢36 864,71
	CAPITAL DE TRABAJO	412,60
	BASE TARIFARIA	¢37 277,31
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,71%

Fuente: Elaboración Propia.

- **Liquidación de gastos del periodo 2020:**

En el folio 4, capítulo 9, Coopelesca aporta la información relacionada a la liquidación del periodo 2020, en la carpeta “Liq 20” en la ruta “SISTEMA GX\Gx\Cap#9\9.1Gastos\Liq 20” aportan las justificaciones de las cuentas más representativas, en las carpetas “Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020” los formularios para presentar la información regulatoria en los formatos establecidos en la RE-032-2019, en la carpeta “9.2 Liquidación Inversiones” lo relacionado a inversiones y base tarifaria, “9.3 Liquidación Generación 2018-2019-2020” el resumen de la liquidación con el efecto de los ingresos y los gastos.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2020 Coopelesca solicitaba un total de costos y gastos por ¢5 326,27 millones, mientras que lo reconocido por esta IE en el ET-130-2015 es por ¢6 050,15 millones, dando una diferencial entre el real de la cooperativa y lo estimado de - ¢723,89 millones, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la cooperativa esta IE reconoce ¢4 724,79 millones como total de costos y gastos, dando como diferencia - ¢601,48 millones en comparación a lo pretendido por Coopelesca.

Es importante indicar que en el formulario “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020” la cooperativa no muestra en el estado de resultados tarifario el efecto de la liquidación y lo relacionado a la liquidación de los periodos 2016 y 2017 tramitado en el expediente ET-005-2019, sin embargo, en el archivo “Resumen de Liquidación 20-Gx” muestra una sobre ejecución por ¢133,54 millones al tener ingresos totales ajustados por ¢1 332 millones y gastos totales ajustados por ¢1 465 millones. El monto por concepto de liquidación 2020 reconocido por esta Intendencia es de - ¢454,12 millones de ingresos menos para el sistema de generación.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la cooperativa en el rubro de gastos totales ajustados (GTaz), se debe al gasto por depreciación el cual se presentaron diferencias y problemas de trazabilidad en el monto solicitado por la cooperativa.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita en apartado II de este informe.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2020 y el resultado de su liquidación

ITA_z

A nivel de ingresos para el año 2020 ARESEP estimó la suma de ₡7 727,80 millones por concepto de ingresos por ventas de energía en la RIE-030-2016, del 10 de marzo del 2016 y otros ingresos para ese mismo periodo de ₡0,00 millones por su parte el Coopelesca refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ₡8 968,13 millones por concepto de ingresos por ventas de energía, y otros ingresos por un monto de ₡48,26 millones según datos incluidos en el archivo “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP”, en la hoja “E.R. ARESEP”, en tanto que al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma por ese concepto ₡8 917,16 millones por ventas de energía, el detalle de estos montos se muestra en el apartado III, inciso b Análisis de mercado de este informe; además de otros ingresos por la suma de ₡181,20 millones, el cual se presentaron diferencias en el 2020 en lo mostrado por Coopelesca en el estado de resultados tarifario incluyendo un monto de ₡48,26 millones los cuales están como valores impidiendo su trazabilidad, lo presentado en el formulario 7742_Liquidacion_de_otros_ingresos_2020 donde reportan un monto de ₡181,20 millones, el cual concuerda con lo indicado en el archivo “Resumen de Liquidación 20-Gx” y el estado financiero auditado del periodo 2020 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N° 41
Determinación de ITA_z
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018

(Datos expresados en millones de colones)

	COOPELESCA	ARESEP	Var. (Δ)
<i>Dato Real</i>	₡8 968,13	₡8 917,16	-₡50,97
<i>Dato estimado</i>	₡7 727,80	₡7 727,80	-
ITA_z	₡1 240,33	₡1 189,36	-₡50,97

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer al usuario, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de -₡50,97 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, se acumula este efecto al igual que el del 2018 y 2019.

GTA_z

A nivel de gastos para el año 2020 la ARESEP estimó en la resolución RIE-030-2016 la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 42
Costos y Gastos del período 2020
Monto Estimado por ARESEP
Según RIE-030-2016
(Datos en millones de colones)

Costos y Gastos	ARESEP (Estimado)
<i>Compras de Energía</i>	
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación</i>	¢4 122,66
<i>Costos comerciales asociados al servicio de generación</i>	¢0,00
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación</i>	¢740,82
<i>Canon de regulación</i>	¢6,60
<i>Canon de agua</i>	¢78,50
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢348,96
<i>Gastos complementarios de operación</i>	¢0,00
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢7,81
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢744,80
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢0,00
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	¢0,00
<i>Otros gastos</i>	¢0,00
Total de gastos	¢6 050,15

Fuente: Elaboración propia

En lo que corresponde a los gastos, Coopelesca remitió su ejecución real en el periodo 2020, en el archivo “7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020”, y en el archivo anexo a este informe “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020 RVP” en la hoja “E.R. ARESEP”, esta Intendencia por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 43
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto actualizado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020			
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP Actualizado	Variación Abs Liq	Peso Variación
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	€0,00			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€1 426,57	-	0,00%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-	0,00%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€1 110,44	- 3,6	0,59%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€20,46	€17,88	- 2,6	0,43%
5.4.1.07.07	Canon de agua	€48,24	€48,24	-	0,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€184,31	-	0,00%
5.6	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-	0,00%
5.7	Gastos sociales y ambientales	€153,19	€153,19	-	0,00%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€1 542,71	- 593,1	98,61%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00		-	0,00%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€205,30	-	0,00%
5.12	Otros gastos	€38,35	€36,14	- 2,2	0,37%
	Total de gastos	€5 326,27	€4 724,79	-€601,48	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de Coopelesca respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 44
Costos y Gastos del periodo 2020
Comparativo monto ejecutado por Coopelesca
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP 2020	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€1 426,57	€4 122,66	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€1 114,01	€740,82	- 373,2
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€20,46	€6,60	- 13,9
5.4.1.07.07	Canon de agua	€48,24	€78,50	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€184,31	€348,96	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	€153,19	€7,81	- 145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2 135,83	€744,80	- 1 391,0
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00	€0,00	-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€205,30	€0,00	- 205,3
5.12	Otros gastos	€38,35	€0,00	- 38,3
	Total de gastos	€5 326,27	€6 050,15	€723,89

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas para el periodo 2020, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 45
Costos y Gastos del periodo 2018
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(Datos en millones de colones)

Sistema de Generación		Periodo 2020		
	Descripción	ARESEP 2020	ARESEP Actualizado	Variación
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de Energía			
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢4 122,66	¢1 426,57 -	2 696,1
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00	-
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢740,82	¢1 110,44	369,6
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢6,60	¢17,88	11,3
5.4.1.07.07	Canon de agua	¢78,50	¢48,24 -	30,3
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢348,96	¢184,31 -	164,6
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00	-
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢7,81	¢153,19	145,4
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢744,80	¢1 542,71	797,9
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00		-
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢205,30	205,3
5.12	Otros gastos	¢0,00	¢36,14	36,1
	Total de gastos	¢6 050,15	¢4 724,79	-¢1 325,37

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos:

Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢1 426,57 millones.

Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas, exceptuando algunas cuentas de gastos que no fueron reconocidas porque se consideró que la justificación no fue suficiente, no fue razonable en la relación

con el servicio público o no cumplían con el principio de servicio al costo, por lo anterior se procede a reconocer un monto de ¢1 110,44 millones .

Dentro de la estructura de gastos administrativos del formulario “7738_Liq_Ctos_y_Gtos_GX_2020 rvp” están el canon por regulación y el canon de aguas, del cual de regulación se reconocen ¢17,88 millones, -¢2,6 millones menos de lo que pretendía Coopelesca al considerar el Canon que estuvo vigente en el periodo en liquidación y aplicación de la metodología vigente y para el canon de aguas se reconoce ¢48,24 millones monto solicitado por la cooperativa.

Gastos de investigación y desarrollo

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢184,31 millones.

Gastos sociales y ambientales

Analizadas las justificaciones y respaldos aportados por la cooperativa esta Intendencia considera que las partidas de gastos vienen bien justificadas y procede a reconocer el monto gastado real de la cooperativa por ¢153,19.

Depreciaciones y amortizaciones

El gasto por depreciación de Coopelesca es mayor que el cálculo realizado por esta Intendencia, ya que la cooperativa reporta como gasto real un monto de ¢2 135 millones, sin embargo, el cálculo de Aresep utilizando las tablas de depreciación aportadas por la cooperativa y los montos de los proyectos reclasificados y capitalizados da un saldo de ¢1 542 millones de depreciaciones y amortizaciones, generando una diferencia de ¢593 millones.

Revisando el cálculo de la cooperativa, en el estado de resultados, archivo “7744_ERT_Sist_Contab_Reg_GX020” el dato de la depreciación 2020 viene vinculado al archivo 7734_Reg_Ctos_Gtos_GX_base_liq.020.xlsx, hoja registros celda G345, visible en el folio 4, capítulo 9 de la liquidación, carpeta 9.1Gastos\Formularios_GEN\FORMULARIOS GX_2020, sin embargo, en el mismo vinculo suma 2088,198 como valores a los cuales no se les puede dar trazabilidad.

Es importante recordar que el gasto por depreciación es un gasto constante, debe mantenerse en el tiempo solo varía si se produce un retiro importante de activos o una adición significativa, la capitalización de los proyectos es en el 2019, por lo que al año 2020 los mismos registran un periodo completo de depreciación, donde el cálculo realizado por esta Intendencia es constante para los periodos 2021 a 2023, las diferencias se deben a los parámetros económicos en la revaluación de activos y por ende en la depreciación de los activos revaluados y los porcentajes de ejecución de las inversiones provocan que las adiciones sean mayores a lo reportando por la cooperativa.

Pérdidas por deterioro y desvalorización

Se reconoció el monto de pérdidas por retiros de activos pretendido por Coopelesca por un monto de ¢205,30 millones.

Otros gastos

Se dejaron de reconocer gastos relacionados al IVA no acreditable, por lo detallado en el apartado III, inciso f, i, el monto reconocido por esta Intendencia es de ¢36,14 millones.

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

Cuadro N° 46
Determinación del GTAz
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2020

(Datos expresados en millones de colones)

	Coopelesca	ARESEP	Δ
<i>Dato Real</i>	¢5 326,27	¢4 724,79	-¢601,48
<i>Dato estimado</i>	¢6 050,15	¢6 050,15	-
GTaz	-¢723,89	-¢1 325,37	-¢601,48

Fuente: Elaboración propia

Al considerar las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste de Ingresos *ITAz* Ingresos Totales Ajustados del período z menos el ajuste de gastos *GTaz* Gastos Totales Ajustados del período z el efecto de la liquidación es de -¢601,48 millones de ingresos menos para la cooperativa en beneficio del usuario, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 47
Liquidación del periodo anterior
Sistema de Generación de Coopelesca
Periodo 2018
(Datos expresados en millones de colones)

GTAz TOTAL	-¢601,5	-101%
ITAz TOTAL	- ¢8,0	-1%
<u>Li</u>	<u>¢593,45</u>	<u>100%</u>

Liquidación del periodo anterior	
$LI_z = ITA_z - GTA_z$ (Fórmula 9)	
Donde:	
z	= Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.
LI_z	= Liquidación del período z.
ITA_z	= Ingresos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.2)
GTA_z	= Gastos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.1)
Liz=	ITAz-GTAz
ITAz=	- 8,0
GTAz=	- 601,5
Liz=	593,4

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, esta Intendencia en cumplimiento al modelo general de la metodología de generación la cual está basada en un esquema de tasa de retorno, donde la tarifa a definir debe ser suficiente para generar los ingresos que permiten al operador cubrir los costos totales, asociados al servicio que regula, bajo condiciones de calidad establecidas, además de garantizar un monto sobre el capital invertido denominado rédito para el desarrollo que depende de la tasa del rédito calculado por el método WACC por la base tarifaria, se procede a balancear la ecuación para alcanzar el rédito de 7,71% establecido en el ET-130-2015.

La cooperativa requiere un ajuste de -~~0~~454,12 en ingresos por concepto de liquidación del periodo 2020 permitiéndole al sistema las condiciones de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima del servicio de generación de energía eléctrica.

Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del año 2020, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables anteriormente mencionadas:

Cuadro N° 48
Estado de resultados ajustado y actualizado
Sistema de generación Periodo 2020
Datos expresados en millones

Sistema de Generación		Periodo 2020
	Descripción	ARESEP LIQUIDACIÓN 2020 (ET-032-2021)
	Ingresos	
4.1	Ingresos por Ventas	₡8 917,16
4.9.	Otros Ingresos	₡181,20
	Liquidación de los periodos 2016-2017	-₡90,00
	Liquidación del periodo 2020	-₡454,12
	Total de ingresos regulados	₡8 554,24
	Costos y Gastos	
5.	Compras de Energía	
5.1	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 426,57
5.2	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00
5.3	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 110,44
5.4	Canon de regulación	₡17,88
5.4.1.07.06.01	Canon de agua	₡48,24
5.4.1.07.07	Gastos de investigación y desarrollo	₡184,31
5.5	Gastos complementarios de operación	₡0,00
5.6	Gastos sociales y ambientales	₡153,19
5.7	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 542,71
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	
5.9	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡205,30
5.10	Otros gastos	₡36,14
5.12	Total de gastos	₡4 724,79
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 829,46
	AFNOR-PROMEDIO	₡49 668,68
	CAPITAL DE TRABAJO	-
	BASE TARIFARIA	₡49 668,68
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,71%

Fuente: Elaboración propia.

b) Estimación de costos y gastos para 2021-2023:

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la cooperativa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario para los períodos 2021, 2022 y 2023:

Cuadro N° 49
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2021

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	0,00	0,00	0,00	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	1 622,12	1 579,30	-42,82	-2,6%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	0,00	0,00	0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	1 581,26	1 552,82	-28,44	-1,8%
Canon de regulación	15,92	15,49	-0,43	-3%
Canon de agua	57,34	56,22	-1,12	-1,96%
Gastos de investigación y desarrollo	146,69	142,26	-4,42	-3,0%
Gastos complementarios de operación	0,00	0,00	0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	154,22	150,41	-3,81	-2,5%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1 619,97	1 057,09	-562,88	-35%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	0,00	490,79	490,79	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	95,91	81,95	-13,96	-15%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	19,92	19,53	-0,39	-2%
Total de gastos	5 313,34	5 145,86	-167,48	-3,2%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 50
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2022

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28	-2,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89	-2,4%
Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42	10%
Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49	-2,56%
Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39	-3,6%
Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81	-3,1%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 099,20	-₡604,73	-36%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,69	₡537,69	0%
Perdidas por deterioro y devaluación	₡337,60	₡334,64	-₡2,96	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28	-1%
Total de gastos	₡5 653,41	₡5 497,69	-₡155,72	-2,8%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

Cuadro N° 51
Comparativa
Proyección costos y gastos
Monto en millones de colones
Año 2023

Costos y Gastos	COOPELESCA	ARESEP	Diferencia	Δ %
Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 690,22	₡1 633,84	-₡56,38	-3,3%
Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 596,33	₡1 541,53	-₡54,79	-3,4%
Canon de regulación	₡14,57	₡15,89	₡1,32	9%
Canon de agua	₡59,66	₡57,68	-₡1,98	-3,32%
Gastos de investigación y desarrollo	₡152,61	₡145,96	-₡6,65	-4,4%
Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0%
Gastos sociales y ambientales	₡160,45	₡154,32	-₡6,13	-3,8%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 692,73	₡1 074,55	-₡618,18	-37%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡545,14	₡545,14	0%
Perdidas por deterioro y desvalorización	₡281,01	₡277,99	-₡3,02	-1%
Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,72	₡20,04	-₡0,69	-3%
Total de gastos	₡5 668,31	₡5 466,95	-₡201,36	-3,6%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-032-2021

A continuación, se indican las diferencias en el cálculo realizado por Aresep respecto al presentado por la cooperativa:

Costos de operación y mantenimiento:

La principal diferencia en el año 2021 radica en el cálculo de este año, que es el año base como se explica en el apartado **f. análisis financiero, I. criterios regulatorios aplicados, i. proyección del año 2021**, esto tiene un efecto de un monto de menos ₡28,13 millones, el otro rubro en importancia es el IVA no acreditable por un monto de menos ₡14,69 millones respecto a lo solicitado por Coopelesca, véase apartado III inciso 2.f.i criterios regulatorios aplicados, también se puede visualizar “PT-IVA NO ACREDITABLE 2021 AL 2023.xlsx”) en los anexos.

La principal diferencia en el año 2022 radica en el cálculo del año base 2021 así como el cambio de inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,38% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢1 651,74 millones solicitado por la Cooperativa a ¢1 614,46 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢37,28 millones.

La principal diferencia en el año 2023 radica en la inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,20% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢1 690,22 millones solicitado por la Cooperativa a ¢1 633,84 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢56,38 millones.

Gastos administrativos aplicados:

La principal diferencia en el año 2021 radica en el cálculo de este año, que es el año base como se explica en el apartado f. análisis financiero, I. criterios regulatorios aplicados, i. Proyección del año 2021, esto origina una diferencia de ¢28,44 millones.

La principal diferencia en el año 2022 radica en el cálculo del año base 2021 así como el cambio de inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,38% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢1 600,13 millones solicitado por la Cooperativa a ¢1 562,24 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢37,89 millones.

Dentro de la cuenta de gastos administrativos en el formulario de costos y gastos se encuentran las partidas canon de regulación y canon de aguas, siendo el monto por reconocer como canon de regulación ¢15,70 millones, mientras que el solicitado por la cooperativa fue de ¢14,28 millones, generando una diferencia de ¢1,42 millones.

Y del canon de aguas, la cooperativa esperaba un monto de ¢58,49 millones, el reconocido por la IE es de ¢57,00 millones, generando una diferencia de -¢1,49 millones.

La principal diferencia en el año 2023 radica en la inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,20% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢1 596,33 millones solicitado por la Cooperativa a ¢1 541,53 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢54,79 millones.

Dentro de la cuenta de gastos administrativos en el formulario de costos y gastos se encuentran las partidas canon de regulación y canon de aguas, siendo el monto por reconocer como canon de regulación ¢15,89 millones, mientras que el solicitado por la cooperativa fue de ¢14,57 millones, generando una diferencia de ¢1,32 millones.

Y del canon de aguas, la cooperativa esperaba un monto de ¢59,66 millones, el reconocido por la IE es de ¢57,68 millones, generando una diferencia de -¢1,98 millones.

Gastos de investigación y desarrollo:

La principal diferencia en el año 2021 radica en el cálculo de este año, que es el año base como se explica en el apartado f. análisis financiero, I. criterios regulatorios aplicados, i. Proyección del año 2021, esto origina una diferencia de ¢4,42 millones.

La principal diferencia en el año 2022 radica en el cálculo del año base 2021 así como el cambio de inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,38% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢149,62 millones solicitado por la Cooperativa a ¢144,23 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢5,39 millones.

La principal diferencia en el año 2023 radica en la inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,20% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢152,61 millones solicitado por la Cooperativa a ¢145,96 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢6,65 millones.

Gastos sociales y ambientales:

La principal diferencia en el año 2021 radica en el cálculo de este año, que es el año base como se explica en el apartado f. análisis financiero, I. criterios regulatorios aplicados, i. Proyección del año 2021, esto origina una diferencia de ¢3,81 millones.

La principal diferencia en el año 2022 radica en el cálculo del año base 2021 así como el cambio de inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,38% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢157,30 millones solicitado por la Cooperativa a ¢152,49 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢4,81 millones.

La principal diferencia en el año 2023 radica en la inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,20% estimado por la IE como se puede ver en el apartado III, inciso 2.a Parámetros utilizados, pasando de ¢160,45 millones solicitado por la Cooperativa a ¢154,32 millones calculado por la IE, generando una diferencia de -¢6,13 millones.

VI. Sustento jurídico para la exclusión de costos y gastos

De conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No.7593, son objetivos fundamentales de la Aresep, asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esa Ley. Dicho artículo determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley.

Por su parte el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley de comentario señalan respectivamente, que corresponde a la Autoridad Reguladora, regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente a los prestadores de los servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, debiendo fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos respectivos.

Por su parte el artículo 31 establece una discrecionalidad técnica en favor de la Autoridad Reguladora que la faculta a que los análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios de las fijaciones tarifarias se hagan con el modelo o metodología que mejor se adapte a las necesidades del servicio, a efecto de que se brinde en condiciones competitivas y a costos adecuados para el usuario o consumidor, debiendo contemplar al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

El artículo 32 de la Ley 7593, establece que para la fijación tarifaria no se aceptarán como costos, entre otros las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio y los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes. Conforme a las disposiciones citadas, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos tiene competencia exclusiva y excluyente en la regulación, fijación y supervisión de las tarifas o precios de los servicios públicos, incluyendo las tarifas de servicios del

suministro eléctrico, encontrándose en la obligación de realizar análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios para determinar las fijaciones tarifarias debiendo observar los principios de servicio al costo y equilibrio financiero, siendo que el ejercicio de tales competencias tiene su fundamento constitucional en lo establecido en el artículo 46 de la Constitución Política .

De conformidad con lo señalado por las disposiciones legales citadas (artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593), la Autoridad Reguladora tiene plena competencia para conocer y resolver el ajuste tarifario por servicios de suministro de electricidad sometido por la actora a su consideración.

Así, en este acto se resuelve el ajuste tarifario presentado por la empresa, ajustando algunos costos citados en este apartado.

La Autoridad Reguladora en el ejercicio de facultades y competencias constitucionales y legales, se encuentra en la obligación de verificar que los ajustes tarifarios se apeguen a los principios de servicio al costo y equilibrio económico, encontrándose facultada para cuestionar y excluir los costos citados en este apartado. Haber reconocido estos rubros, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico- jurídico para incluirlos como parte de los costos para efectos de la fijación tarifaria.

VII. Consideraciones para estudios posteriores

Del análisis realizado tal como se indicó en el apartado III, inciso 2.f, se determinaron algunas cuentas cuyos términos pueden ocasionar confusión al analizar la información y ocasionar un efecto contrario al pretendido por la Cooperativa, como por ejemplo el tratamiento relacionado a las cuentas de kilometraje, por lo que se sugiere en próximos estudios tarifarios cuando se presenten cuentas con nombres similares pero el tratamiento sea diferenciado se presente de forma clara la justificación correspondiente con los respaldos que sean necesarios.

No obstante, en términos generales, la información y documentación requerida para sustentar la petición tarifaria, se presentó debidamente organizada y los equipos técnicos no enfrentar limitaciones para su identificación.

VIII. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:

Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 7,69%, se concluye que el servicio de generación de energía eléctrica que presta Coopelesca requiere ingresos por -Ø162,60 millones para el periodo 2021, lo que representa una disminución del -6,1% en la tarifa, a partir del 01 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021. Es importante indicar como se detalló en el apartado de retribución del capital, III inciso 2.d., en el periodo 2021 al estar vigente la tarifa por un periodo de 3 meses, se ajusta el rédito para el desarrollo siendo de un 8,69% la rentabilidad a alcanzar para el sistema.

Para el periodo 2022, Coopelesca requiere ingresos por Ø5,32 millones, lo que representa un aumento del 0,06% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Para el periodo 2023, Coopelesca requiere ingresos por -Ø146,72 millones, lo que representa una disminución del -1,60% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2023.

Para la entrada en vigencia de la tarifa se mantiene la solicitada por Coopelesca.

