



RICARDO
SALAS
ALVAREZ
(FIRMA)

Firmado
digitalmente por
RICARDO SALAS
ALVAREZ (FIRMA)
Fecha: 2021.12.14
16:31:46 -06'00'



Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE Nº 255 A LA GACETA Nº 241

Año CXLIII

San José, Costa Rica, miércoles 15 de diciembre del 2021

389 páginas

**PODER LEGISLATIVO
PROYECTOS**

**PODER EJECUTIVO
DECRETOS**

**REGLAMENTOS
AVISOS**

**INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
INSTITUTO NACIONAL DE VIVIENDA Y URBANISMO
AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**NOTIFICACIONES
HACIENDA
MUNICIPALIDADES**

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

PODER LEGISLATIVO

PROYECTOS

PROYECTO DE LEY

REFORMA DE LEY N.º 7530 “*LEY DE ARMAS Y EXPLOSIVOS*” Y SUS REFORMAS, DEL 10 DE JUNIO DE 1995, ARTÍCULO N.º 23 Y REFORMA DE LEY N.º 8220 “PROTECCIÓN AL CIUDADANO DEL EXCESO DE REQUISITOS Y TRÁMITES ADMINISTRATIVOS” Y SUS REFORMAS, ARTÍCULO N.º 7.

Expediente N° 22.812

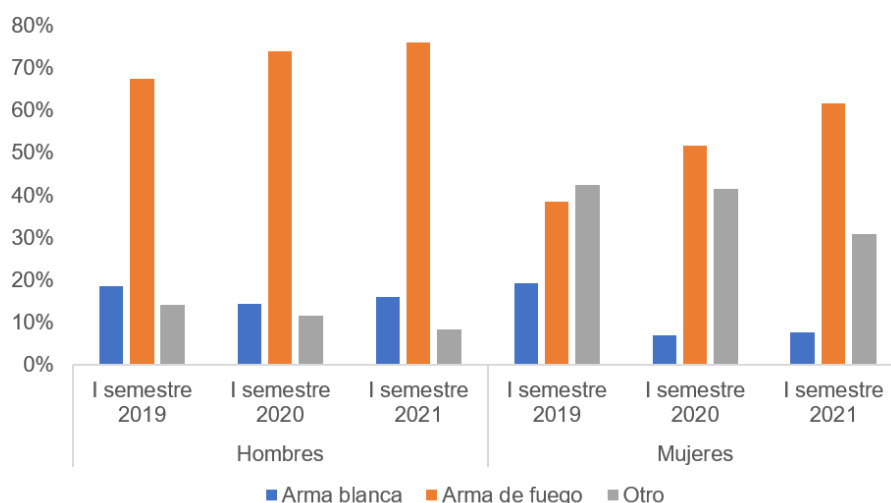
ASAMBLEA LEGISLATIVA:

En Costa Rica se ha posicionado y dado ejemplo de una cultura de paz y prevención de la violencia, donde independientemente de las creencias, ideas e incluso acciones se trata con respeto a las demás personas. La tolerancia y el diálogo han sido pilares en la construcción de la democracia y las relaciones sociales que han permitido ser una nación de paz. La historia ha dejado claro que la decisión de abolir el ejército e invertir en educación, salud y mejores condiciones para la vida de las personas que viven en Costa Rica, fue la correcta.

En 2019 se avanzó en la Asamblea Legislativa con una reforma del artículo 23 de la Ley N.º 7530 “*Ley de Armas y Explosivos*” en la que se aprobó la disminución de la cantidad de armas que puede tener una persona física, de tres a dos armas . Después de dos años las tasas de homicidios, femicidios e incluso accidentes por armas de fuego en hogares han disminuido; sin embargo, la violencia armada continúa siendo uno de los principales motivos de muertes en el país, tal como se observa en el comparativo adjunto¹.

¹ Ministerio de Justicia. (2019-2021). Observatorio de la Violencia. San José, Costa Rica.

Comparativo de homicidios dolosos según tipo de arma, I semestre del 2019, 2020 y 2021



Según el Centro Internacional para la Prevención del Crimen (CIPC), los países que tienen una tasa elevada de posesión de armas, mantienen también tasas elevadas de homicidios y suicidios². Incluso otros estudios han evidenciado que la portación de armas dentro de los hogares aumenta en 2.7 veces el riesgo para las mismas personas que habitan el espacio³.

Además, se debe mencionar que para la persona que porta un arma existen peligros como:

1. Aumento en las posibilidades de riesgo en accidentes, incluso letales.
2. Aumento del riesgo de suicidio para el propietario o los miembros de la familia.
3. Aumento del riesgo de que el mismo poseedor del arma pueda cometer delitos en casos de violencia doméstica, riñas u otras disputas.
4. Intentar defenderse de un agresor igualmente armado, puede provocar una tragedia, con resultados irreparables⁴.

Tal como lo menciona el Ministerio de Justicia de Costa Rica, los ajustes de cuenta, las riñas, las discusiones e incluso la venganza han sido las motivaciones en los últimos años para propiciar homicidios⁵.

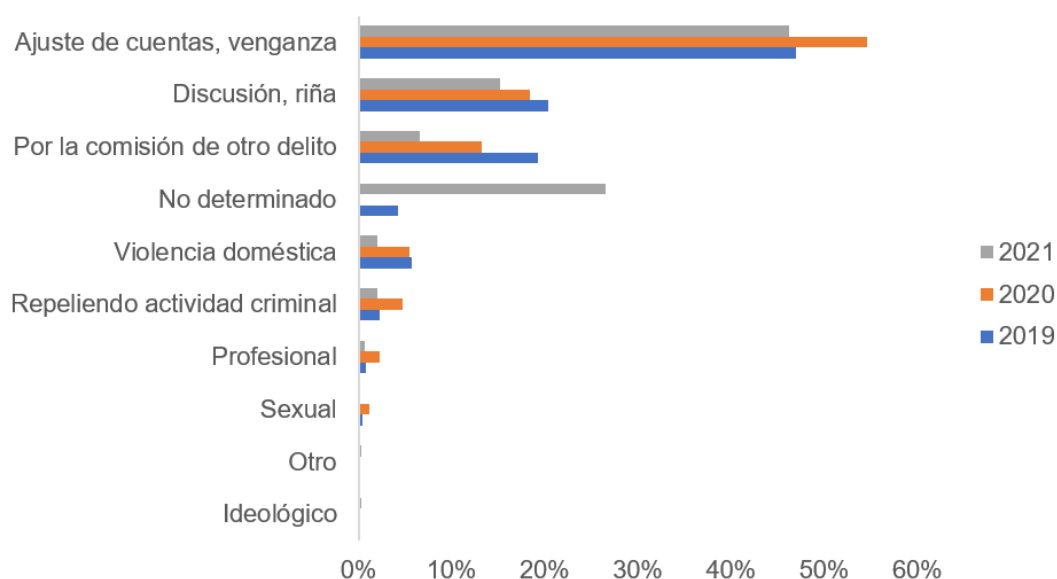
² Fundación Arias para la Paz y el Progreso Humano. (2001). El Arsenal Invisible: armas livianas y seguridad ciudadana en la postguerra centroamericana. San José, Costa Rica.

³ Guerrero, R. (1998). Control de la violencia a través de los factores de riesgo. Ponencia presentada al Foro: Convivencia y seguridad ciudadana en el istmo centroamericano. San Salvador: BID

⁴ Dirección General para la Promoción de la Paz y la Convivencia Ciudadana (DIGEPAZ). (2011). Informe estadístico 6. San José, Costa Rica.

⁵ Ministerio de Justicia. (2019-2021). Observatorio de la Violencia. San José, Costa Rica.

Comparativo de homicidios dolosos según móvil, I semestre del 2019, 2020 y 2021



A lo anterior, se debe sumar los medios de comunicación que constantemente informan y detallan casos de homicidios en los que las armas de fuego se posicionan en situaciones como violencia doméstica, donde incluso personas menores de edad se encuentran involucradas y afectadas⁶; Problemas y diferencias entre vecinos⁷, amenazas, violencia de género, balas perdidas⁸, entre otros, son los accidentes o situaciones que se relacionan en la realidad nacional con relación al tema de armas.

Es relevante mencionar que la gran mayoría de las personas físicas que tienen armas inscritas son hombres, siendo así un 92,2% del total de las armas inscritas en el país⁹, comparado ello, con el gráfico que proporciona el Ministerio de Seguridad se puede observar cómo esta misma población es la de mayor porcentaje y posibilidad de cometer homicidios.¹⁰

⁶ “Tragedia entre hermanos” En: La Nación 10 de junio del 2001 / “Niño mató a hermano de un balazo” En La Nación 24 de abril del 2004 / “Grave adolescente baleado por un amigo” En: La Nación 20 de mayo del 2004. / “Jugando con arma se dispara en la cabeza” En: Diario Extra 17 de julio 2010. / “Jugando con arma niño muere de tiro en la cabeza” En Diario Extra, 30 de agosto del 2011.

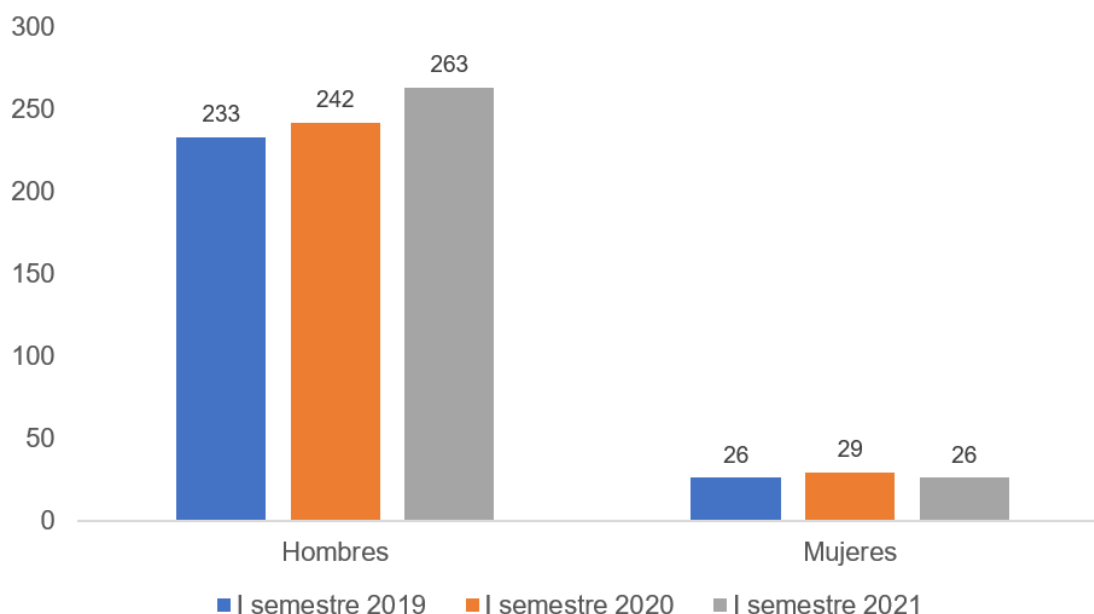
⁷ “Tres muertos por conflicto vecinal” En: La Nación, 19 de octubre del 2001. / “Lío vecinal fue a tribunales” En La Nación, 20 de octubre del 2001. / “Un vecino es detenido por amenazas con armas” En: Eldeber.com, 14 de mayo del 2011.