Cuadro N° 52
Estado de resultados periodo 2021

Sistema de Generación		Periodo		2021	
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP	Δ ABS	Δ %
	Ingresos	PROPUESTO	PROPUESTO		
4.1	Ingresos por Ventas	Ø7 939,82	Ø9 329,85	Ø1 390,03	17,51%
4.9.	Otros Ingresos	Ø91,29	Ø91,29	Ø0,00	0,00%
	Liquidación del periodo anterior	Ø76,09	-Ø6,39	Ø69,70	91,60%
	Total de ingresos regulados	Ø8 107,20	Ø9 414,76	Ø1 307,55	16,13%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00	0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	Ø1 622,12	Ø1 579,30	-Ø42,82	-2,6%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00	0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	Ø1 581,26	Ø1 552,82	-Ø28,44	-1,8%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	Ø15,92	Ø15,49	-Ø0,43	-3%
5.4.1.07.07	Canon de agua	Ø57,34	Ø56,22	-Ø1,12	-1,96%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	Ø146,69	Ø142,26	-Ø4,42	-3,0%
5.6	Gastos complementarios de operación	Ø0,00	Ø0,00	Ø0,00	0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	Ø154,22	Ø150,41	-Ø3,81	-2,5%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	Ø1 619,97	Ø1 057,09	-Ø562,88	-35%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	Ø0,00	Ø490,79	Ø490,79	0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	Ø95,91	Ø81,95	-Ø13,96	-15%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	Ø19,92	Ø19,53	-Ø0,39	-2%
	Total de gastos	Ø5 313,34	Ø5 145,86	-Ø167,48	-3%
	Utilidad o pérdida de operación	Ø2 717,77	Ø4 268,89	Ø1 551,12	57%
	AFNOR-PROMEDIO	Ø50 613,32	Ø49 139,23	-Ø1 474,09	-3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-	-	-	-
	BASE TARIFARIA	Ø50 613,32	Ø49 139,23	-Ø1 474,09	-3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,37%	8,69%	3,32%	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 53
Estado de resultados 2022:

Sistema de Generación		Periodo		2022		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP		Δ ABS	Δ %
	Ingresos	PROPUESTO	PROPUESTO			
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 412,11	₡9 152,57	₡	(259,54)	-3%
4.9	Otros Ingresos	₡102,52	₡102,52	₡	-	0%
	Liquidación del periodo anterior	₡66,65	₡0,00	₡	66,65	
	Total de ingresos regulados	₡9 581,29	₡9 255,09		-₡326,19	-3,40%
5.	Costos y Gastos					
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 651,74	₡1 614,46	-₡37,28		-2%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 600,13	₡1 562,24	-₡37,89		-2%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,28	₡15,70	₡1,42		10%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡58,49	₡57,00	-₡1,49		-3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡149,62	₡144,23	-₡5,39		-4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡157,30	₡152,49	-₡4,81		-3%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 663,93	₡1 059,20	-₡604,73		-36%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡537,69	₡537,69		0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡337,60	₡334,64	-₡2,96		-1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,32	₡20,04	-₡0,28		-1%
	Total de gastos	₡5 653,41	₡5 497,69	₡	(155,72)	-3%
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 861,23	₡3 757,41	₡	(103,82)	-3%
	AFNOR-PROMEDIO	₡50 276,38	₡48 831,53	₡	(1 444,86)	-3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-				
	BASE TARIFARIA	₡50 276,38	₡48 831,53	₡	(1 444,86)	-3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%		0,01%	0%

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 54
Estado de resultados 2023:

Sistema de Generación		Periodo		2023		
	Descripción	COOPELESCA	ARESEP		Δ ABS	Δ %
	Ingresos	PROPUESTO	PROPUESTO			
4.1	Ingresos por Ventas	₡9 390,86	₡9 032,57	₡	(358,28)	-3,8%
4.9.	Otros Ingresos	₡101,61	₡101,61	₡	-	0,0%
	Liquidación del periodo anterior	₡13,57				
	Total de ingresos regulados	₡9 506,04	₡9 134,19	₡	(371,85)	-3,9%
	Costos y Gastos					
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0,0%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡1 690,22	₡1 633,84	-₡56,38		-3,3%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0,0%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡1 596,33	₡1 541,53	-₡54,79		-3,4%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡14,57	₡15,89	₡1,32		9,0%
5.4.1.07.07	Canon de agua	₡59,66	₡57,68	-₡1,98		-3,3%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡152,61	₡145,96	-₡6,65		-4,4%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00		0,0%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡160,45	₡154,32	-₡6,13		-3,8%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 692,73	₡1 074,55	-₡618,18		-36,5%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡545,14	₡545,14		0,0%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡281,01	₡277,99	-₡3,02		-1,1%
5.12	Otros gastos(impuestos municipales y otros)	₡20,72	₡20,04	-₡0,69		-3,3%
	Total de gastos	₡5 668,31	₡5 466,95	₡	(201,36)	-3,6%
	Utilidad o pérdida de operación	₡3 824,16	₡3 667,24	₡	(156,92)	-4,1%
	AFNOR-PROMEDIO	₡49 793,77	₡47 659,69	₡	(2 134,08)	-4,3%
	CAPITAL DE TRABAJO	-				
	BASE TARIFARIA	₡49 793,77	₡47 659,69	₡	(2 134,08)	-4,3%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,68%	7,69%		0,0%	0,0%

Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 55
Composición de la variación tarifaria

Composición de la variación en la tarifa	Aprobado Aresep	% de aumento
Liquidación del periodo 2018	-₡915,79	
Liquidación del periodo 2019	₡1 376,30	
Liquidación del periodo 2020	-₡454,12	
Efecto Ordinario 2021 + liquidaciones	-₡162,60	-6,10%
Efecto Ordinario 2022	₡5,32	0,06%
Efecto Ordinario 2023	-₡146,72	-1,6%

Fuente: Elaboración propia.

IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

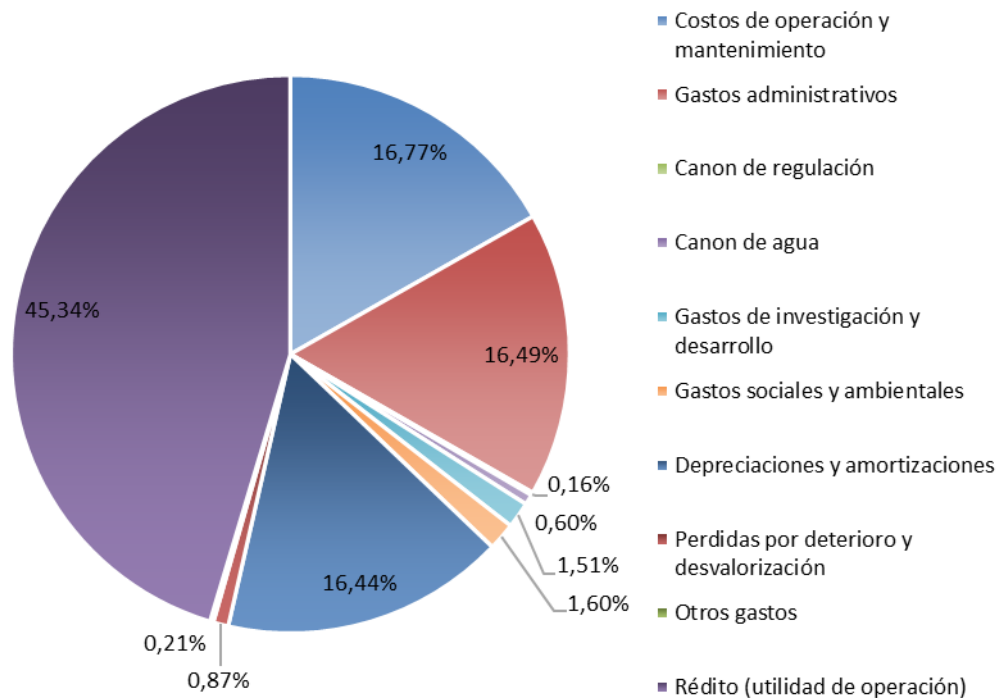
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 56
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2021

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	₡1 579,30	16,77%
<i>Gastos administrativos</i>	₡1 552,82	16,49%
<i>Canon de regulación</i>	₡15,49	0,16%
<i>Canon de agua</i>	₡56,22	0,60%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	₡142,26	1,51%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	₡150,41	1,60%
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	₡1 547,88	16,44%
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	₡81,95	0,87%
<i>Otros gastos</i>	₡19,53	0,21%
<i>Rédito (utilidad de operación)</i>	₡4 268,89	45,34%
Total	₡9 414,76	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 1
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2021



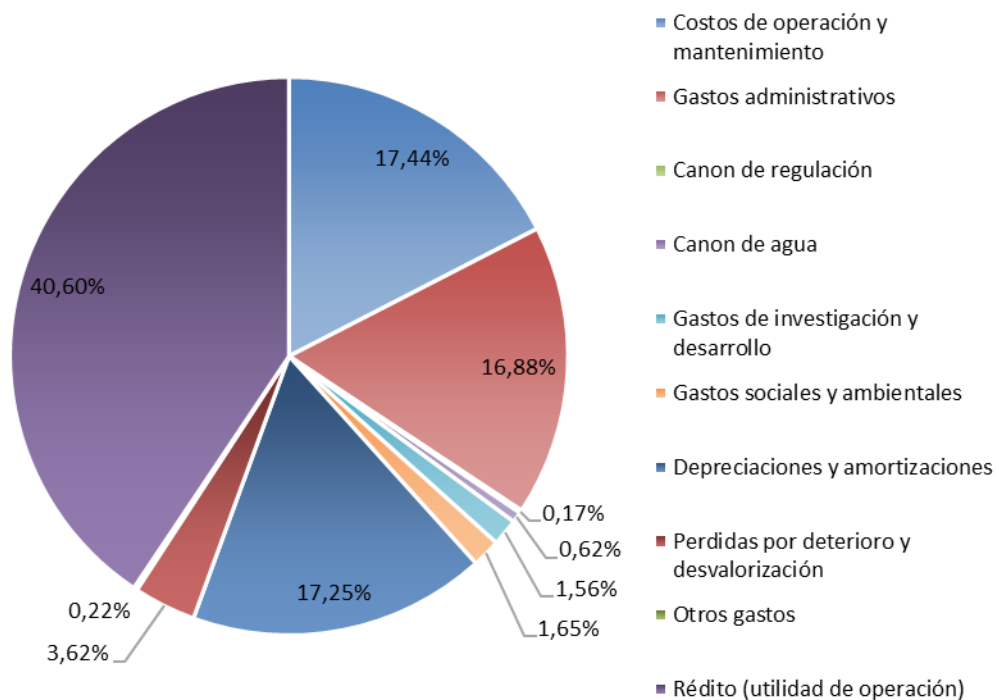
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 57
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2022

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	₡1 614,46	17,44%
<i>Gastos administrativos</i>	₡1 562,24	16,88%
<i>Canon de regulación</i>	₡15,70	0,17%
<i>Canon de agua</i>	₡57,00	0,62%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	₡144,23	1,56%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	₡152,49	1,65%
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	₡1 596,89	17,25%
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	₡334,64	3,62%
<i>Otros gastos</i>	₡20,04	0,22%
<i>Rédito (utilidad de operación)</i>	₡3 757,41	40,60%
Total	₡9 255,09	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 2
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



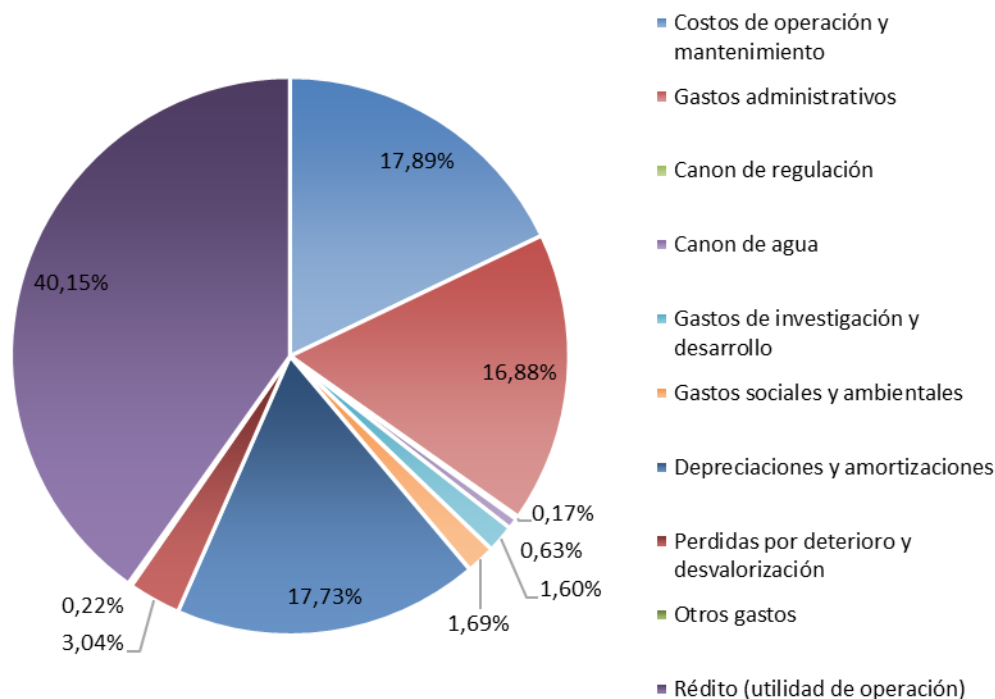
Fuente: Elaboración propia

Cuadro N° 58
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y colones
Periodo 2023

RUBROS TARIFARIOS	Cifras según ARESEP	Peso relativo
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	₡1 633,84	17,89%
<i>Gastos administrativos</i>	₡1 541,53	16,88%
<i>Canon de regulación</i>	₡15,89	0,17%
<i>Canon de agua</i>	₡57,68	0,63%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	₡145,96	1,60%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	₡154,32	1,69%
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	₡1 619,70	17,73%
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	₡277,99	3,04%
<i>Otros gastos</i>	₡20,04	0,22%
<i>Rédito (utilidad de operación)</i>	₡3 667,24	40,15%
Total	₡9 134,19	100,00%

Fuente: Elaboración propia

Gráfico N° 3
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



Fuente: Elaboración propia

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En el presente estudio tarifario no se incorporan ajustes en la estructura tarifaria del sistema de generación, considerando que ni Coopelesca ni la Autoridad Reguladora lo estimaron necesario.

De acuerdo con el análisis regulatorio realizado por la Intendencia de Energía, tomando como referencia las tarifas vigentes, corresponde aplicar una disminución de 6,10% para el último trimestre de 2021 (octubre-diciembre), un aumento de 0,06% para el 2022 y una disminución de 1,60% para el 2023.

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

Se mantiene la estructura monómica y de segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación (columna 2, 3 y 4).

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

Cuadro N° 59
Sistema de generación Coopelesca
Estructura de costos del sistema de generación.

Coopelesca Sistema de generación	Estructura vigente a partir del 1- 01-2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-10-2021 al 31-12-2021	Estructura propuesta a partir del 1-01- 2022 al 31- 12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-01- 2023
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo cada Punta kWh	60,98	57,26	61,02	60,01
Periodo cada Valle kWh	45,61	42,83	45,64	44,88
Periodo cada Noche kWh	29,99	28,16	30,01	29,51

No obstante, es necesario señalar que en función a la tarifa vigente (columna 1), se obtuvo para el último trimestre de 2021 una disminución 6,10%, para el 2022 un aumento del 0,06% y para el 2023 una disminución de 1,60%, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente. Sin embargo, conforme las nuevas tarifas se vayan implementando, la variación que experimentan los usuarios del sistema de generación de Coopelesca, a nivel de facturación de un año a otro registra diferencias, precisamente porque la base va cambiando siendo que los precios propuestos (columna 2, 3 y 4) son diferentes entre sí, de manera que al calcular la variación en los precios propuestos de un periodo a otro da como resultado para el caso del 2021 de un ajuste del -6,10%, para el 2022 un aumento de 6,57% y para el 2023 una disminución de -1,67%.

[...]

VII. CONCLUSIONES:

1. *La cooperativa solicitó ajustes del 0,08% para el último trimestre de 2021 (Octubre-Diciembre), de un 3,81% para el año 2022 y de un 3,91% para el año 2023, para el servicio de generación que presta.*
2. *Se liquida los periodos del 2018, 2019 y 2020 tomando los ingresos reales reportados en los anexos de la resolución RIE-089-2016. Esto implica que no se reconocen los ingresos por ventas de excedentes de energía a Coopeguanacaste, al no cumplir con lo dispuesto por la Ley N° 7593.*
3. *Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Coopelesca obtendrá ingresos por ¢9 329,9, ¢9 153,3 y ¢9 032,8 millones de colones para el 2021, 2022 y 2023 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢47,64 para 2021, ¢48,43 para el 2022 y ¢47,64 para 2023.*
4. *Se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Coopelesca de 6,10% para el último trimestre de 2021, un aumento de 0,06% para el 2022 y una disminución de 1,60% para el 2023.*
5. *Coopelesca, según proyección se muestra una ejecución promedio del 98,01% de las obras previstas en generación eléctrica, para el periodo 2016-2020. Resalta lo relativo al porcentaje de ejecución obtenido, que no puede determinarse que corresponda a un adecuado planeamiento de las obras por ejecutar, así como verificar la necesidad económica en proyectos que así lo requieran para la ejecución de obras mayores o macro inversiones, dado que al no presentar las solicitudes tarifarias correspondientes a los años liquidados, no permite dar un adecuado seguimiento y control por parte de la Autoridad Reguladora a dichas erogaciones, menos comprobar que las mismas obedezcan a la mejora de los índices de calidad, o al deterioro por vida útil de algunos de los proyectos actualmente en funcionamiento (Fuente: Dispositivo USB\Carpeta digital ET-032-2021\Cap#4\4.1 Índices ejecución\4.1.1 Informe ejecución, folio 04).*
6. *Las justificaciones aportadas por el Coopelesca resaltan la necesidad de cumplir con las metas y esfuerzos necesarios para garantizar la calidad y continuidad del servicio, mantener su cobertura según la estimación de*

estas consideradas en el plan de mantenimiento junto con la circunspección de los recursos disponibles.

- 7. El rédito para el desarrollo calculado a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, corresponde a una tasa (Rk) de 7,69%. Mientras que el rédito ajustado para el año 2021 es de 8,69%.*
- 8. Base tarifaria, el cálculo de Aresep, se utilizó como base el cálculo de AFNORP disponible en el ET-130-2015, el cual contra dicho estudio es que se efectúan las liquidaciones de los periodos 2018, 2019, 2020, se adiciona efecto del periodo 2015 según estados financieros de la empresa, las adiciones y retiros de activos reconocidas por la IE de las liquidaciones 2016 y 2017, según ET-005-2019, las adiciones y retiros reportadas por el área de Fiscalización de la IE para los periodos 2018, 2019 y 2020 y las proyecciones realizadas por dicha área para los periodos 2021, 2022 y 2023, se presentaron diferencias con Coopelesca en la revaluación de activos y depreciación de activos revaluados que por ende afectan el cálculo del AFNOR por las variables Activo Fijo Revaluado y Depreciación de Activos Revaluados, ya que los parámetros utilizados por Coopelesca para el cálculo del índice de revaluación son mayores que los indicados por el área de Inteligencia de Negocios de la IE.*
- 9. Liquidación 2018, para el canon de regulación aplicando la metodología vigente en el cual se determina el peso % de los ingresos del estado auditado y el canon que estuvo vigente en el 2018 el cálculo es mayor por \$3.3 millones según lo solicitado por Coopelesca, en gastos administrativos se reconocieron un gasto por diferencias cambiarias y avalúos que estaban registrados en distribución y se reclasificaron a generación, no se reconocen Gastos sociales y ambientales por \$46.4 millones de PH LA UNION relacionados a telecomunicaciones para la población vulnerable cercana al proyecto y en el capital de trabajo de 2018 Coopelesca no efectúa el cálculo como indica la metodología vigente y ante la ausencia de cuenta por cobrar a asociados se mantiene lo reconocido en el ET-0130-2015*
- 10. Liquidación 2019, Coopelesca solicitó en su liquidación tarifaria para el periodo 2019, un monto a favor de \$1 452,59 millones a su favor, después de la revisión de los componentes de la liquidación a saber ITAZ, GTAZ, y el cálculo de la base tarifaria y la depreciación según se describe en el apartado E., de este estudio, así como el canon de regulación aplicando la metodología vigente, junto con las respectivas justificaciones por parte*

de la cooperativa se determinó que para alcanzar el rédito estimado para ese año en el estudio anterior (ET-0130-2015) a saber 7.71% la suma es de \$1 376,30 millones a favor de la cooperativa; el capital de trabajo, Coopelesca no efectúa el cálculo como indica la metodología vigente y ante la ausencia de cuenta por cobrar a asociados se mantiene lo reconocido en el ET-0130-2015.

11. Liquidación 2020, el gasto del IVA no acreditable reconocido fue menor al solicitado por la cooperativa, al considerar lo dispuesto en los plazos de exención otorgados por el Ministerio de Hacienda a Coopelesca según la autorización número AL-00441407-20 que rige por un lapso de seis meses (desde el 22 de octubre de 2020 y hasta el 22 de abril de 2021) y basándose en la información certificada que se detalla con una periodicidad mensual, se procedió a excluir el equivalente a seis meses, es decir los meses completos desde noviembre de 2020 hasta abril del 2021, ajustando los montos por concepto de “Gasto no acreditable” atribuible al sector electricidad, dada la imposibilidad material de realizar el cálculo considerando un corte al 22 de octubre 2020 y abril 2021. Se cotejaron los montos incorporados en esta certificación con los de los formularios y los registros presentados por la Cooperativa, al identificar que existían diferencias, se consideró que la certificación era la fuente de información más viable, dado su nivel de detalle, por lo que se validan los montos certificados por el CPA.

En el gasto por depreciación de Coopelesca es mayor que el cálculo realizado por esta Intendencia, revisando el cálculo de la cooperativa se presentan datos como valores a los cuales no se les puede dar trazabilidad.

12. Sobre el estudio tarifario ordinario 2021 se concluye que las principales diferencias entre lo calculado por la IE y lo remitido por el Coopelesca son:
 - En este año, que es el año base como se explica en el apartado f. análisis financiero, I. criterios regulatorios aplicados, i. proyección del año 2021, tiene un efecto en los cálculos de todos los rubros de gastos efecto que también afecta los otros años de proyección ya que a los mismos se le está aplicando sobre este año la inflación estimada.
 - Otro rubro en importancia es el IVA no acreditable tal como se indica en el apartado III inciso 2.f.i criterios regulatorios aplicados, también se puede visualizar “PT-IVA NO ACREDITABLE 2021 AL 2023.xlsx”) en los anexos.

- *Es importante también destacar que el archivo de cálculo de la base tarifaria se tomó como se indica en apartado E., así como la respectiva depreciación.*

13. Ordinario 2022, La principal diferencia en el año 2022 radica en el cálculo del año base 2021 así como el cambio de inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,38% estimado por la IE.

14. Ordinario 2023, La principal diferencia en el año 2023 radica en la inflación que paso de un 2% estimado por el petente a un 1,20% estimado por la IE.

15. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone disminuir en un -6,1% en la tarifa del sistema de generación que presta Coopelesca a partir del 01 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, para el periodo 2022, se propine un aumento del 0,06% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022 y para el periodo 2023 una disminución del -1,60% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2023.

[...]

- II.** Que, en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0108-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

1. Defensoría de los Habitantes de la República de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-007-137653. Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépez, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Paul Steven Briceño Quintero, portador de la cédula de identidad número 5-0349-0580, debidamente autorizado. Presenta escrito según oficio DH-DEED-1172-2021 (visible a folio 75).

Notificaciones: correo electrónico: kzeledon@dhr.go.cr yrmeza@dhr.go.cr

La Defensoría de los Habitantes se opone a la solicitud presentada por Coopelesca para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los períodos 2018, 2019 y 2020, así como a la fijación ordinaria para los períodos 2021, 2022 y 2023, tramitada en el expediente ET-032-2021. También se opone a la solicitud para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los períodos 2018, 2019 y 2020, y a la fijación ordinaria de los períodos 2021, 2022 y 2023, tramitada en el expediente ET-033-2021.

A continuación, los argumentos presentados en su oposición por la Defensoría de los Habitantes:

- 1. La oponente manifiesta su preocupación y molestia porque, en su criterio, los expedientes ET-032-2021 y ET-033-2021 carecen de una estructura mínima para el análisis de los datos, debido a que la liquidación de los períodos anteriores y la solicitud ordinaria están mezcladas, indicando que en algunos casos se presenta tal cantidad de información que es difícil precisar lo que se propone y que en otros casos falta resumir la información, lo cual dificulta dar trazabilidad a la información. Al respecto, considera que la Aresep no debió dar la admisibilidad y hace la advertencia para que en adelante se ponga atención a la forma en que las empresas presentan la información que sustenta las solicitudes, para facilitar la participación ciudadana en las audiencias públicas.*

Al respecto, se le indica a la Defensoría de los Habitantes que la Autoridad Reguladora reconoce la complejidad técnica que implica la presentación y tramitación de un estudio tarifario, no sólo por el volumen de información y documentación que se requiere para analizar todas las variables que sustentan la aplicación de las metodologías vigentes, sino también porque la materia regulatoria es muy especializada. Además, en este estudio en específico, ciertamente la tramitación simultánea de la liquidación de períodos anteriores (2018, 2019 y 2020) y del ajuste ordinario (2021, 2022 y 2023) implica un desafío adicional que tiene que ver como la gestión y análisis de un mayor volumen de información y documentación.