⁸ “Bala pérdida hirió a menor que jugaba en bicicleta” En La Nación, 25 de enero del 2011. / “Bala pérdida mata a madre que buscaba refugio para su hijo” En La Nación, 27 de junio del 2011. / “Bala perdida hiere a niña de 9 años en la cabeza” En La Nación, 28 de enero del 2011. / “Ciclista fallece tras recibir bala perdida en Limón” En La Nación, 17 de enero del 2011.

⁹ Ministerio de Justicia. (2019-2021). Observatorio de la Violencia. San José, Costa Rica.

¹⁰ Ministerio de Justicia. (2019-2021). Observatorio de la Violencia. San José, Costa Rica.

Comparativo de homicidios dolosos según sexo, I semestre del 2019, 2020 y 2021



Ahora bien, la **Organización de Las Naciones Unidas**¹¹ destacó la importancia de revisar la normativa sobre los siguientes aspectos: motivos para permitir la tenencia de armas, condiciones para su posesión y uso, procedimientos e información requerida para emitir licencias de tenencia y marcaje de armas y municiones, portación, manipulación y almacenamiento, armas de fuego desaparecidas e ilegales, recuperación y retirada de estas armas ilegales y las categorías de infracciones.

Lo anterior, rescatando la necesidad de implementar legislación vigente para la realidad que se atraviesa en temas de las armas a nivel mundial.

La Sala Constitucional en la Resolución N.º 2019-009220, en el Expediente 19-006355-0007-CO indica que “(...) *forma parte de la obligación del Estado de regular las actividades de los ciudadanos relacionadas con las armas manteniendo una estricta regulación sobre las mismas.*”¹² Por lo que es necesario y responsable no eximir de sus trámites, aquellas solicitudes donde la persona física solicite una autorización de portación o tenencia de arma.

Incluso, en la misma Resolución la Sala Constitucional asevera que “(...) es criterio de este Tribunal que es constitucionalmente válido e **incluso necesario** que el Estado tenga un estricto control acerca del tipo y **cantidad de armas** en

¹¹ Organización de las Naciones Unidas (1998). Reforma de la justicia penal y fortalecimiento de las instituciones judiciales: medidas para el control de las armas de fuego. Informe del Secretario General. Viena: ONU, 1998

¹² Sala Constitucional. (2019) Resolución N.º 2019-009220, Expediente 19-006355-0007-CO. San José, Costa Rica.

manos de la sociedad civil y el establecimiento de requisitos para su portación.”¹³
(El texto destacado no pertenece al original)

Concluye la Sala con que “(...) este Tribunal ha concluido que el tema de la portación de armas sí tiene una gran incidencia -sea actual o potencial- tanto en el orden público como en los derechos de terceras personas, de modo que resulta constitucionalmente posible que la ley entre a determinar condiciones que garanticen de la mejor manera posible la integridad del resto del conglomerado social frente a la portación y eventual uso de armas de fuego por parte de un particular.”¹⁴

Esta Asamblea Legislativa tiene la obligación de legislar por las personas, su seguridad multidimensional y el fortalecimiento de la cultura de paz en el país, es por ello que se debe estar a la altura de la realidad que se vive a nivel nacional y en la región, donde las cifras de inseguridad, la proliferación descontrolada y su utilización por el narcotráfico y la criminalidad organizada va en aumento¹⁵, por ello es trascendental una legislación responsable y realista en el escenario nacional que disminuye el circulante de armas y el paso de estas del mundo de la formalidad al de la ilegalidad. En atención a las razones expuestas, sometemos a la Asamblea Legislativa la presente propuesta de ley y solicitamos el voto afirmativo de la misma.

¹³ Sala Constitucional. (2019) Resolución N.º 2019-009220, Expediente 19-006355-0007-CO. San José, Costa Rica.

¹⁴ Sala Constitucional. (2019) Resolución N.º 2019-009220, Expediente 19-006355-0007-CO. San José, Costa Rica.

¹⁵ Instituto Interamericano de Derechos Humanos. SEGURIDAD CIUDADANA EN CENTROAMÉRICA: DIAGNÓSTICOS SOBRE LA SITUACIÓN.

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**REFORMA DE LEY N.º 7530 “LEY DE ARMAS Y EXPLOSIVOS” Y SUS
REFORMAS, DEL 10 DE JUNIO DE 1995, ARTÍCULO N.º 23 Y
REFORMA DE LEY N.º 8220 “PROTECCIÓN AL CIUDADANO
DEL EXCESO DE REQUISITOS Y TRÁMITES
ADMINISTRATIVOS” Y SUS REFORMAS,
ARTÍCULO N.º 7.**

ARTÍCULO UNO- Se reforma el artículo N.º 23 de la Ley N.º 7530 “Ley de Armas y Explosivos” y sus reformas, que en adelante se leerá de la siguiente manera:

Artículo 23- Inscripción de armas

(...)

Las personas físicas únicamente podrán inscribir un arma de fuego para que sea utilizada en su seguridad personal, la de su familia y su patrimonio. Las inscripciones de las armas permitidas se darán por un plazo de seis años; dicha inscripción se podrá prorrogar por períodos iguales de manera indefinida, previo cumplimiento de los requisitos que establezca la ley y el reglamento.

(...)

ARTÍCULO DOS- Se reforma el artículo N.º 7 de la Ley N.º 8220 “Protección al ciudadano del exceso de requisitos y trámites administrativos” y sus reformas, que en adelante se leerá de la siguiente manera:

Artículo 7- Procedimiento para aplicar el silencio positivo

(...)

La única excepción en la cual no aplicará el silencio positivo será para aquellos trámites, autorizaciones u otros procesos relacionados a la tenencia y portación de armas.

TRANSITORIO I- Las personas físicas que posean inscritas dos armas al momento de entrada en vigencia de la presente ley, tendrán hasta la fecha de vencimiento más pronta para decidir cuál arma desean conservar como su única arma permitida. La otra arma tendrá que ser destruida por su propietario o vendida. El Estado podrá ofrecer la compra de la segunda arma a precio de conveniencia.

TRANSITORIO II- Las armas que una persona tenga inscritas a su nombre, antes de entrar a regir esta ley, podrán ser renovadas por dicha persona, según lo establecido para la renovación de matrículas y permisos de portación,

siempre y cuando se mantengan las mismas condiciones y modalidad bajo las cuales fueron inscritas según la ley anterior.

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

Rige a partir de su publicación.

Carolina Hidalgo Herrera

Catalina Montero Gómez

Nielsen Pérez Pérez

Enrique Sánchez Carballo

Mario Castillo Méndez

Welmer Ramos González

Luis Ramón Carranza Cascante

Victor Manuel Morales Mora

Diputadas y diputados

NOTA: Este proyecto aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Solicitud N° 315215.—(IN2021608687).

PROYECTO DE LEY

LEY PARA DECLARAR EL ÚLTIMO JUEVES DE NOVIEMBRE COMO EL DÍA DE ACCIÓN DE GRACIAS EN COSTA RICA

Expediente N.º 22.807

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

En momentos en que Costa Rica necesita reactivar la economía y darle mayor impulso a una de sus principales industrias, el turismo, resulta imprescindible implementar iniciativas que atraigan turistas, dinamicen la economía y fortalezcan al país como uno de los mejores destinos del mundo.

En el 2016 el sector turístico representaba el 6,3% del PIB; en 2019, significó para el país \$1.343,7 millones por concepto de divisas, lo que lo ubica por encima de otros productos tradicionales como el café y el banano.

Cuadro #1
Población ocupada por actividades relacionadas con el turismo

Cantidad de divisas			
Año	Turismo	Café	Banano
2011	2.409,2	374,9	752,6
2012	2.517,2	412,4	816,3
2013	2.919,4	302,5	847,8
2014	2.986,7	275,9	906,7
2015	3.258,9	305,9	833,7
2016	3.638,6	307,9	996,5
2017	3.648,2	305,9	1.042,2
2018	3.764,2	315,7	1.028,2
2019	3.968,3	276,2	997,6
2020	1.343,7	325,6	1.080,8

Fuente: ICT.

El turismo es además uno de los mayores generadores de empleo. De manera directa, un 13,2% de los trabajadores en Costa Rica realizaba alguna labor relacionada con la industria turística antes de la pandemia; es decir, las actividades le daban empleo a más de 300 mil personas y generaban otros miles de trabajos de manera indirecta. ¹

¹ Benavides Vindas, S. El aporte del turismo en la economía costarricense: más de una década después. Revista Economía y Sociedad. 2020.

Durante el 2019, más de 70 mil personas que laboraban en la hotelería o restaurantes estaban inscritos en la Caja Costarricense del Seguro Social, lo que evidencia también el impacto del sector en el ámbito social y de salud. ²

Solo en el 2019, los turistas que llegaron al país gastaron un promedio de \$1.109 durante su estancia, y beneficiaron principalmente a las regiones del Pacífico Central, Chorotega y Huetar Norte, aunque sin duda su influencia se extiende por todo el país. ³

Por ejemplo, miles turistas durmieron al menos una noche en algún hospedaje del país, siendo el Valle Central, Guanacaste y las llanuras del Norte las zonas que lideran la lista.

Cuadro #3
Gasto medio por persona en dólares de los turistas no residentes

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 ¹
GMP TOTAL (en US\$)	986,5	1 002,2	1 074,3	1 047,3	1 239,8	1 100,8	1 190,3	1 318,6
Vía Aérea	1 322,6	1 351,3	1 369,3	1 309,1	1 561,4	1 335,4	1 438,2	1 592,1
Aeropuerto Internacional Juan Santamaría	1 457,7	1 506,9	1 528,3	1 467,0	1 663,9	1 386,4	1 446,7	1 678,3
Aeropuerto Internacional Daniel Oduber Quirós	797,8	800,2	835,9	884,4	1 237,4	1 172,8	1 412,3	1 380,9
Vía Terrestre	308,8	248,7	382,8	355,1	313,7	317,3	344,9	325,3

Fuente: ICT. Macroproceso de Planeamiento y Desarrollo. Encuesta de no residentes aéreas y terrestres.

Sin embargo, la pandemia ocasionada por el Covid-19 significó un duro golpe para el sector y para el país en general. Formal y directamente, se perdieron al menos el 25% de los empleos relacionados con el turismo, siendo las áreas del alojamiento y la alimentación dos de las más afectadas. Además, la cifra de asegurados bajó a 53.566 durante el año pasado.

² Caja Costarricense del Seguro Social. Área de Estadística, Dirección Actuarial y Económica. 2020.

³ Estadísticas. Instituto Costarricense de Turismo. Disponibles en <https://www.ict.go.cr/es/cooperative-campaigns/120-estadisticas.html>

Cuadro #2
Población ocupada por actividades relacionadas con el turismo

Actividad turística	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total	120.084	130.438	152.081	149.207	156.574	152.426	155.296	160.976	170.870	127.570
Alojamiento	25.330	23.691	25.758	26.397	30.113	30.055	28.677	27.622	31.743	17.939
Alimentación	66.580	79.774	89.339	87.420	92.725	89.675	98.844	99.402	103.099	89.449
Transporte	17.191	14.007	14.961	16.267	16.355	17.747	13.762	21.116	18.861	12.809
Actividades	10.983	12.966	22.024	19.124	17.381	14.950	14.014	12.836	17.167	7.374

Fuente: ICT con datos de INEC. Encuesta Continua de Empleo.