No obstante, se aclara al oponente que las metodologías tarifarias aplicables a operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, para la tramitación de ajustes en sus sistemas de generación (RJD-141-2015), transmisión (RJD-140-2015) y distribución (RJD-139-2015), prevén un mecanismo de liquidación de períodos anteriores. Por ello,

en relación con la tramitación simultánea de estos dos ajustes (liquidación y estudio ordinario), se le indica al oponente que en respuesta a la consulta realizada por la Intendencia de Energía, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), por medio del oficio OF-0508-CDR-2020, del 4 de setiembre de 2020, emitió criterio técnico al respecto, señalando que las liquidaciones de períodos anteriores deben ser tramitadas dentro de un estudio ordinario.

Sin embargo, se aclara que la información y documentación presentada por Coopelesca, como consta en el expediente público, estaba debidamente organizada, de manera que los equipos técnicos pudieron identificar sin problema la información y documentación que respaldaba el ajuste por concepto de liquidación para cada uno de los años, así como la información y documentación aportada por la empresa para sustentar la petición de ajuste ordinario. En este sentido, precisamente por la complejidad que implica un estudio tarifario, la información y documentación es presentada en atención a requerimientos específicos de los cinco procesos especializados que intervienen: Tarifas de Energía, Calidad de Energía, Inteligencia de Negocios, Fiscalización y Asesoría Jurídica.

En función de lo anterior, tal y como consta en el informe técnico, la Intendencia realizó el análisis de la liquidación de períodos anteriores, precisando por separado, para cada año objeto de liquidación (2018, 2019 y 2020), el tratamiento regulatorio realizado, los criterios aplicados y la comparación entre lo pretendido por la empresa versus lo reconocido a nivel técnico por la Intendencia. Esto fue posible porque Coopelesca presentó debidamente organizada y por separado la información para cada uno de los años que pretendía liquidar.

Por otro lado, se aclara a la Defensoría que la Intendencia realizó la verificación de los requisitos técnicos y legales establecidos para el otorgamiento de la admisibilidad. De hecho, como consta en el expediente público, la Intendencia tramitó los autos de prevención AP-0063-IE-2021 y el AP-0064-IE-2021, para los sistemas de generación y distribución, respectivamente. Sin embargo, como es conocido por la Defensoría, el análisis por el fondo inicia después de otorgada la admisibilidad, etapa en la cual la Autoridad Reguladora, haciendo uso de las competencias que le otorga la Ley N.º 7593, puede excluir de manera parcial o total todos aquellos rubros que no estén relacionados con la prestación del servicio público, que no están debidamente

justificados, que no sean trazables o, en su defecto, que sean considerados excesivos o desproporcionados.

En cuanto al criterio de la Defensoría, que considera que la petición podría haber sido presentada de manera diferente, esta Intendencia toma nota de sus manifestaciones, con el propósito de valorar, bajo un enfoque de mejora continua, acciones que contribuyan a mejorar la presentación de las peticiones tarifas, si es que así corresponde.

- 2. La Defensoría de los Habitantes considera que la tramitación simultánea de la liquidación tarifaria de períodos anteriores y del estudio ordinario, dada la forma en que se organiza la información, limita la comprensión del efecto neto del ajuste solicitado por Coopelesca R.L. para los períodos 2021, 2022 y 2023. En este sentido, considera que la Autoridad Reguladora debe rechazar las solicitudes tarifarias tramitadas bajo los expedientes ET-032-2021 y ET-033-2021, señalando que es posible realizar el seguimiento de los planes realizados y a realizar por la empresa. También indica que dentro del análisis se encuentran excesos en términos de gastos, modificaciones a las estimaciones de gastos y los ingresos, erogaciones que no se estimaron y una supuesta compra de centrales eléctricas en un solo período, lo que a criterio de la Defensoría de los Habitantes estaría dando como resultado un aumento desproporcionado en los gastos. Y que se estaría reconociendo un rédito para el desarrollo que no se justifica, siendo que la intención de la empresa es ocultar ineficiencias y deficiencias de su gestión.*

Como se indicó en la respuesta dada al argumento anterior, de acuerdo con el criterio técnico emitido por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), mediante el oficio OF-0508-CDR-2020, del 4 de setiembre de 2020, las liquidaciones de períodos anteriores deben aplicarse como parte de un estudio tarifario ordinario. Este es el caso de la presente petición tarifaria presentada por Coopelesca que, como se indicó, la información y documentación presentada permite desarrollar, de manera transparente, en análisis regulatorio de los dos procedimientos.

En lo que corresponde a la liquidación, es necesario aclarar que el procedimiento consiste en comparar las estimaciones de ingresos y gastos que sustentaron la fijación tarifaria que se pretende liquidar, con los datos reales (ingresos y gastos) registrados al finalizar la vigencia de las tarifas. Lo anterior implica que una liquidación podría dar como

resultado un ajuste a favor de los abonados, cuando se determina que la empresa percibió mayores ingresos o registró menos gastos que los estimados; o bien podría dar como resultado un ajuste a favor de la empresa, cuando se determina que sus ingresos fueron menores o sus gastos mayores a los reconocidos al momento de fijar la tarifa que estuvo vigente.

En el presente estudio tarifario Coopelesca solicitó la liquidación de tres períodos (2018, 2019, 2020), presentando para cada año su propuesta, el análisis correspondiente y la información requerida; así como el efecto neto acumulado y la forma en que solicitó su aplicación. En este sentido, como se puede apreciar en el informe técnico, la Intendencia procedió a analizar de manera detallada y rigurosa la propuesta, considerando que la metodología no establece una forma específica para la presentación de una liquidación dentro de un estudio ordinario.

Lo anterior adquiere relevancia porque la forma sugerida por la Defensoría ciertamente podría ser una manera alternativa de hacerlo, pero no es la única; considerando que una solicitud de liquidación está determinada, en su alcance y forma, por el tiempo transcurrido entre un ajuste ordinario y otro, el período que se pretende liquidar (en este caso 2018, 2019 y 2020), el tiempo transcurrido entre el fin del período tarifario que se pretende tarifar y la presentación de la solicitud de liquidación, el período tarifario propuesto para el ajuste ordinario (en este caso, 27 meses) dentro del cual se presenta la liquidación, así como el período y la forma en que el prestador pretende aplicar la liquidación.

No obstante lo anterior, se le indica a la Defensoría que en el apartado de liquidaciones se confirma que la Intendencia realizó un análisis separado de cada período, tal y como lo presentó la empresa, precisando de manera detallada el tratamiento regulatorio de cada una de las partidas que correspondía liquidar, tanto por el lado de los ingresos como de los gastos, indicando los criterios utilizados, así como la comparación entre lo pretendido por la empresa y lo reconocido por la Intendencia. Para cada año, producto de la liquidación, se precisa si lo que corresponde es un ajuste a favor de los abonados o a favor de la empresa. También se presenta, de manera comparada, el efecto neto acumulado de lo que corresponde aplicar por concepto de liquidación versus lo pretendido por Coopelesca. En este sentido, se indica que lo actuado por la Intendencia permite cumplir con lo dispuesto a nivel metodológico de manera transparente.

En lo que respecta a lo señalado por la Defensoría, sobre la identificación de excesos en términos de gastos, se le recuerda a la Defensoría que, al amparo de lo establecido en los artículos 31 y 32 de la ley 7593, la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso para velar por el principio de servicio al costo, lo cual implica verificar que todos los ingresos, gastos, costos e inversiones estén relacionados con la prestación del servicio público regulado, que están debidamente justificados, así como ajustar lo que corresponda en caso de que se identifiquen gastos excesivos y desproporcionados. Así, en el informe técnico, tanto en el apartado de liquidación como en el apartado de ajuste ordinario, se puede constar lo indicado, siendo que se compara lo pretendido por la empresa al momento de presentar la petición con lo recomendado por los equipos técnicos de la Intendencia.

Por último, la Defensoría se refiere a la supuesta compra de centrales eléctricas en un sólo período y al efecto desproporcionado que tendría en el gasto. Al respecto, se le aclara que en este estudio tarifario, en cumplimiento con lo dispuesto en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF 16), lo que Coopelesca solicitó fue la incorporación de las plantas P.H. La Esperanza y P.H. Agua Zarcas que se encontraban como arrendamiento operativo, a su base tarifaria, y realizar el tratamiento regulatorio tal y como lo establece la metodología.

En el caso del proyecto Fotovoltaico Solar Santa Rosa, Coopelesca lo capitaliza directamente a su base tarifaria.

3. *La Defensoría de los Habitantes reitera lo señalado en los dos argumentos anteriores, pero se enfoca en el sistema de generación, ET-032-2021, por medio del cual Coopelesca solicita la liquidación de los períodos 2018, 2019 y 2020, así como la fijación ordinaria para los períodos 2021, 2022 y 2023, reiterando que resulta inaceptable que se mezclen la liquidación y una solicitud de fijación ordinaria, pues considera se deben tratar de manera independiente para dar transparencia y trazabilidad en lo que se está solicitando. En este contexto, la Defensoría señala que hizo el estudio respectivo.*

En atención a lo indicado por la Defensoría, la Autoridad Reguladora reconoce, en efecto, que los dos cuadros que incorpora en su oposición, específicamente en el apartado “2.2. Sistema de generación ET-032-2021: liquidar periodos 2018, 2019 y 2020 y fijación ordinaria para los

periodos 2021, 2022 y 2023”, corresponden al efecto neto de la propuesta de liquidación y ajuste ordinario presentada por Coopelesca. Estos cuadros resumen, presentados por Coopelesca, son un medio válido para sintetizar la propuesta de su solicitud de ajuste tarifario, lo cual permite una mejor comprensión de la petición, considerando que, como se indicó, es un estudio complejo que contempla la liquidación de períodos anteriores como parte de un nuevo estudio ordinario.

Además, como consta en el expediente público, el análisis integral de la petición de Coopelesca revela que si se presentó de manera separada la propuesta de liquidación, para cada uno de los años que se pretende liquidar, así como para el ajuste ordinario. Lo anterior se confirma en el folio 4, carpeta Cap. 9, 9.1 Gastos de liquidación, del expediente público ET-032-2021.

Prueba de ello es que los equipos técnicos de la Intendencia, como se puede valorar en el informe regulatorio, no enfrentaron, en lo que respecta a la organización y presentación de la información, situaciones que limitaran el desarrollo del estudio tarifario, precisamente porque el petente presentó de manera separada la liquidación de cada año, así como del estudio ordinario. Es decir, aunque el oponente tiene su propia visión sobre la forma en que considera debería haberse presentado la síntesis de la petición, lo cierto es que del análisis integral de ajuste presentado se puede concluir que Coopelesca sí presentó los estudios separados en los términos sugeridos por el oponente.

Por otro lado, la Autoridad Reguladora coincide con lo manifestado por la Defensoría, en el sentido de que se debe realizar el análisis regulatorio teniendo en consideración la coyuntura socioeconómica que enfrenta el país, como consecuencia de la emergencia sanitaria provocada por el COVID-19, dado que la Ley N° 7593 establece la obligación de armonizar los intereses y necesidades de usuarios, consumidores y prestadores de los servicios públicos regulados. En este sentido, en efecto la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de velar por la articulación y el balance dinámico de una serie de principios regulatorios igualmente importantes, como es el caso del servicio al costo, equilibrio financiero, equidad social, eficiencia económica y sostenibilidad ambiental, entre otros, incluido el de armonización de intereses y necesidades entre usuarios, consumidores y prestadores.