En ese contexto, este proyecto de ley tiene como propósito incentivar la visita de turistas de Estados Unidos a nuestro país durante la celebración del Día de Acción de Gracias. Como es sabido, con la llegada del clima frío a ese país, durante esas fechas muchos estadounidenses viajan y privilegian los destinos soleados, con temperaturas más agradables.

Este año, a pesar de la pandemia ocasionada por el Covid-19, el informe de la empresa ForwardKeys, que analiza la emisión de los boletos aéreos en aquel país, informa que Centroamérica y el Caribe son los lugares predilectos por los estadounidenses durante este período festivo. ⁴

La preferencia es clara por El Salvador, Costa Rica y República Dominicana, que se ubican en el top 5 de países elegidos y que se consideran destinos consolidados en el mercado estadounidense. Así lo reafirma esta compañía de análisis de viajes sobre los últimos datos y tendencias de emisión de tiquetes.

Las expectativas son amplias, pues más de 27 millones de estadounidenses viajan en esa fecha, y muchos escogen lugares en el extranjero para visitar. ⁵

Según el Departamento de Transporte de Estados Unidos, el número de viajes de larga distancia entre el miércoles previo y domingo posterior a la festividad, se incrementa un 54%. ⁶ Sin embargo, ForwardKeys asegura que este año la duración

⁴ Bonti, Javier. Los destinos elegidos por los estadounidenses para Thanksgiving. Hosteltur. 16 de noviembre de 2021. Disponible en <https://www.hosteltur.com/lat/148001-los-destinos-elegidos-por-los-estadounidenses-para-thanksgiving.html>

⁵ Las cifras de Acción de Gracias en EE.UU. CNN. 23 de noviembre de 2016. Disponible en <https://edition.cnn.com/videos/spanish/2016/11/23/cnnee-pkg-marta-garcia-dia-accion-gracias-eeuu-cifras-pavo-black-friday-cyber-monday.cnn>

⁶ ¿Por qué el Día de Acción de Gracias es la fiesta más importante de EE.UU? BBC Mundo. 27 de noviembre de 2014. Disponible en

media de la estancia a países como El Salvador es de 15 días y el número medio de pasajeros por reservación es de 3 pasajeros.

Los datos del Instituto Costarricense de Turismo demuestran que América del Norte es la región que más aporta al flujo de turistas, con 497.499 visitantes por la vía aérea durante el primer semestre de este año, la gran mayoría de los cuales viene de los Estados Unidos, seguido por los residentes de Canadá, un país que también celebra el día de Acción de Gracias, en octubre.⁷

En 2019, antes de la pandemia, la cantidad de turistas que provenían del norte del continente, especialmente de Estados Unidos, ascendía a los 1.592.888 arribos, lo que representa alrededor de la mitad del total de no residentes que ingresaron a nuestro país. Durante setiembre de este año, 46 mil turistas estadounidenses ingresaron por vía aérea a Costa Rica, lo que representa un 93% de la cantidad registrada para el mismo periodo del 2019.⁸

Cuadro #4
Llegada de turistas internacionales a Costa Rica por todas las vías
Enero-Julio 2021

VÍA	ENERO - JULIO			% VARIAC	
	2019	2020	2021	2020-2021	2019-2021
TODAS LAS VÍAS	1 995 339	883 044	671 229	-24,0	-66,4
AÉREA	1 549 812	667 894	644 364	-3,5	-58,4
JUAN SANTAMARÍA	1 143 897	468 567	436 713	-6,8	-61,8
DANIEL ODUBER QUIRÓS	404 899	198 865	207 649	4,4	-48,7
TERRESTRE Y FLUVIAL	438 600	210 804	25 663	-87,8	-94,1
MARÍTIMA	6 927	4 346	1 202	-72,3	-82,6

PAÍSES Y/O ZONAS	VÍA AÉREA			% VARIAC	
	2019	2020	2021	2020-2021	2019-2021
TOTAL	1 549 812	667 894	644 364	-3,5	-58,4
AMÉRICA DEL NORTE	1 058 880	458 836	501 502	9,3	-52,6
CANADA	149 062	100 919	11 643	-88,5	-92,2
ESTADOS UNIDOS	856 080	341 886	471 660	38,0	-44,9
MEXICO	53 738	16 031	18 199	13,5	-66,1
AMÉRICA DEL SUR	105 258	39 132	26 112	-33,3	-75,2
ARGENTINA	20 344	7 509	4 192	-44,2	-79,4
BRASIL	14 717	5 209	5 537	6,3	-62,4
CHILE	11 946	5 114	2 225	-56,5	-81,4
COLOMBIA	24 447	9 139	6 014	-34,2	-75,4
PERU	8 694	3 213	2 362	-26,5	-72,8
URUGUAY	2 672	1 165	610	-47,6	-77,2
EUROPA	262 765	128 350	90 234	-29,7	-65,7
ALEMANIA	40 232	20 669	12 815	-38,0	-68,1
AUSTRIA	4 278	2 331	1 489	-36,1	-65,2
ESPAÑA	32 437	10 806	14 449	33,7	-55,5
FRANCIA	46 085	28 551	12 988	-54,5	-71,8
PAÍSES BAJOS	18 525	8 164	3 762	-53,9	-79,7
REINO UNIDO	44 394	20 145	7 377	-63,4	-83,4
SUIZA	15 217	7 580	10 534	39,0	-30,8

Fuente: ICT con datos de la DGME

https://www.bbc.com/mundo/noticias/2014/11/141126_accion_gracias_dia_navidad_fiesta_importante_fp

⁷ Estadísticas. Instituto Costarricense de Turismo. Disponibles en <https://www.ict.go.cr/es/cooperative-campaigns/120-estadisticas.html>

⁸ Madriz, Allan. Cifra de ingreso de turistas estadounidenses en setiembre se acercó a números del 2019. La República. 12 de octubre 2021. Disponible en <https://www.larepublica.net/noticia/cifra-de-ingreso-de-turistas-estadounidenses-en-setiembre-se-acerco-a-los-numeros-del-2019>

Los turistas que nos visitan lo hacen especialmente buscando sol y playa, ecoturismo, realizar actividades de aventura; muy a tono con las preferencias de los estadounidenses que le huyen al frío durante la semana de celebración del Día de Acción de Gracias. En Nueva York, por ejemplo, la media de temperatura varía entre 7 y 12 grados centígrados y en Seattle oscila entre 7 y 9 grados. Tradicionalmente, esta festividad coincide con el inicio de la temporada alta de turismo en Costa Rica.

Cuadro #5
Vía Aérea. Estimación del porcentaje de turistas que realizaron las siguientes actividades

Grupos	Motivo principal de la visita a Costa Rica		
	Total (Todos los motivos)	Motivos personales	Motivos profesionales
SOL Y PLAYA	75,4	79,7	31,6
ECOTURISMO	64,8	68,7	21,4
AVENTURA	61,9	65,8	18,6
BIENESTAR	39,9	42,4	10,8
DEPORTES	23,9	25,3	9,6
CULTURAL	59,8	60,9	47,6

Fuente: BCCR

El Día de Acción de Gracias se ha convertido en una tradición que es vivida con intensidad y que no distingue religión o filiación política. De acuerdo con una encuesta realizada por el centro Pew en el 2013, nueve de cada diez estadounidenses celebran el día, incluyendo un 80% de no cristianos.

En Estados Unidos, el Día de Acción de Gracias tiene su origen en la colonia de Plymouth Rock, Massachusetts, en 1620. Ese año, un grupo de peregrinos ingleses había llegado a esta localidad, ubicada al noreste del actual Estados Unidos, en un barco llamado “Mayflower”. ⁹

De acuerdo con la tradición, los peregrinos europeos fueron acogidos por los indios Wampanoag, quienes les enseñaron técnicas para sobrevivir en las nuevas tierras, especialmente para el cultivo, la caza y la pesca. ¹⁰

⁹ ¿Qué es el Día de Acción de Gracias? ¿Dónde y cómo se celebra? Diario El Periódico. 21 de noviembre del 2021. Disponible en <https://www.elperiodico.com/es/extra/20211125/accion-gracias-2017-6444444>

¹⁰ A qué o a quién dan gracias en Estados Unidos el día de 'Thanksgiving'. Diario ABC de España. 25 de noviembre del 2021. Disponible en https://www.abc.es/sociedad/abci-accion-gracias-a-que-quien-gracias-estados-unidos-thanksgiving-nsv-202111250856_noticia.html

Un año después, los migrantes obtuvieron importantes cosechas de productos esenciales como calabazas, maíz y cebada, y decidieron preparar una fiesta para agradecer a Dios y a aquellos indígenas que los habían ayudado por la abundancia. Otras fuentes indican que la festividad, tal como ahora se conoce, tuvo su origen en el siglo XIX.¹¹ Durante la Guerra de Secesión, en 1863, el presidente estadounidense Abraham Lincoln instituyó un día nacional de agradecimiento: “El último jueves de noviembre, como un día de acción de gracias y adoración a nuestro Padre Benefactor, quien mora en los cielos”.

Para sumarse a una celebración centrada en el agradecimiento, fortalecer los valores familiares, la convivencia y la solidaridad, pero fundamentalmente para impulsar la economía del país y apoyar al sector turístico, este proyecto propone declarar el Día de Acción de Gracias en Costa Rica.

No se trata de un feriado ni constituye una acción que le genere un gasto al país, sino que es un proyecto que corresponde con el propósito del gobierno de convertir acciones sociales en políticas públicas para generar desarrollo, crear fuentes de empleo y bienestar para superar los rezagos ocasionados por la pandemia del Covid-19.

¹¹ Agencia EFE. Día de Acción de Gracias: 8 claves para entender qué es la fiesta más importante de Estados Unidos. Diario El Comercio. 25 de noviembre del 2021. Disponible en <https://elcomercio.pe/mundo/eeuu/thanksgiving-day-dia-de-accion-de-gracias-8-claves-para-entender-la-fieta-mas-importante-de-estados-unidos-black-friday-noticia/>

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY PARA DECLARAR EL ÚLTIMO JUEVES DE NOVIEMBRE COMO
EL DÍA DE ACCIÓN DE GRACIAS EN COSTA RICA**

ARTÍCULO 1- Créase el Día de Acción de Gracias en Costa Rica, que se celebrará el último jueves de noviembre. Tendrá como objetivo fortalecer los valores familiares, la convivencia pacífica y la atracción de turistas que buscan conmemorar esa fecha fuera de su país.

Rige a partir de su publicación

Jonathan Prendas Rodríguez

Sylvia Patricia Villegas Álvarez

Carmen Irene Chan Mora

Aracelly Salas Eduarte

Nidia Lorena Céspedes Cisneros

Erick Rodríguez Steller

Harllan Hoepelman Páez

Pablo Heriberto Abarca Mora

Óscar Mauricio Cascante Cascante

Shirley Díaz Álvarez

Ignacio Alberto Alpizar Castro

Dragos Dolanescu Valenciano

Jorge Luis Fonseca Fonseca

Paola Alexandra Valladares Rosado

Daniel Isaac Ulate Valenciano

Luis Antonio Aiza Campos

Ana Karine Niño Gutiérrez

Otto Roberto Vargas Víquez

Wálter Muñoz Céspedes

Luis Fernando Chacón Monge

Marolin Raquel Azofeifa Trejos

Ana Lucía Delgado Orozco

María José Corrales Chacón

Diputados y diputadas

NOTA: Este proyecto aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Solicitud N° 315296.—(IN2021608705).