En lo que respecta el mercado de generación, se le indica al oponente que la Intendencia de Energía dispone de información histórica real sobre la producción en unidades físicas de cada una de las plantas o centrales que forman parte del sistema de generación de Coopelesca, información que es utilizada por el proceso de Inteligencia de Negocios, mediante el uso de técnicas estadísticas, para valorar técnicamente las estimaciones presentadas por Coopelesca. En este sentido, en el informe técnico el oponente puede precisar el tratamiento regulatorio dado a la producción de cada una de las plantas o centrales de generación, para efectos de sustentar las estimaciones de los períodos 2021, 2022 y 2023. Sin embargo, se aclara que lo que el oponente interpreta como una mezcla de la liquidación con el ordinario, es lo que corresponde realizar a nivel metodológico, considerando que el ajuste por concepto de liquidación se materializa como parte integral del ajuste ordinario.

Por último, es necesario señalar que la liquidación del sistema de generación se debe realizar tomando como base la liquidación RIE-030-2016, cuya tramitación inició en 2015, de manera que por el tiempo transcurrido, ciertamente en materia de inversiones se identifican diferencias importantes respecto a las estimaciones realizadas en su momento. Sin embargo, de acuerdo con la metodología, tal y como consta en el informe, el equipo técnico del proceso Fiscalización realiza el análisis de todas las inversiones ejecutadas durante el período a liquidar, con el fin de precisar las adiciones y los retiros que corresponde reconocer, insumo que es requerido para la estimación de la base tarifaria y el rédito para el desarrollo. En este sentido, según lo solicitado por la Defensoría, la Intendencia de Energía analizó detalladamente la información y justificaciones presentadas por Coopelesca en materia de inversión, según consta en el informe técnico.

Finalmente, en lo que corresponde al tratamiento de los arrendamientos operativos, durante los períodos que corresponde liquidar, se le indica al oponente que tal y como se le indicó en el punto 2 anterior, lo actuado fue en cumplimiento a lo dispuesto en la NIIF 16, las plantas dejan de registrarse como un arrendamiento operativo y pasan a ser parte de su base tarifaria, tal y como se detalla en el apartado III inciso 2f, iv “Reclasificación de arrendamientos operativos” del informe del sistema de generación.

4. *La Defensoría de los Habitantes reitera lo señalado en sus dos primeros argumentos, pero ahora centrando su atención en el sistema de distribución, ET-033-2021, por medio del cual Coopelesca solicita la liquidación de los períodos 2018, 2019 y 2020, así como la fijación ordinaria para los períodos 2021, 2022 y 2023. Señala el oponente que resulta inaceptable que se mezclen la liquidación y la solicitud de fijación ordinaria, pues considera se deben tratar de manera independiente para dar transparencia y trazabilidad en lo que se está solicitando.*

Se le indica al oponente, que este punto se desarrollará en el informe técnico de distribución, toda vez que son temas relacionados con ese sistema y no con el sistema de generación.

5. *Asimismo, el oponente señala su preocupación por la forma en que el petente realiza sus proyecciones de gastos y apela a la responsabilidad que tiene la Autoridad Reguladora de realizar inspecciones en propiedad, plantas y equipos destinados a prestar el servicio público, cuando estime conveniente para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, los costos, precios y las tarifas del servicio público y actuar de conformidad con lo establecido en el artículo 32.*

Al respecto, se le informa a la Defensoría que, tal y como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía realiza un análisis regulatorio riguroso, siendo que tiene la obligación de armonizar los intereses y las necesidades de los usuarios, consumidores y prestadores, velando por el cumplimiento del principio de servicio al costos que implica, en otras facultades, la de excluir del cálculo de la tarifa aquellos costos, gastos e inversiones que se consideren excesivos o desproporcionados.

Durante el desarrollo del estudio tarifario se informa al oponente que el proceso de Fiscalización programó visitas técnicas con el propósito de analizar, específicamente, las inversiones, adiciones y retiros, siendo que es un insumo regulatorio estratégico que incide en la base tarifaria y el rédito para el desarrollo. Además, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía, con base en fuentes oficiales procedió a realizar el ajuste de los parámetros económicos que corresponde aplicar y, en general, tramitó el estudio tarifario atendiendo lo dispuesto en las metodologías vigentes aplicables a los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural.

6. *El oponente le solicita a la ARESEP que en esta solicitud tome en cuenta el oficio 427-IE-2018 donde se comunica la “Aprobación propuesta de Estudio de fiscalización relacionado con la creación y adquisición de empresas por parte de COOPELESCA” la cual de acuerdo con la RE-0021-IE-2019 se iba a realizar en el 2019.*

Al respecto, cabe indicar que mediante el expediente OT-084-2018, se instruyó llevar a cabo el proceso de fiscalización de las plantas P.H. Agua Zarcas y P.H. La Esperanza. En dicho expediente se incorporaron los oficios 087-IE-2018 y 427-IE-2018, en los cuales se solicita la apertura del expediente administrativo y se forma el equipo de trabajo que llevará a cabo el proceso de fiscalización. En la actualidad dicha fiscalización se encuentra en trámite, aunque es necesario indicar a la Defensoría que se han registrado cambios importantes en el contexto regulatorio dentro del cual deben ser completado este proceso.

Al respecto, como se detalla en el informe técnico, la empresa Coopelesca presentó dentro de la liquidación del período 2019 del estudio tarifario de su sistema de generación la inclusión de las plantas P.H. Agua Zarcas y P.H. La Esperanza, a su base tarifaria, esto en cumplimiento con la NIIF 16, tal y como se puede observar dentro del apartado III, 2, f, IV “Reclasificación de arrendamientos operativos”.

Lo anterior implica que en el estudio ordinario, al definir la nueva estructura de costos, ya no se registran como arrendamientos operativo y la Intendencia de Energía realiza el tratamiento regulatorio de estos activos según lo establecido en la metodología vigente.

7. *Finalmente, la Defensoría recomienda a la ARESEP solicitar a los prestadores de servicios que para cada expediente se elabore un informe de la solicitud en cuestión donde se resuman en cuadros los datos de ingreso, costo, inversión, rédito, base tarifaria, etc., y que incluya el histórico de dichas cifras, entre otros aspectos, e identificando los cuadros fuentes donde se encuentran los datos base dentro del expediente tarifario. Considera la Defensoría que la forma en que COOPELESCA presentó actualmente la información en los expedientes tarifarios no cumple con el principio de transparencia y no permite que las personas interesadas ejerzan su derecho a la solicitud de rendición de cuentas ante los prestatarios de los servicios públicos. En este sentido, se recomienda a la ARESEP asumir la posición de un usuario típico y determinar la forma en que debe presentársele la*

información para que pueda realizar una participación efectiva en el proceso de audiencia pública.

Por último, se le indica a la Defensoría que esta Intendencia ha tomado nota de su recomendación, en el sentido de solicitar a los prestadores mejoras relacionadas con la forma de presentar la información que sustenta el estudio tarifario. Sin embargo, la Intendencia reitera que la información y documentación, en los términos en que fue presentada por Coopelesca, no limitó el desarrollo del estudio tarifario.

2. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRACE)

Cédula personería jurídica N° 3-002-413768, representada por el señor Federico José Rivera Ramírez, cédula de identidad número 01-0744-0118, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Carlos Roldán Villalobos, cédula de identidad número 4-138-436, debidamente autorizado. Presenta escrito (visible a folio 77).

Notificaciones: Al correo electrónico: dejecutiva@acograce.com

El señor Federico Rivera, presenta una coadyuvancia a la solicitudes de ajuste de las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para los períodos 2021, 2022 y 2023, presentada por Coopelesca R.L., indicando lo siguiente.

- a) El señor Roldán Villalobos manifestó que Coopelesca está solicitando aumentos escalonados y que el porcentaje de aumento a enero 2023 es preocupante, Coopelesca da energía eléctrica a hoteles, sector turismo que viene siendo muy afectado por la pandemia, los cuales pagan un costo de energía más alto en comparación a hace dos años, afectando de esta manera el sector que genera mucho empleo, factor que la Aresep debe tomar en cuenta.*
- b) Coopelesca está solicitando incluir en su pliego tarifario la tarifa TMT-b, el cual busca como objetivo coadyubar en la reactivación económica de la zona, sin embargo, hay que tomar en cuenta que muy pocas empresas se van a poder conectar directamente a esa tarifa, cumpliendo los requisitos de consumo y potencia, por lo que*

los usuarios que se vayan a conectar en alta tensión tendrán que hacer inversiones que tomarán tiempo.

- c) Coopelesca está compitiendo con países desarrollados con el fin de atraer inversiones, por lo que tiene que ofrecer una tarifa competitiva en media tensión, hay que ver a los países desarrollados donde es más barato servir en media tensión que al sector residencial, de nada sirve ofrecer a los usuarios de residencial una tarifa más barata si no tienen empleo para pagarla, por lo que el enfoque debe ser al sector productivo, que le permita competir, crecer y generar empleos.*
- d) Analizando la solicitud, los costos que le traslada Coopelesca a los usuarios son en resumen los costos de la generación propia, compra de energía al ICE y los costos propios de la empresa. Los costos de la compra de energía al ICE están subestimados, la generación estimada de Coopelesca es menor al promedio y a las estimaciones de ACOGRACE, representando un ahorro que no está siendo considerado, al igual que las ventas de energía se proyecta un bajo crecimiento, el cual no tiene sentido porque viene la reactivación económica.*
- e) Se propone que se apruebe la incorporación de las tarifas de usuarios directos y la TMT-b recordando la posibilidad de que las empresas certificadas en ISO 50000-1 tengan acceso a esa tarifa, pero también se recomienda que la ARESEP tome en cuenta la situación que está viviendo el país de manera que, no haya un aumento en sus tarifas TMT-b y así no afecte más al sector hotelero y a la llegada de nuevas empresas a la zona norte, lo va a que permita generar nuevos empleos.*
- f) Se le pide a la Aresep que entienda que, no se pueden tomar ahorros o las liquidaciones y repartirlos entre todos los usuarios, sino aprovechar y tener una TMT-b más barata, ya que no tiene sentido que a una empresa se le ofrezca una energía más cara que a una casa que produce pérdidas, los ahorros deben ser para mantener la TMT y reactivar el sector productivo de la zona que abastece Coopelesca.*

Se le agradece a ACOGRACE su participación, la Aresep es consciente del papel que juega la industria, en este caso el sector hotelero de la zona norte, el cual abastece Coopelesca, y su

importancia en la reactivación económica, por lo que se ha venido trabajando en tarifas diferenciadas que aporten al gran trabajo que han venido realizando las empresas reguladas.

Es importante informarle que esta Intendencia ha realizado esfuerzos importantes en transparentar los costos que se incluyen en las tarifas eléctricas del servicio en baja y media tensión, así como el impacto que tienen en la curva de carga cada uno de los sectores (residencial, comercio y servicios e industria), de tal forma que la señal de precio que se proponga refleje de una manera más realista vía tarifa, el costo que se requiere para ofrecer el servicio a un usuario residencial, comercial e industrial.

Sin embargo, debemos recordar que la Intendencia de Energía es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, así como las leyes, decretos establecidos por los entes competentes, las políticas públicas contenidos en el Plan Nacional de Desarrollo y a los planes o políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo que permitan una mayor reactivación económica en el sector.

3. Nelson Jesús Ugalde Rojas

Cédula de identidad número 2-0571-0322.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.

Notificaciones: Al correo electrónico: nelson@agrepforestal.com

El señor Federico Rivera, presenta una coadyuvancia a las solicitudes de ajuste de las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para los períodos 2021, 2022 y 2023, presentada por Coopelesca R.L., indicando lo siguiente.

- a) Las tarifas que se están presentando van a permitir a la región ser mucho más competitiva en atracción de inversión, adicionalmente recalca la oportunidad de empleabilidad que va a dar un escenario importante en encadenamientos y emprendimientos de la región, lo que va a permitir que Coopelesca tenga tarifas más competitivas que otras operadoras de energía.*

- b) *Recalca la importancia de la TMT-b que va a establecer prácticas eficientes de consumo energético.*
- c) *Indica que la Cooperativa ha tenido la transparencia de explicar lo que ha venido haciendo, y la intención de Coopelesca nunca ha sido perjudicar al contribuyente o en este caso al abonado.*
- d) *Por último, recalca que, como abonado no se verá directamente beneficiado, porque le aumentarán la tarifa, pero al final un ajuste va a permitir mayor empleabilidad en la región mejorando el índice de pobreza, atracción de inversión y un crecimiento real de la región.*

Se agradece los comentarios del señor Ugalde Rojas, se le informa que la revisión realizada por parte de esta Intendencia es exhaustiva para todos los rubros contemplados en la tarifa, de conformidad con la metodología vigente y de acuerdo con los artículos 30, 31 y 33 de la Ley 7593 indica lo siguiente:

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

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

“[...] 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 “[...]”

“[...] 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 “[...]”*

“[...] Artículo 33.- Justificación de las peticiones

Toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada. Además, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas, por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición. “[...]”

Por lo anterior la Intendencia vela que en las fijaciones tarifarias se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio público regulado con el fin de que los usuarios posean tarifas competitivas que contribuyan a la reactivación económica del sector.

4. Lidia Morales Rojas

Cédula de identidad número 2-0396-0313.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta escrito.

Notificaciones: Al correo electrónico: lidiakg@gmail.com

La señora Lidia Morales se opone a la solicitud de ajuste de las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para los períodos 2021, 2022 y 2023, presentada por Coopelesca R.L., argumentando lo siguiente.

- a) *La cooperativa no ha solicitado ajustar las tarifas en tantos años, lo significa para la oponente que las tarifas están cumpliendo con los costos de producción.*

Se le indica a la oponente que en el 2017 Coopelesca solicitó un ajuste en las tarifas de generación y distribución de energía eléctrica, bajo los expedientes ET-038-2017 y ET-037-2017, respectivamente, en los cuales mediante las resoluciones RIE-097-2017 y RIE-098-2017, se resolvió admitir el retiro de la solicitud

tarifaria para ambos sistemas y se archivó los expedientes administrativos, según lo solicitado por la Cooperativa mediante el oficio Coopelesca–GG-533-2017.

Posteriormente, en los expedientes ET-060-2017 y ET-061-2017, Coopelesca volvió a presentar una solicitud tarifaria para los sistemas de generación y distribución, respectivamente. Mediante la resolución RIE-0123-2017 la IE rechazó la solicitud tarifaria del sistema de generación presentada por la empresa, debido al tratamiento contable, legal y financiero dado a las plantas PH Aguas Zarcas y P.H. La Esperanza, de conformidad con lo establecido en las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) y Normas Internacionales de Información Financiera. Para el sistema de distribución la IE les fijó la tarifa mediante la resolución RIE-010-2018.

En el 2019, Coopelesca presenta una solicitud tarifaria para los sistemas de generación y distribución, los cuales se tramitaron bajo los expedientes ET-005-2019 y ET-006-2019, en esta oportunidad Coopelesca solicitó únicamente la liquidación de los períodos 2016 y 2017. Mediante las resoluciones RE-021-IE-2019 y RIE-022-IE-2019 se resuelve la petición tarifaria de ambos sistemas.

Por lo anterior, se demuestra que Coopelesca en los últimos años ha presentado estudios tarifarios ante esta autoridad reguladora, y si por alguna razón las empresas reguladas consideran que en algún momento su equilibrio financiero puede estar siendo afectado, tienen la opción de solicitar una revisión tarifaria en ese momento de conformidad con lo establecido en la Ley 7593.

Ahora bien, en el año 2021. Coopelesca solicitó el presente estudio tarifario, del cual se desprende que, en el sistema de generación, para la liquidación del período 2019, se lleva a cabo la implementación de la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 correspondiente a arrendamientos, donde se deja de reconocer dentro de los gastos, la cuota correspondiente al arrendamiento de cada una de las plantas y se incluyen como parte de los activos de la empresa, los proyectos PH Aguas Zarcas y P.H. La Esperanza, además de la capitalización del proyecto Fotovoltaico Solar Santa Rosa, los cuales fueron revisados de una manera exhaustiva de conformidad con la metodología vigente, de manera que se garantice que se contemplen únicamente los costos

necesarios para prestar el servicio público regulado. El reconocimiento de dichas plantas incide directamente en el sistema de distribución de Coopelesca, además de la actualización de otras variables como por ejemplo el tratamiento del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

- b) La zona en concesión ha tenido un buen desarrollo y eso repercute directamente en que la cooperativa ha tenido un aumento en la cantidad de abonados, porque a pesar de la pandemia el cantón ha tenido actividades económicas y comerciales mejores que en otros cantones.*

Se le indica a la oponente que en cuanto al aumento de los abonados de Coopelesca producto del desarrollo que ha tenido la zona norte, se le indica a la oponente que en la página web de Aresep <https://aresep.go.cr/transparencia/datos-abiertos/precios-medios> se puede visualizar entre otros datos, los abonados que han tenido las empresas eléctricas a lo largo del tiempo.

En el caso de Coopelesca, del 2018 a mayo 2021 los clientes del bloque comercio y servicios han tenido un crecimiento importante pasando de 11 545 abonados en el 2018 a 12 962 a mayo 2021, el bloque industrial ha tenido un comportamiento a la baja en el periodo en consulta, pasando de 1 749 abonados a 1 723. Por su parte el bloque de media tensión A se ha mantenido constante en 9 usuarios exceptuando los meses de enero a setiembre 2019 que reportó 8 usuarios y los abonados de tarifa residencial han tenido un comportamiento al alza pasando de 81 677 abonados a 90 822.

Por lo anterior, si bien es cierto, Coopelesca ha experimentado un crecimiento en la mayoría de su estructura tarifarias en cantidad de abonados, esta no es una variable exclusiva para determinar o no una fijación tarifaria, dado que la ARESEP debe velar por el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y confiabilidad necesarios para la prestación óptima de tales servicios y la de fijar las tarifas de los servicios públicos que establece el numeral 5 de la Ley 7593.

- c) *La cooperativa ha realizado una gran labor en lo que es cobertura y por ende un crecimiento en abonados y no ha generado más costos marginales, puesto que ya las inversiones más grandes estaban hechas y por eso se ha podido sostener sin golpear a los hogares o a los asociados con el aumento de precios.*

Se le indica a la oponente que en cuanto a las inversiones grandes que indica que ya estaban hechas, el artículo 6 de la Ley 7593 establece lo siguiente:

*“[...] Artículo 6.- Obligaciones de la Autoridad Reguladora
Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:*

a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida. (...).

d) Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.” Lo subrayado no es del original.

Tal competencia la debe ejercer teniendo como parámetro principal el principio de servicio al costo, definido en el artículo 3, inciso b) de la Ley 7593:

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

Por lo anterior es responsabilidad de la Intendencia de Energía en realizar una exhaustiva revisión de los costos necesarios para prestar el servicio público, garantizando de ésta manera el equilibrio financiero de las empresas, donde le garantice que los ingresos tarifarios le permiten cubrir sus costos y gastos y el rédito para el desarrollo.

- d) Suponiendo que la cooperativa logre demostrar que necesita liquidez se debe recordar que ellos tienen otras unidades de negocios que generan ganancias, además del ingreso que generan las entradas a Pozo Verde.

Se le aclara a la oponente que en cuanto a los ingresos que puede generar la cooperativa en actividades ajenas al servicio regulado de suministro eléctrico, es necesario señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de la Aresep, cómo ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este contexto, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine, asimismo, 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 7593.

De ésta forma la IE sólo está facultada para regular y fiscalizar el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, el resto de las actividades que realice la Cooperativa como por ejemplo el almacén, telecomunicaciones y Palo Verde constituyen actividades no reguladas, a la luz de la citada ley, por lo que quedan excluidas de las competencias reguladoras de esta Autoridad.

En este contexto, la Intendencia de Energía, es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, no puede apartarse de lo establecido en las leyes, ni en las metodologías tarifarias vigentes.

5. Pedro Quesada Solís, Warner Mora Murillo, Miriam Murillo Arrieta,

Cédula de identidad número 2-199-579; Warner Mora Murillo, portador de la cédula de identidad número 108930379; Miriam Murillo Arrieta, portadora de la cédula de identidad número 501370166.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito. (visible a folio 68 al 73 y 88).

Notificaciones: Al correo electrónico daferzam@gmail.com.

Los firmantes de esta oposición señalan que están en contra de la liquidación tarifaria presentada por Coopelesca para los períodos 2018, 2019 y 2020, así como del ajuste ordinario de las tarifas del sistema de generación. En términos generales, su oposición se sustenta en cuatro argumentos.

- a) Los oponentes señalan una supuesta contradicción, considerando que el Gerente justifica la petición de fijación tarifaria, argumentando desequilibrio financiero debido a que no contaron con recursos suficientes para cubrir los costos, pero que por otro lado, se señala que Coopelesca requiere de la rentabilidad prevista en la metodología para cubrir inversiones, manifestando que si la cooperativa no puede cubrir sus costos no debería realizar inversiones y que además desconocen de ¿cuáles inversiones se trata?*

En respuesta a la oposición presentada por los interesados, se les indica lo siguiente. En primer lugar, que la metodología tarifaria vigente, aplicable al sistema de generación, prevé la realización de liquidaciones, de manera que la petición realizada por Coopelesca tiene sustento metodológico y la Autoridad Reguladora debe admitirla, para posteriormente realizar el análisis técnico para determinar lo que corresponde reconocer. Al respecto, se les indica a los oponentes que el proceso de liquidación consistente en comparar los ingresos y gastos estimados, al momento en que se realizó la fijación tarifaria, con los ingresos y gastos reales, una vez concluido el período en que estuvo vigente la tarifa.

Esta comparación entre datos estimados y reales implica que una liquidación podría dar como resultado un ajuste a favor de los abonados, cuando se determina que la empresa percibió mayores ingresos o registró menos gastos que los estimados; o bien podría dar como resultado un ajuste a favor de la empresa, cuando se determina que sus ingresos fueron menores o sus gastos mayores a los reconocidos al momento de fijar la tarifa que estuvo vigente. En este sentido, se remite a los opositores al apartado de las liquidaciones realizadas, con el fin de que puedan conocer el detalle

del tratamiento regulatorio brindado a todas las partidas de ingresos y gastos y, como podrán valorar en el presente estudio tarifario presentado por Coopelesca R.L. se identificación los dos casos.

Por otro lado, en lo que respecta al desarrollo de proyectos de inversión, hay que tener presente que la empresa regulada tiene la responsabilidad programar y ejecutar las inversiones que considere necesarias para garantizar la prestación del servicio en su zona de concesión geográfica, así como optar por el esquema de financiamiento que mejor se ajuste a su situación y el contexto regulatorio. Sin embargo, se les indica a los oponentes que la Autoridad Reguladora realiza un análisis detallado y riguroso para velar por el principio de servicio al costo. Lo anterior implica que todos los costos, gastos e inversiones deben estar relacionados con la prestación del servicio público y debidamente justificados. Además, la Autoridad Reguladora puede excluir gastos, costos e inversiones que sean consideradas excesivas o desproporcionadas.

En este sentido, en el informe técnico los oponentes pueden ver el detalle de los activos analizados en materia de inversiones, precisando la adiciones, retiros y porcentaje de ejecución reconocida. De acuerdo con la metodología, esta información incide en la cuantificación de la base tarifaria, así como del rédito para el desarrollo que contempla los recursos necesarios, entre otras cosas, para atender el financiamiento de las inversiones capitalizadas.

- b) Los firmantes de la oposición indican que la petición tarifaria presentada por Coopelesca para el sistema de generación, presentan una serie de cuadros y metodologías que no se ajustan a la realidad contable de la empresa, por lo que para ellos la solicitud no está bien fundamentada.*

Se les indica a los oponentes que en cuanto a las metodologías que no se ajustan a la realidad contable, de conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de la Aresep, como ente público, se rigen por el principio de

legalidad. En este contexto, la Aresep es el ente competente para fijar las tarifas y precios de los servicios regulados, de conformidad con las metodologías que ella misma determine. De igual forma corresponde a la Aresep 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 7593.

En este contexto la IE, es un ente aplicador de los instrumentos regulatorios desarrollados por el Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) y aprobados por la Junta Directiva, por lo que no puede apartarse de lo establecido en las metodologías tarifarias.

Así mismo el artículo 33 de la Ley 7593 establece en cuanto la justificación de las peticiones lo siguiente:

“Toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberá estar justificada. Además, los solicitantes tendrán que haber cumplido con las condiciones establecidas, por la Autoridad Reguladora, en anteriores fijaciones o en intervenciones realizadas en el ejercicio de sus potestades antes de la petición. (...).