PROYECTO DE LEY

LEY ADICIÓNENSE UN TRANSITORIO XLI AL CAPÍTULO IV, DISPOSICIONES TRANSITORIAS AL TÍTULO IV, RESPONSABILIDAD FISCAL, DE LA LEY N.º 9635, LEY DE FORTALECIMIENTO DE LAS FINANZAS PÚBLICAS

Expediente N.º 22.820

ASAMBLEA LEGISLATIVA:

1. Antecedentes:

1.1. Turismo y Pandemia: estado de situación

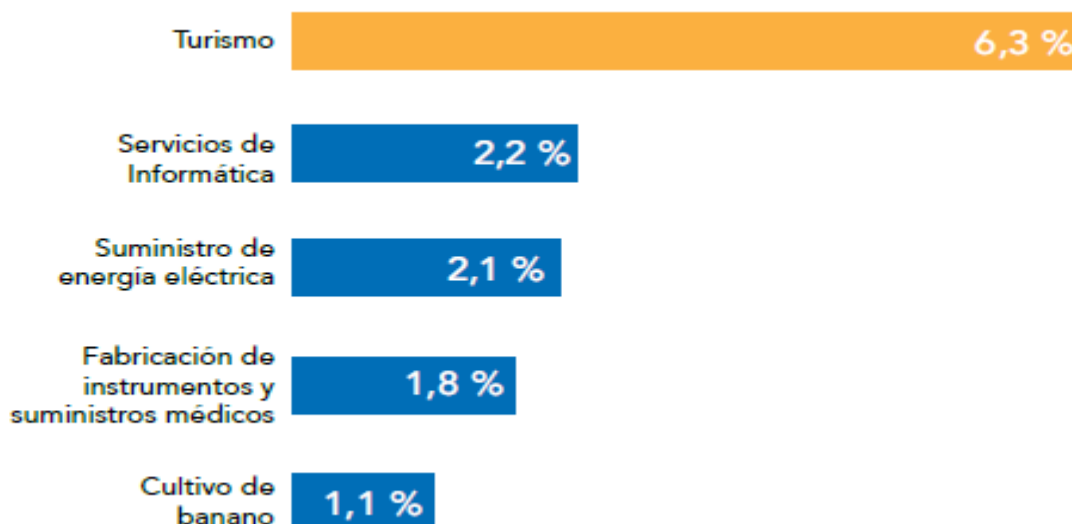
Resulta difícil enfocarse en la descripción actual (una realidad impensable) cuando ésta varía constantemente y las tendencias históricas pierden consistencia ante la magnitud de la incertidumbre. La Pandemia produjo el cierre de fronteras para el tránsito de personas de todas las latitudes, con múltiples consecuencias socioeconómicas derivadas de la necesidad de mitigar la expansión del virus Covid-19. Sin duda el turismo ha sido la actividad más duramente golpeada por el confinamiento del mundo en procura de la protección de las vidas humanas.

1.2. El turismo en la economía costarricense

El turismo es la actividad más importante del país. En el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022: “[...] se evidencia el peso relativo que tiene la actividad del turismo en el PIB del país, según datos del BCCR el turismo al año 2016 presentó un incremento de 1,9 p.p en términos del PIB con respecto al año 2012, para ubicarse en un aporte del 6,3% del PIB [...]”, contribuyendo así con la estabilidad social, y consolidando la paz y bienestar de las familias.

Comparativamente con otras actividades económicas (Ver Gráfico No. 1) el peso del turismo es hasta 4 puntos porcentuales mayor de la actividad de servicios que le siguen, los de informática (con un peso de 2,2 %) y hasta 5 puntos porcentuales mayor que el cultivo de banano que contribuye en 1,1 % a la economía del país.

Gráfico No. 1. Comparación del turismo con otras actividades económicas. 2016.



El turismo impacta todos los rincones del país, generando empleo en buena parte de las zonas rurales.

Por otro lado, en cuanto al aporte que realiza el turismo a la pequeña y mediana empresa, se conoce que el 94% de las empresas de hospedaje posee menos de 40 habitaciones, lo que dinamiza la generación de oportunidades para el desarrollo y el fortalecimiento del tejido empresarial.

Antes de la temporada cero (entre marzo y agosto de 2020) el turismo generaba más de 211.000 empleos directos¹ que representan un 8,8% total del empleo en el país. Se destaca que las empresas de alojamiento, alimentos y bebidas, transporte terrestre, y atención en servicios médicos, son las actividades con mayor participación en la industria.

Para el año 2019, las llegadas internacionales por vía aérea alcanzaron la cifra de 2.418.300, lo que representó un aumento de 4,5% en comparación con el mismo período del 2018. Estos turistas reportan un gasto medio por persona de \$1.438,2 mientras que la estadía media es de 12,6 noches (Ver Cuadro No. 1).

En las últimas décadas, el turismo ha madurado como sector y está firmemente establecido como un contribuyente sustancial al desarrollo sostenible, el crecimiento económico y el empleo en cada región que se desarrolla.

¹ Según datos de Cuenta Satélite de Turismo del BCCR, 2016.

Cuadro No. 1. Ingresos por Turismo versus Otras Fuentes de Ingreso de divisas para Costa Rica.

**INGRESOS POR TURISMO VERSUS OTRAS FUENTES DE INGRESO DE DIVISAS PARA COSTA RICA
2009-2019**

RUBRO	Año										
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
LLEGADAS INTERNACIONALES a Costa Rica	1 922 579	2 099 829	2 192 059	2 343 213	2 427 941	2 526 817	2 660 257	2 925 128	2 959 869	3 016 667	3 139 008
Café (millones de \$)	232,2	257,5	374,9	412,4	302,5	275,9	305,9	307,9	305,25	315,72	276,17
Banano (millones de \$)	623,3	703,2	752,6	816,3	847,8	906,7	833,7	996,5	1 042,17	1 028,21	997,56
Piña (millones de \$)	600,7	672,7	716,6	771,5	813,2	884,6	818,5	903,8	975,84	1 033,43	976,52
Productos farmacéuticos y medicamentos (millones de \$)	225,7	194,1	192,4	91,7	91,0	233,2	257,4	269,2	283,46	318,67	319,92
TURISMO (millones de \$)*	2 011,6	2 233,5	2 409,2	2 517,2	2 919,4	2 986,7	3 258,9	3 638,6	3 648,2	3 764,2	3 968,3
Total de exportaciones (millones de \$)	6 622,9	7 492,5	8 301,4	8 922,6	8 866,3	9 455,6	9 452,4	10 100,3	10 807,8	11 473,6	11 622,9
Relación TURISMO/Exportaciones (%)	30,4	29,8	29,0	28,2	32,9	31,6	34,5	36,0	33,8	32,8	34,1
Aporte del Turismo al PIB [Efecto Directo] (%) **	-	-	-	4,4	4,7	5,1	5,5	6,3	-	-	-
Aporte del Turismo al PIB [Efecto Indirecto] (%) **	-	-	-	6,3	6,8	6,9	7,5	8,2	-	-	-

Notas:

* / No se incluye el gasto de los cruceristas

** / Cuenta Satélite de Turismo

Fuente: BCCR, Departamento de Estadística Macroeconómica.



(506)2299.5800, San José Costa Rica
www.ict.go.cr / www.visitcostarica.com

Como parte de la consolidación de la actividad turística del país, generadora de divisas y promotora de la reactivación económica, el ICT ha contribuido año con año, con el posicionamiento del país como destino turístico sostenible y diferenciador en los mercados prioritarios. Para ello, ha sido necesario no solo ajustarse a la demanda de un mercado cambiante sino también a las variantes tecnológicas que inciden en las formas de comunicación modernas.

1.3. Efectos de la pandemia en la industria turística

1.3.1. Situación Internacional

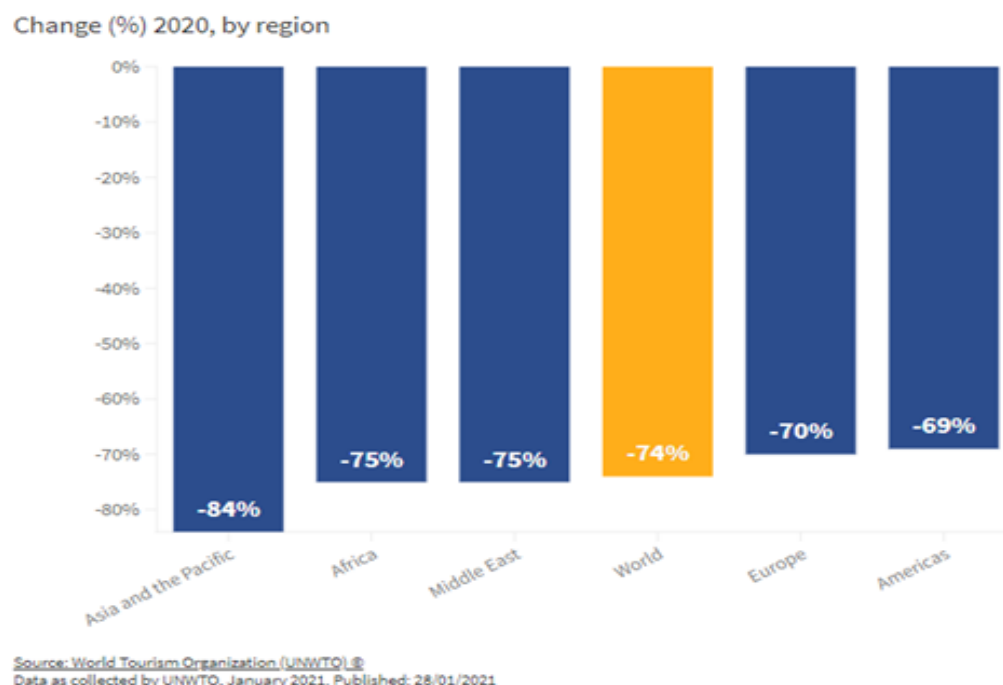
El año 2020 se convirtió en el peor año de la historia del turismo, la Organización Mundial del Turismo (OMT) estimó que se dio una caída de las llegadas internacionales del 74%. Los destinos de todo el mundo recibieron mil millones de llegadas internacionales menos que el año 2019, debido a las restricciones interpuestas para los viajes.

Según el Barómetro del Turismo Mundial de la OMT, la baja en los viajes internacionales representa unas pérdidas estimadas en 1.3 billones de dólares en ingresos de exportación, una cifra que multiplica por más de once las pérdidas registradas durante la crisis económica global del 2019. Esta crisis ha puesto en riesgo entre 100 y 120 millones de empleos turísticos directos, muchos comprendidos en pequeñas y medianas empresas.

Las proyecciones iniciales de crecimiento de la OMT para el 2020 por arriba de los 1.480 millones de llegadas, se transformaron en devastadoras caídas del 74% para el cierre del 2020, retrocediendo a niveles del 1990².

El siguiente cuadro (Ver Cuadro No. 2) muestra las disminuciones de crecimiento por región del mundo, según estimaciones de la OMT:

Cuadro No. 2 Crecimiento del Turismo por Región.



El turismo es uno de los sectores económicos más afectados por esta pandemia y los efectos de su retracción en la actividad turística se sentirán en particular en las pequeñas empresas. Las medidas sanitarias dirigidas a restringir el movimiento de la población impactaron profundamente en sectores de servicios relacionados con el entretenimiento, el hotelaría, los restaurantes, el turismo, la aviación y otras formas de transporte, entre otros, que se vieron virtualmente paralizados, así como en las manufacturas, debido al cese de actividades no esenciales y los efectos en las cadenas de suministro. La demanda de petróleo y otros productos básicos se redujo aún más drásticamente como consecuencia de la paralización del transporte terrestre, los viajes aéreos y el consumo industrial en gran parte del mundo, durante los meses de cierre (CEPAL, 2020).