Por lo anterior se desprende que la Intendencia es un ente aplicador de instrumentos regulatorios y es responsable de velar que las empresas reguladas cumplan con estas condiciones que establece la metodología vigente

Para los estudios tarifarios las empresas y cooperativas, al momento de presentar su petición, debe remitir a la Autoridad Reguladora la información que sustenta el ajuste solicitado. De acuerdo con la metodología, su petición debe realizarla tomando como marco de referencia los Estados Financieros Auditados, que son los que precisan la posición financiera de la empresa, así como los Estados Regulatorios que, de acuerdo con el proyecto de Contabilidad Regulatoria, permiten mayor transparencia en el manejo de la información asociada a la prestación del servicio público regulado.

En este contexto, se revisó que Coopelesca cumpliera con lo solicitado metodológicamente.

- c) Los oponentes señalan la operación de las plantas Aguas Zarcas y la Esperanza, mencionando al respecto que significaría mayores ingresos para la cooperativa, pero indican que no tiene sentido generar más si estos proyectos no son rentables

En cuanto a la entrada en operación de las plantas Agua Zarcas y la Esperanza, se les indica a los oponentes que ambas plantas pertenecen a Coopelesca R.L. desde hace varios años; es decir, no se trata de inversiones nuevas. Estas plantas con anterioridad al año 2019, Coopelesca las registraba en sus registros contables como una cuota de arrendamiento operativo, dentro de su estructura de gastos.

Ahora bien, para el presente estudio tarifario Coopelesca presentó el segundo semestre del 2019 la reclasificación de las plantas hidroeléctricas La Esperanza y Agua Zarcas a su base tarifaria, esto en cumplimiento con lo establecido por la NIIF16, según se puede observar en las carpetas SISTEMA GX\Gx\Cap#9\9.2 Liquidación Inversiones\9.2.2 Adición\L- 2019 Gx\AZ, Esp y Solar, la empresa presenta los montos capitalizados para dichos proyectos, visible en el archivo PI-11 LIQUIDACION Az, Esp, Solar, Aux liq 2019.., en el folio 4.

Cabe aclarar que, la norma NIIF 16 es una de las nuevas normas contables emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), cuya entrada en vigor fue el 01 de enero de 2019, para lo que se remite a los oponentes al apartado “IV Reclasificación de arrendamientos operativos” de este informe.

Realizado el análisis de dicha reclasificación, esta Intendencia reclasifica a la base tarifaria las plantas Hidroeléctrica Aguas Zarcas e Hidroeléctrica La Esperanza, por un monto de \$16,411.40 millones y \$7,269.89 millones, respectivamente.

Además, es importante mencionar en el folio 4, carpetas Gx\Cap#3\Mercado Generación\3.6 Contrato de Arrendamientos, la cooperativa aportó los contratos de arrendamientos dl Aguas Zarcas e Inversiones La Manguera también conocido como P.H. La Esperanza, y en el capítulo 5 relacionado al rédito aportó los contratos de las deudas de los proyectos en mención y las tablas de amortización respectivas.

- d) *En la declaración jurada el señor Omar Miranda Murillo, bajo fe de juramento declara que la cooperativa está al día en pago de las obligaciones tributarias, pero que a la fecha no ha cancelado excedentes a sus abonados y que nunca lo hecho, y que tampoco ha realizado las reservas de ley, razón por la cual no es cierto que la empresa está al día en el cumplimiento de sus obligaciones.*

Respecto a la referencia que hacen los oponentes sobre las obligaciones tributarias, se les indica que previo a brindar la admisibilidad del estudio tarifario, la Autoridad Reguladora realiza la valoración de todos los requisitos técnicos y legales establecidos. Sin embargo, se aclara que la Autoridad Reguladora, en lo que respecta a las Cooperativas de Electrificación Rural, solamente puede ejercer la regulación económica y de la calidad en lo que corresponde al suministro de energía eléctrica, que es la actividad regulada.

En este sentido el artículo 6 inciso c de la ley 7593, indica que corresponde a la Autoridad Reguladora:

[...]

Velar por el cumplimiento, por parte de las empresas reguladas de las obligaciones en materia tributaria, el pago de cargas sociales y el cumplimiento de las leyes laborales.
[...]

Por su parte la resolución RRG-6570-2017, del 29 de mayo del 2017, establece los requisitos para las solicitudes tarifarias presentadas ante esta Autoridad Reguladora. Así las cosas el apartado II punto 5 indica:

[...]

Estar al día con el pago de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales y el cumplimiento de las leyes laborales, incluyendo las de salud ocupacional. Deberá aportar una declaración jurada rendida ante notario público, que acredite dichos cumplimientos (artículo 6-Ley 7593). [...]

En este sentido, ante la solicitud de Coopelesca la IE verificó todos los requisitos de admisibilidad, correspondientes a las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales y el cumplimiento de las leyes laborales, incluyendo las de salud ocupacional, lo cual se evidencia en el OF-0557-IE-2021, el cual corresponde a la admisibilidad (folios 16 al 17).

Ahora bien, los oponentes manifiestan una preocupación sobre la repartición de excedentes a los asociados de Coopelesca, argumentado que nos se les ha reconocido en los últimos años. Sobre este punto se les indica que el estatuto de Coopelesca, entre otras cosas, regula la constitución y liquidación de excedentes. En este sentido el artículo 90 expresa lo siguiente:

[...]

Artículo 90: El remanente o excedente neto será aplicado a cada asociado según lo designe la Asamblea General de Delegados de la Cooperativa. [...]

De lo anterior se desprende que la asamblea general, será la autoridad suprema y sus acuerdos obligan a la cooperativa y a todos sus asociados, presentes y ausentes, siempre que estuvieren de conformidad con la ley, los estatutos y los reglamentos de la cooperativa.

En Los casos de que algún asociado siente vulnerado sus derechos en cuanto a la repartición de excedentes deberá acudir a las autoridades competentes para hacer valer sus derechos.

Finalmente, con respecto a las reservas de ley de la cooperativa, se les indica a los oponentes que, de acuerdo con la información aportada por la empresa en los estados financieros auditados del 2019 y 2020, en la nota 26 y en la 27, respectivamente, se evidencia los aportes a la reserva legal de un 10%, reserva de bienestar social de un 6% y reserva de educación por un 5%. (folio 4).

Por tanto, la Autoridad Reguladora no es competente para intervenir en la gestión que realiza la Coopelesca del resto de actividades no reguladas, como sería el caso de las políticas que

orientan la relación con sus asociados, la repartición de excedentes y la realización de reservas, a manera de ejemplo.

- e) Por último, se oponen al aumento por el daño económico y moral que causaría a los abonados, considerando los problemas de desempleo y falta de recursos.*

Se les indica a los opositores que esta Autoridad Reguladora comparte las preocupaciones manifestadas por los oponentes sobre la situación socioeconómica que enfrenta el país. Por ello, siendo que la Autoridad Reguladora tiene la responsabilidad de armonizar intereses entre prestadores, usuarios y consumidores, la Intendencia realiza un análisis técnico detallado y riguroso, de manera que el ajuste reconocido, en este caso para el sistema de generación de Coopelesca, este debidamente fundamentado, respetando los principios regulatorios de equilibrio financiero y servicio al costo, y asegurando la trazabilidad de la información utilizada para realizar los cálculos.

En este contexto, la Autoridad Reguladora agradece a los oponentes su participación y los insta a que valoren el informe técnico, considerando que contiene información valiosa para una mejor comprensión del tratamiento regulatorio dado a los temas que presentaron en su oposición.

6. Instituto Costarricense de Electricidad

Cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Johnny Randall Hume Salas, cédula de identidad número 03-0276-0808, en su condición de Apoderado General sin límite de suma, con facultades para representar a la Institución ante la Aresep en audiencias y otras diligencias relacionadas con la gestión de tarifas de servicios públicos.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 76)

Notificaciones: Al fax: 2003-0272 y al correo electrónico: rhume@ice.go.cr

De conformidad en el informe de oposiciones IN-0669-DGAU-2021 visible en los folios 89 y 90 del ET-032-2021, se consigna una oposición presentada por el ICE, sin embargo en la revisión de la información presentada por el Instituto se logró determinar que versa sobre temas relacionados con el sistema de distribución, el

cual se tramita en el expediente ET-033-2021 por lo que esta Intendencia analizará esta posición dentro del informe del sistema correspondiente (sistema de distribución ET-033-2021).

7. Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida

Cédula jurídica número 3-002-793035, representada por el señor Ernesto Javier Moreno Gómez, cédula de identidad número 1-0827-0740, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito. (visible a folio 80).

Notificaciones: Al correo electrónico direccionejecutiva@camaracgd.com

El señor Moreno Gómez se opone a la solicitud de ajuste de las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica para los períodos 2021, 2022 y 2023, presentada por Coopelesca R.L., argumentando lo siguiente.

- a) Indica que Coopelesca R.L. aplicó, para la fijación de la tarifa de acceso, una metodología no vigente, haciendo referencia al auto de prevención AP-0064-IE-2021, advirtiendo el oponente que el petente utilizó la metodología RJD-021-2015, la cual había sido derogada por medio de la resolución RJD-030-2016, razón por la cual solicita rechazar el ajuste de la Tarifa de Acceso.*
- b) Sobre la liquidación de la tarifa de acceso del período anterior, indica el oponente que en el expediente no fue posible identificar la justificación de la tarifa vigente para los siguientes ítems: rédito para el desarrollo y activos (base tarifaria), por lo que solicita a la IE valorar en las liquidaciones las justificaciones técnicas respecto del beneficio para los productores-consumidores por los activos (base tarifaria) y rédito para el desarrollo.*
- c) El oponente hace un señalamiento sobre información no disponible en el expediente público al momento de realizar la audiencia pública, refiriendo al oficio OF-0580-IE-2021 por medio del cual la IE hace la solicitud de información adicional requerida como insumo para la realización del análisis técnico de la petición tarifaria.*

- d) *Indica el oponente que le llama la atención el hecho de que la Tarifa de Acceso (T-TA), en ciertos períodos de consumo (valle y noche), sea mayor que la Tarifa de Media Tensión B (T-MTB), razón por la cual solicita una valoración de la razonabilidad y justificaciones técnicas por las cuales la energía producida y entregada a la red por parte del productor-consumidor sea de mayor valor (colones por cada kW) que la energía producida por Coopelesca R.L.*

Sobre los puntos anteriores de conformidad en el informe de oposiciones IN-0669-DGAU-2021 visible en los folios 89 y 90 del ET-032-2021, se consigna una oposición presentada por la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida, sin embargo en la revisión de la información presentada por la Cámara se logró determinar que versa sobre temas relacionados con el sistema de distribución, el cual se tramita en el expediente ET-033-2021 por lo que esta Intendencia analizará esta posición dentro del informe del sistema correspondiente (sistema de distribución ET-033-2021).

[...]

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

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

- I. Fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta La Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L. (Coopelesca) de la siguiente manera:
- Disminuir en un -6,1% la tarifa para el IV trimestre del 2021, a partir del 1 de octubre del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021.
 - Aumentar en un 0,06% la tarifa para el periodo 2022, a partir del 1 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.
 - Disminuir en un -1,60 la tarifa para el periodo 2023, a partir del 1 de enero del 2023.

Coopelesca Sistema de generación		Estructura vigente a partir del 1-1-2017 (RIE-030-2016)	Estructura propuesta a partir del 1-10-2021 al 31-12-2021	Estructura propuesta a partir del 1-1-2022 al 31-12-2022	Estructura propuesta a partir del 1-1-2023
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución					
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>					
Periodo Punta	cada kWh	60,98	57,26	61,02	60,01
Periodo Valle	cada kWh	45,61	42,83	45,64	44,88
Periodo Noche	cada kWh	29,99	28,16	30,01	29,51

- II.** Instruir al proceso de fiscalización de la Intendencia de Energía el inicio de un estudio para profundizar en las implicaciones técnicas, económicas, financieras y legales de la transacción de venta de excedentes de energía efectuadas por Coopelesca para los periodos 2018 y 2020 en consideración a los hallazgos presentados en el presente acto administrativo.

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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—(IN2021583614).