Aunque la planta turística y atractivos turísticos se mantienen, a pesar del limitado mantenimiento para permitir la reactivación económica del turismo

² <https://www.unwto.org/es/news/el-turismo-retrocede-a-niveles-de-1990-con-una-caida-en-llegadas-del-mas-del-70>

cuando mejoren las condiciones de la Pandemia, el panorama de futuro sigue siendo incierto y volátil, ya que se siguen notificando nuevos casos de Covid-19 en todo el mundo, junto con el anuncio de nuevas olas pandémicas que han obligado a retomar en algunos destinos otras restricciones de viaje. No obstante, se guarda la esperanza de que la introducción de la vacuna pueda cambiar el rumbo de una manera positiva.

La demanda sigue siendo escasa en términos generales, e insuficiente para evitar que muchas empresas vayan a la quiebra, pese a una ligera mejora en algunos mercados desde finales de 2020 e inicios del 2021. Mientras que los progresos en la vacunación de los destinos emisores principales y de los destinos receptores, aunado a un producto ajustado a los nuevos términos de prestación de servicios post Covid-19, será determinante para acelerar y potenciar las oportunidades de recuperación.

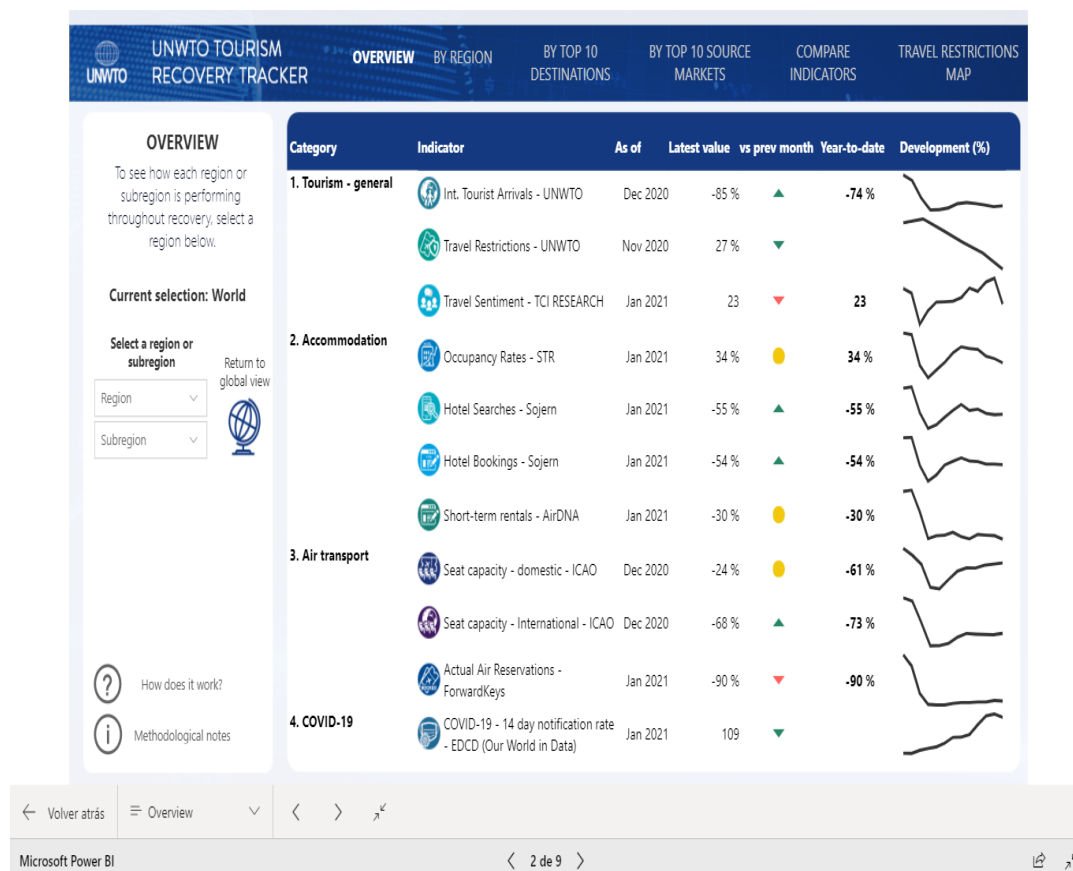
A continuación, los últimos datos recabados a través de El Rastreador de recuperación turística de la OMT (disponible de forma gratuita, producto de un esfuerzo de colaboración de un grupo de socios que incluye a la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), ForwardKeys, STR, Sojern, TCI Research y AIRDNA) (Ver Cuadro No. 3). El rastreador de recuperación turística OMT³, muestra datos mundiales sobre:

- Llegadas de turistas internacionales: -85% con tendencia hacia baja.
- Restricciones de viaje: 27% con tendencia a disminuir
- Sentimiento a viajar: 23% con tendencia a bajar
- Ocupación hotelera: 34% se mantiene
- Búsqueda de hoteles: -55% con tendencia leve recuperación
- Demanda de alquileres a corto plazo: -30% se mantiene
- Capacidad de asientos en rutas aéreas locales: -24% se mantiene.
- Capacidad de asientos en rutas internacionales: -68% con leve recuperación
- Reservas de viajes aéreos: -90%, con tendencia leve disminución
- Tasa de notificación de Covid-19 a 14 días por 100.000 habitantes: 109 con tendencia a bajar.

³ <https://www.unwto.org/unwto-tourism-recovery-tracker> , a enero 2021

A continuación, la imagen de El Rastreador de la OMT a enero 2021.

Cuadro No. 3. El Rastreador de la OMT a enero 2021.



1.3.2. Situación Nacional

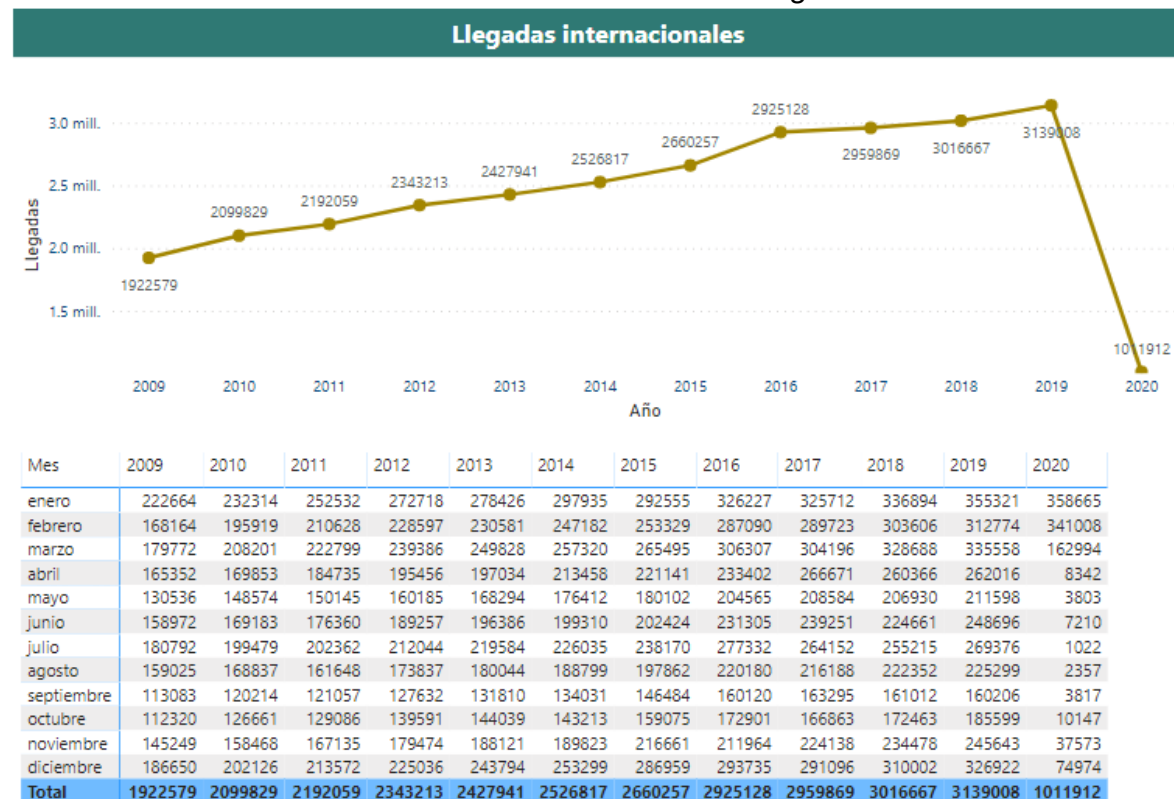
El turismo en Costa Rica vivió en estado de calamidad al haber enfrentado una temporada cero (marzo-julio 2020), lo que provoca un fuerte impacto en todas las empresas del sector, pero posiblemente más agravado en el sector de micro y pequeñas empresas turísticas, las que representan casi el 95% del total de empresas del sector.⁴ Sin embargo, el sector turístico, público y privado, reaccionó muy rápidamente para generar condiciones habilitantes que permitieran un reinicio seguro del turismo, con la implementación de diferentes medidas, incluidos protocolos de seguridad e higiene, la promoción del turismo interno y la creación de corredores o burbujas de viaje. La premisa fue reapertura de manera segura, responsable y coordinada.

La reactivación gradual de la industria turística internacional inició el 1º. de agosto, salvaguardando las medidas sanitarias, con la apertura a los vuelos

⁴ Documento interno del ICT, Departamento de Desarrollo Turístico: "El turismo en Costa Rica, Covid, marzo 2020.

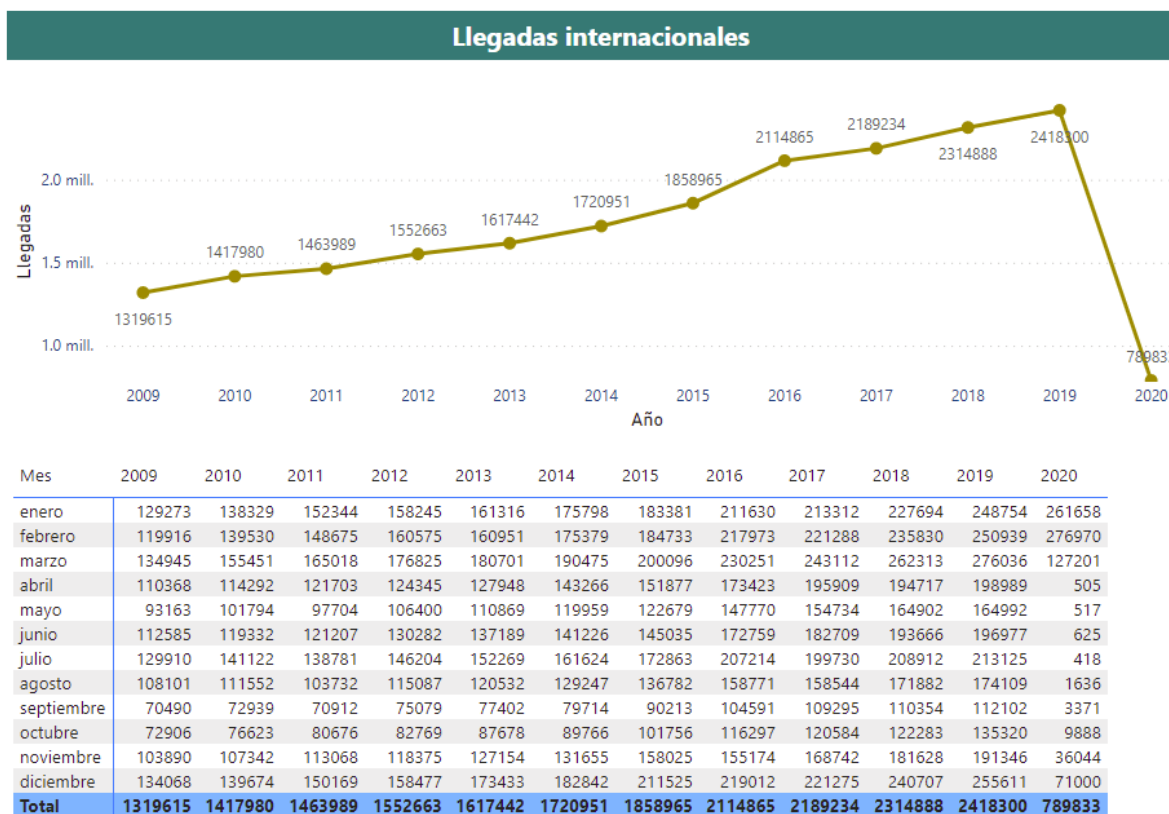
comerciales internacionales para algunos países y destinos clasificados. A continuación, se muestra la llegada histórica de turistas internacionales por todos los puertos de entrada al país, mostrando el desplome en el 2020 (Ver Cuadro No. 4).

Cuadro No. 4. Costa Rica 2009-2020: Llegadas Internacionales.



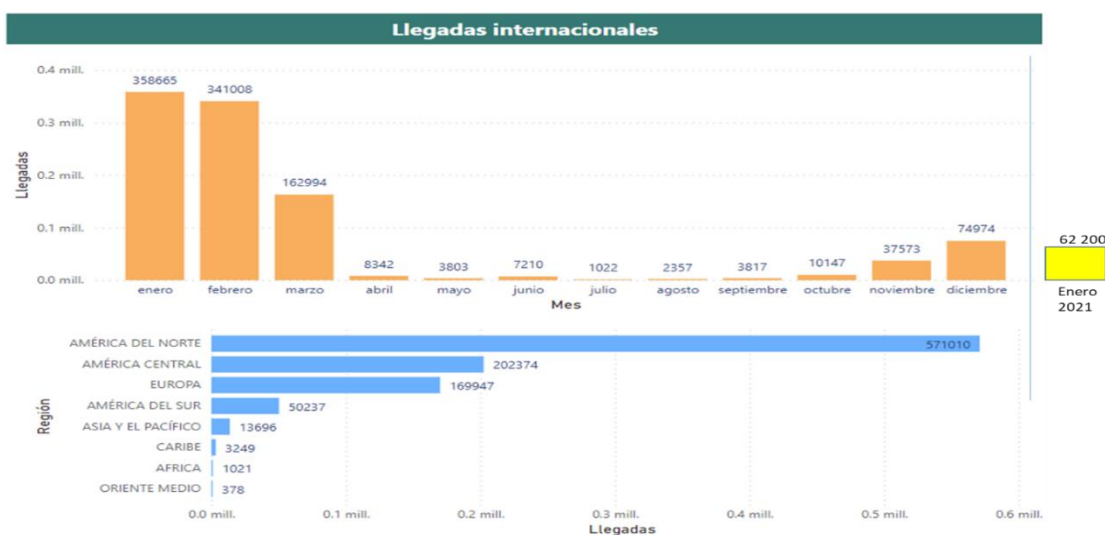
Desde el 1º. de noviembre 2020 tanto la frontera aérea como la marítima están abiertas a todos los países, y el destino empieza a mostrar signos de una paulatina recuperación al pasar de 1.636 turistas internacionales en agosto a 36.044 en noviembre y diciembre con 71.000 turistas, para un total acumulado de 789.833 turistas en el periodo enero-diciembre del 2020. A continuación, los resultados de Llegadas de Turistas 2020 por vía aérea (Ver Cuadro 5).

Cuadro No. 5. Costa Rica 2009-2020: Llegadas Internacionales por Vía Aérea.



El gráfico siguiente muestra las Llegadas de turistas por vía aérea del 2020 y enero 2021. Así como, las Llegadas por región de procedencia del 2020.

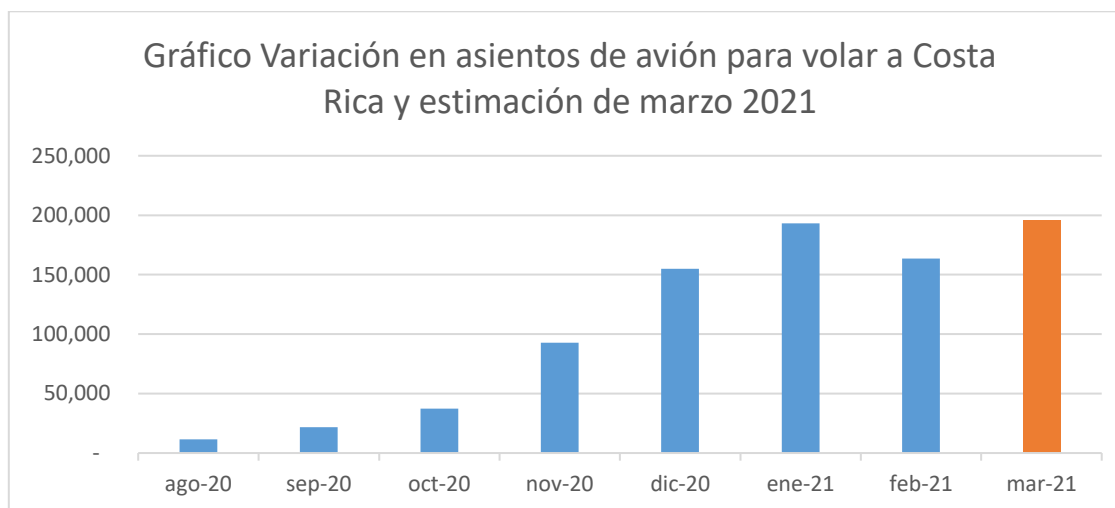
Gráfico No. 2. Llegadas de turistas por vía aérea del 2020 y enero 2021



Desde la reapertura de la frontera aérea costarricense a todos los países del mundo, a partir de agosto, se ha visto un creciente interés de las aerolíneas por

el destino, de reanudar sus operaciones, conforme el mercado muestra signos de recuperación, traduciéndose en un aumento de frecuencias y asientos, como se aprecia en el siguiente gráfico (datos históricos de agosto a febrero y estimación de marzo).

Gráfico No. 3. Variación en asientos de avión para volar a Costa Rica: Agosto 2020-Marzo 2021.



Fuente: ICT con datos de plataforma Schedules Analyzer OAG (al 28 febrero 2021)

El trabajo articulado entre el sector turístico privado, AERIS y CORIPORT con el ICT, ha permitido la adición de nuevas rutas que se traducen en más oportunidades para promover a Costa Rica como un destino sostenible y seguro, pero también brindando más alternativas para que costarricenses viajen a las principales ciudades en los Estados Unidos. Estas nuevas rutas sin duda contribuyen al proceso de reactivación que el país necesita, como es el caso de la ruta Los Ángeles y desde la ciudad de Denver inauguradas en diciembre del 2020.

La reacción de las aerolíneas es una clara muestra de la confianza que tienen en Costa Rica como destino, así como en la calidad del producto turístico que se ofrece a los viajeros. Es también el resultado del arduo trabajo que el ICT hace para promocionar al país y convencer a estas aerolíneas de regresar; vamos por buen camino para recuperar una industria clave para el progreso social y la economía nacional.

Para Costa Rica, es esperanzadora la rápida reacción para adaptar el producto en tiempos de Pandemia, aplicando distanciamiento y protocolos de seguridad e higiene en 17 actividades turísticas y aún en aeropuertos y marinas turísticas, como planteamiento claro de una reapertura responsable y coordinada, ganando el reconocimiento internacional por su buen manejo. Aunque este aspecto es difícil de incluir en un modelo de predicción, es lógico que constituye una

oportunidad en la decisión del consumidor de dónde viajar. Sin embargo, la principal limitación para la recuperación sigue siendo las restricciones internacionales a los viajes. De ahí que, ante la apertura gradual, se requiera fortalecer el posicionamiento del país y la constante generación de contenido promocional por diversos medios, como vehículo para atraer turistas en el corto plazo.

1.3.3. Vacunación

El proceso de vacunación que lleva a cabo el Gobierno de la República se considera –sin lugar a dudas– un efecto positivo sobre la recuperación tanto del turismo nacional como internacional.

1.3.4. Afectación financiera en instituciones públicas

La caída de la actividad turística también ha propiciado una disminución significativa en la recaudación de ingresos de diferentes instituciones públicas. La materialización de riesgos se empieza a reflejar en el uso de financiamiento como fuente de ingreso. Las reducciones en los ingresos experimentadas por el ICT, CTAC, SINAC, SFE y Gobierno Central, se han reflejado en ajustes planteados mediante presupuestos extraordinarios. En el caso del ICT, CTAC y SFE, requirió el uso de superávit libre como fuente de ingresos en sustitución del faltante que representó los ingresos tributarios para el segundo semestre de 2020 e igual panorama se tiene para el 2021.

Del impuesto único por concepto del derecho de salida del territorio nacional por vía aérea, establecido en \$29 dólares por pasajero⁵, se tiene la siguiente distribución:

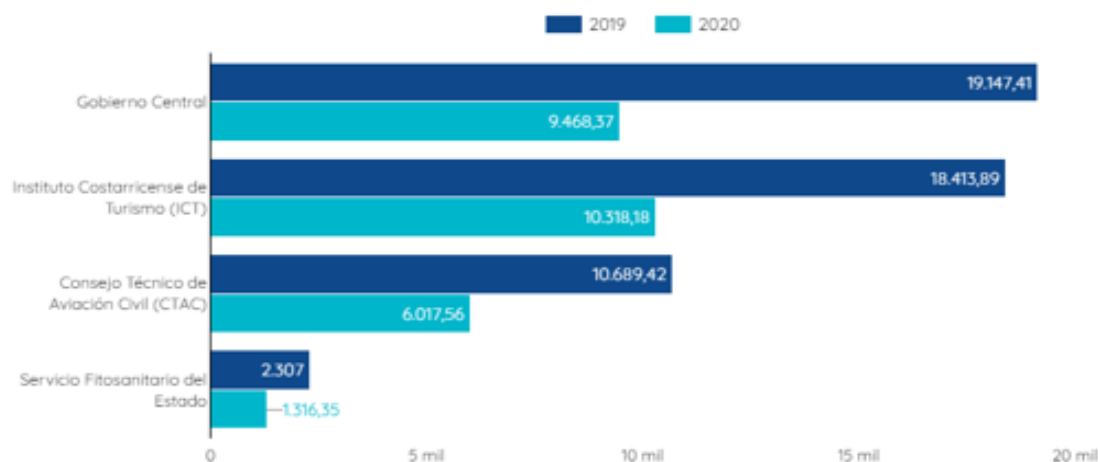
- Gobierno Central recibe \$12.15⁶
- CTAC recibe \$12.85 (que su vez se distribuyen en \$5.41 para la Administración del Aeropuerto Juan Santamaría y \$7.44 para funcionamiento del CTAC)
- SFE recibe \$2
- Ampliación de otros aeropuertos se asigna \$1
- Lucha contra trata personas se asigna \$1

⁵ El impuesto será pagado por toda persona que salga del país utilizando cualquiera de los aeropuertos internacionales. Establecido en la Ley 8316, Ley Reguladora de los Derechos de Salida del Territorio Nacional.

⁶ De la porción que recibe el Gobierno Central por turista en el Aeropuerto Daniel Oduber Quirós, debe efectuar varias transferencias hasta por un monto de \$3.5 dólares, con el siguiente destino: 10% federaciones y confederaciones de municipalidades de la provincia de Guanacaste; 38.6% a la Municipalidad de Liberia y el restante 51.4% se distribuye por partes iguales entre las demás municipalidades de la provincia de Guanacaste

Gráfico No. 4. Recaudación de ingresos vinculados a instituciones públicas.

Recaudación de ingresos vinculados directamente con la entrada y salida de turistas en instituciones públicas y Gobierno Central para el primer semestre del 2019 y 2020
-Millones de colones-



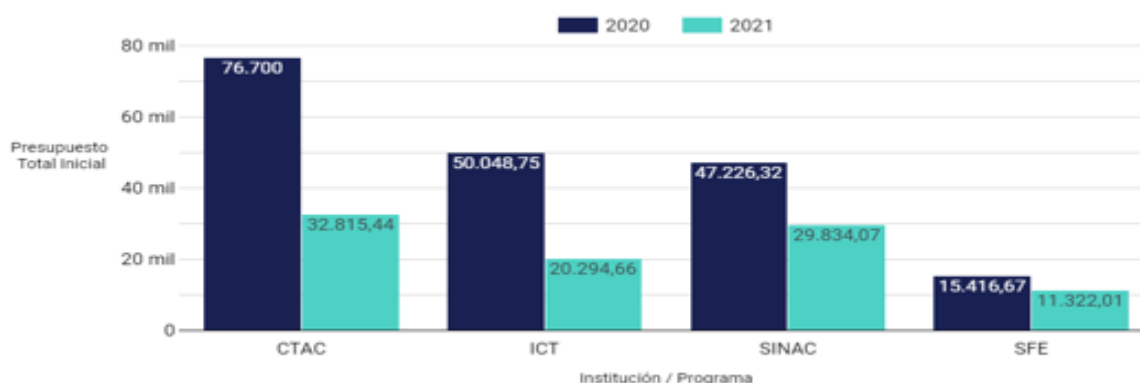
Fuente: Elaboración CGR, con base en datos del ICT y del SIPP

Nota: Datos del Gobierno Central no incluyen las transferencias que gira al CTAC, las cuales se representan como ingresos de esta institución en el gráfico.

Ante disminuciones tan abruptas de ingresos, las instituciones recurren a medidas emergentes de contención del gasto y postergación de inversiones, pero hay que considerar que las mismas tienen un efecto colateral negativo sobre otros sectores de la economía⁷. En el caso del ICT, la escasez de recursos limita la inversión en acciones de mercadeo que potencien la misma reactivación y más aún en fortalecer la propuesta de productos turísticos diferenciadores que caracterizan al destino.

⁷ CGR Las instituciones cuya recaudación de ingresos dependen de la actividad turística presentaron una reducción de ₡95.125,6 millones en el presupuesto inicial 2021

Gráfico No. 5. Recaudación de ingresos vinculados a instituciones públicas.

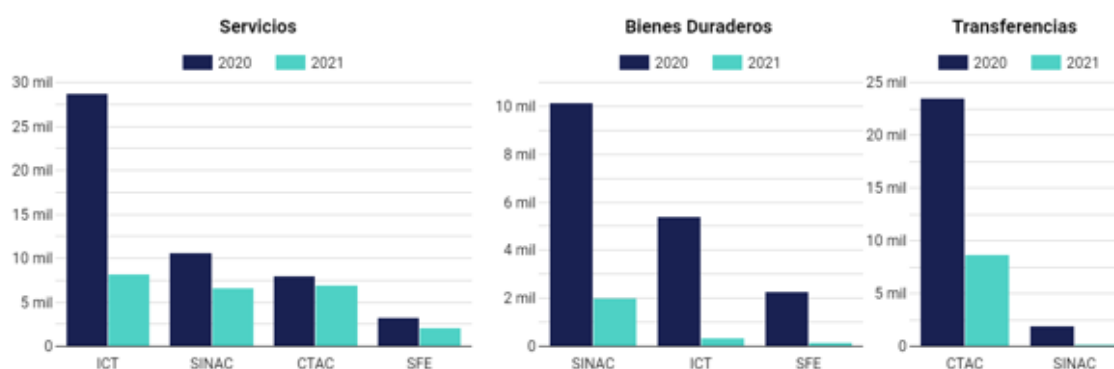


Fuente: Elaboración CGR, con base en datos del SIPP.

Lamentablemente, la incidencia sobre la estructura del presupuesto de gastos de instituciones que más dependen de la actividad turística para el 2021 se concentró en actividades sustantivas y de inversión. A nivel de estructura de presupuesto de gastos para 2021, el impacto para las instituciones que más se vieron afectadas por la reducción de ingresos relacionados directamente con la entrada de turistas al país, se está reflejando en reducciones significativas en las partidas de servicios, bienes duraderos y transferencias de capital, que se relacionan con actividades sustantivas y de inversión de las instituciones y programas señalados, según se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico No. 6. Nivel de gasto inicial por partidas, según institución.

Nivel de gasto inicial de las partidas de servicios, bienes duraderos y transferencias según institución o programa, 2020- 2021
-Millones de colones-



Fuente: Elaboración CGR, con base en datos del SIPP.

2. Turismo y Reactivación Económica:

2.1. Financiamiento para la reactivación económica

El Sector Turismo costarricense atraviesa un momento sumamente crítico por lo que se debe actuar de forma estratégica para continuar comunicando que Costa Rica es el destino idóneo para vacacionar, aprovechando las oportunidades de exposición que se vayan presentando en los mercados prioritarios. El país se ha destacado ante el mundo por la forma en la que ha enfrentado la Pandemia por Covid-19, comparable en cuanto a sus logros, con algunas potencias económicas mundiales.

Actualmente, Costa Rica se distingue a nivel mundial como uno de los mejores destinos a visitar cuando se supere la crisis sanitaria e incluso durante la misma. Esta es una oportunidad que el ICT debe de capitalizar con el objetivo de acelerar la curva de reactivación del sector por medio de la llegada de turistas.

2.2. Estrategia de Mercadeo

Las funciones de Mercadeo se fundamentan en la Ley Orgánica en su Capítulo 3, Artículo 5, inciso b, que establece como función del ICT: *“Dirigir y efectuar en el exterior, por todos los medios adecuados, la propaganda necesaria para dar a conocer el país, con la finalidad de incrementar la afluencia de visitantes.”*

El mercadeo turístico es pilar estratégico en el quehacer institucional, a el se orientan los esfuerzos y recursos para realizar acciones de publicidad y promoción para promover a Costa Rica como destino turístico sostenible diferenciado, en los principales mercados de interés; realizando campañas de comunicación innovadoras, utilizando medios de comunicación idóneos, promoviendo mensajes y valores que diferencian de otros destinos, y desarrollando diversidad de acciones.

La estrategia se fundamenta a partir de estudios de mercado hechos a la medida o bien de fuentes secundarias internacionales de altísima calidad y confianza, así como la realimentación e insumos que proveen los socios estratégicos y agencias nacionales e internacionales de mercadeo, comunicación, publicidad y relaciones públicas. Aspecto que ha permitido una diferenciación con respecto a otros institutos homólogos o ministerios de turismo de la región Centroamericana y de otras latitudes.

La mezcla de acciones de mercadeo es parte fundamental de las estrategias, debido a que se requiere de una promoción eficaz para lograr resultados en la diferenciación del producto, en el posicionamiento, en la segmentación del mercado y en el manejo de la marca, entre otros.

La gestión de Mercadeo está dirigida principalmente al segmento vacaciones, recreo y ocio el cual representa, en términos generales, alrededor del 80% del motivo de viaje por la vía aérea. A continuación en el Cuadro No. 6, se muestra las cantidades y porciones porcentuales de visitación turística por motivo principal de viaje⁸:

Cuadro No. 6. Estimación de la cantidad de turistas según motivo principal de la visita a Costa Rica 2013-2019.

Cuadro 1
Estimación de la cantidad de turistas según motivo principal de la visita a Costa Rica
2013 - 2019

Motivo principal de la visita ¹	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
	Turistas	%	Turistas	%	Turistas	%	Turistas	%	Turistas	%	Turistas	%	Turistas	%
Total	2 427 941	100,0	2 526 817	100,0	2 660 257	100,0	2 925 128	100,0	2 959 869	100,0	3 016 667	100,0	3 139 008	100,0
Motivos personales	2 140 556	88,2	2 179 813	86,3	2 241 180	84,2	2 630 514	89,9	2 715 317	91,7	2 731 277	90,5	2 977 798	94,9
Vacaciones, recreo y ocio	1 819 719	74,9	1 903 744	75,3	1 939 288	72,9	2 168 225	74,1	2 288 691	77,3	2 237 692	74,2	2 511 824	80,0
Visitas a familiares y amigos	238 102	9,8	223 725	8,9	244 220	9,2	363 170	12,4	294 540	10,0	317 799	10,5	297 993	9,5
Educación y formación	28 405	1,2	20 261	0,8	19 154	0,7	36 219	1,2	40 824	1,4	68 860	2,3	76 896	2,4
Salud y atención médica	7 904	0,3	3 941	0,2	9 774	0,4	13 131	0,4	18 913	0,6	15 901	0,5	19 769	0,6
Otros motivos personales	46 425	1,9	28 142	1,1	28 745	1,1	49 768	1,7	72 349	2,4	91 025	3,0	71 316	2,3
Negocios y motivos profesionales	287 385	11,8	347 004	13,7	419 077	15,8	294 614	10,1	244 552	8,3	285 390	9,5	161 210	5,1
Conferencias o congresos	38 645	1,6	74 019	2,9	31 164	1,2	32 424	1,1	25 516	0,9	29 382	1,0	18 062	0,6
Otros motivos profesionales (Reuniones, ferias o exposiciones)	248 740	10,2	272 986	10,8	387 913	14,6	262 190	9,0	219 036	7,4	256 008	8,5	143 148	4,6

Nota:

¹ Estimación utilizando la distribución del motivo principal de la visita vía aérea y la información de las llegadas internacionales proporcionada por la Dirección General de Migración y Extranjería.

Fuente: ICT, Encuestas de no residentes en los aeropuertos internacionales.

Entre las acciones que ejecuta anualmente la Dirección de Mercadeo para atender este importante segmento, se encuentran las siguientes: gestión de relaciones públicas nacionales e internacionales, participación en ferias o eventos internacionales, implementación de acciones para la promoción de Costa Rica entre los actores de la industria turística internacional (mayoristas, agentes de viajes, tour operadores y otros) ejecución de campañas integrales y apoyos cooperativos con socios mayoristas y aerolíneas, coordinación de viajes de familiarización para prensa internacional y agentes de viajes, gestión de patrocinios, elaboración y contratación de investigaciones de mercados, ejecución de acciones de publicidad nacional e internacional, tradicional y digital, esta última por ejemplo con: la administración de sitio Web, redes sociales, análisis de datos, entre otras.

⁸ <https://www.ict.go.cr/es/documentos-institucionales/estad%C3%ADsticas/cifras-tur%C3%ADsticas/motivos-de-viaje/1403-motivo-principal-de-la-visita/file.html>



Existe otro segmento que es el segmento MICE, (Reuniones, Incentivos Convenciones & Eventos, por sus siglas en inglés), incipiente, en el que se tiene previsto que las *audiencias objetivo* conozcan que Costa Rica es una excelente opción para las reuniones, congresos, convenciones e incentivos, se realizan acciones de publicidad, se participa en ferias especializadas y se coordina acciones estratégicas con el sector privado turístico, entre otros.

Por más de 30 años se han venido desarrollando acciones estratégicas en los principales mercados: Estados Unidos y Canadá, mercados que han proporcionado la mayor cantidad de turistas hacia Costa Rica. Asimismo, es relevante apuntar que se ha logrado una importante diversificación de mercados geográficos, gracias a las acciones que se han venido implementando en Europa, especialmente los mercados de Alemania, Reino Unido, Francia, España, así como en Suiza y Países Bajos; mercados que se han consolidado entre los principales emisores de turistas hacia Costa Rica.

Los turistas europeos en términos generales poseen características que contribuyen con el fortalecimiento de la industria turística costarricense dado que su estadía y gasto medio son mayores que los promedios generales.

Las acciones realizadas en otros mercados, como Latinoamérica (México, Argentina, Brasil, y Chile), responden a la estrategia de mercadeo. Así mismo, las eventuales incursiones en otros mercados de interés corresponderán a los fines contemplados en dicha estrategia institucional.

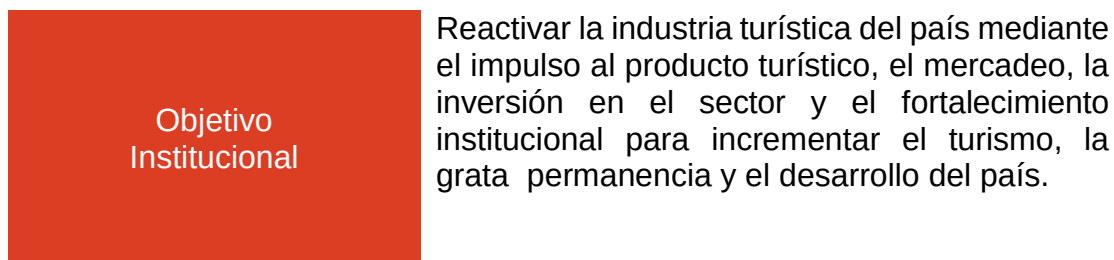
2.2.1. Estrategia de Mercadeo 2021: ajustes por Pandemia

La emergencia sanitaria plantea nuevos retos para adaptarse a una realidad diferente y constantemente cambiante, que hoy más que nunca exige el enfocarse en maximizar el uso de los recursos, innovar y adaptar estrategias de comunicación de manera que se logre mantener la presencia y relevancia del destino ante las diferentes audiencias en los mercados de interés.

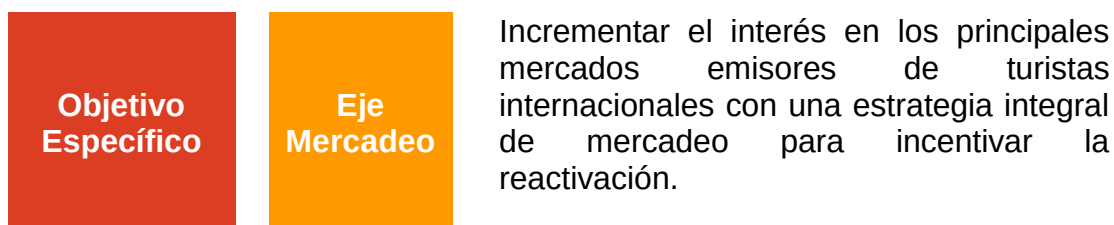
Las metas y acciones estratégicas de Mercadeo programadas en el Plan Anual Operativo (PAO) se encuentran alineadas con los objetivos y metas institucionales y tienen como marco referencial el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022, el Plan Nacional de Desarrollo Turístico 2017-2021 (PNDT) y el Plan Estratégico Institucional (PEI).

Cabe destacar, que el ICT realizó un ajuste al Marco Filosófico Institucional en el mes de setiembre del 2020, para la formulación del Plan Anual Operativo 2021. En enero del año 2021 se dio una actualización de los objetivos estratégicos institucionales los cuales fueron aprobados mediante el comunicado de acuerdo de Junta Directiva SJD-005-2021.

En el marco anterior, se tiene el siguiente Objetivo Institucional (PAO 2021), a saber:



Además, se establecen objetivos específicos, y concretamente uno para el Eje de Mercadeo, el cual indica:



En este contexto estratégico, la Dirección de Mercadeo ajustó a finales del año 2020, el Marco Orientador de Mercadeo que sirve de timón para la realización de acciones de comunicación y de promoción del país como destino turístico orientadas al cumplimiento de los Objetivos Institucionales.

Las acciones de comunicación y promoción que se han definido en el plan de acción para el 2021 responden al Objetivo General plasmado en el Marco Orientador de Mercadeo, el cual indica:

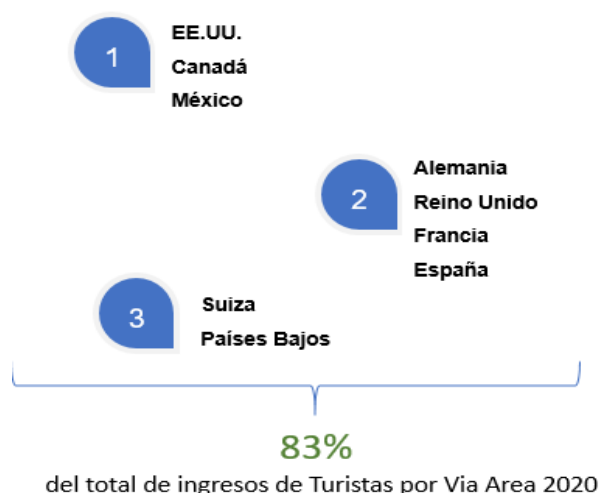
“Implementar una estrategia de mercadeo en los mercados con mayor potencial emisor de turistas, dirigida a posicionar a Costa Rica como una sociedad valiosa y apta para visitar durante todo el año.”

Este Objetivo General se apoya en 3 Objetivos Específicos, que contribuyen a su realización:

1. *Fortalecimiento de Mercados Prioritarios: Incrementar el interés en las regiones de mayor potencial emisor de turistas en el 2021 hacia Costa Rica, con acciones de mercado para reforzar el posicionamiento del país.*
2. *Turismo Interno: Ejecutar acciones específicas para promocionar el turismo interno a los costarricenses durante el 2021.*
3. *Turismo de Reuniones: Reforzar el posicionamiento de Costa Rica como destino apto para el turismo de reuniones y viajes de incentivo mediante el desarrollo de una estrategia específica para esos segmentos en los mercados de interés durante el 2021.*

Para el 2021, los mercados prioritarios que se definieron en el Marco Orientador de Mercadeo son:

Mercados Prioritarios 2021



El año 2021 presenta retos y realidades totalmente desconocidas en el acontecer turístico. Por ejemplo, el hecho que las series de datos históricos (antes de la Pandemia) no ayudan mucho para poder predecir comportamientos de los mercados emisores, efectos en escenarios de crecimiento y desarrollo, al mismo tiempo que las decisiones internas que cada país toma en sus políticas de manejo de Pandemia por Covid-19 que afectan directamente la oportunidad que tiene Costa Rica para atraer turistas, lo que obliga a tener creatividad, flexibilidad y adaptabilidad en la implementación de tácticas en los diferentes mercados.



El reto de Costa Rica es la reactivación del Sector Turismo en el corto plazo, lo cual se logra principalmente a través de la atracción de visitantes de manera inmediata. De ahí la importancia de implementar una estrategia de mercadeo en los mercados con mayor potencial emisor de turistas para contribuir a este importante reto.

Existen 4 elementos que son críticos durante el 2021 los cuales deben ser atendidos y gestionados con el fin de generar las condiciones necesarias para atraer visitantes al país:



Generación de Ingresos en el Corto Plazo:

Los ingresos de la Institución y la actividad económica del sector turístico de Costa Rica están totalmente relacionados con el ingreso de visitantes al país, de ahí la imperativa necesidad de recuperar los volúmenes de visitación con que se contaba en el país antes de la pandemia. Toda la oferta turística, incluyendo infraestructura y servicios que se han desarrollado en el transcurso de los últimos 30 años, responden a la necesidad de atender ésta demanda.

Durante 8 meses del año 2020, el ingreso de turistas fue prácticamente nulo, lo que ha puesto una presión económica y financiera no solo a la Institución sino a todas las empresas que fundamentan su giro de negocio y sostenibilidad financiera en el mercado turístico internacional.

La generación de ingresos para todo el sector, tanto privado como público dependen de que en el corto plazo y de manera expedita, el país logre alcanzar los niveles de visitación del año 2019.



Recuperar y Mantener la Conectividad Aérea:

Mantener las fronteras aéreas y terrestres abiertas es un elemento importante y vital que facilita la llegada de turistas internacionales, no obstante, es necesario también asegurar que las empresas de transporte aéreo vean en Costa Rica un destino atractivo para su base de clientes y rentable en términos de la demanda que el destino genera. En este sentido las acciones cooperativas que desde esta Dirección se realizan en términos de campañas, acciones de mercadeo y comunicación en conjunto con las líneas aéreas, agencias de viajes, mayoristas y medios de prensa en los mercados emisores, revisten una relevancia crítica y es necesario enfocar esfuerzos en mantener las operaciones de líneas aéreas internacionales en los aeropuertos internacionales de San José y Liberia.



Reactivación del ingreso de Turistas Internacional:

El turista internacional es el motor principal de la generación de ingreso tanto para el ICT como para las empresas del sector privado. La oferta turística del país se ha desarrollado con base a la capacidad de pago y valor percibido de este turista internacional. Si bien es cierto el mercado local es altamente atractivo para los oferentes del sector, lamentablemente no es suficientemente grande para mantener toda la oferta turística en términos de infraestructura y servicios. Además, el gasto y la estadía promedio de un turista internacional frente a un turista nacional es considerablemente mayor, razón por la cual no podemos depender del turismo interno para generar la reactivación económica necesaria, ni para la generación de ingresos para la Institución.



Impulso al Turismo Nacional:

Aunque el tamaño del mercado interno y los ingresos que se generan al sector privado a través de la venta y promoción dirigida al turista nacional, no son suficientes para reactivar a la industria, no podemos dejar de lado que, en periodos de crisis y baja afluencia de turistas internacionales, es necesario reforzar las acciones dirigidas a este segmento e impulsar a los nacionales y residentes del país para hacer turismo localmente. Gracias al turismo interno, muchas empresas han logrado mantenerse a flote durante esta difícil coyuntura económica y sanitaria. Es por

esta razón que es importante continuar con los esfuerzos de impulso y activación del turismo interno mientras se logra recuperar los volúmenes de visitación internacional.

2.2.2. Requerimientos de recursos para la reactivación de la industria turística

Actualmente, los medios digitales y redes sociales han difuminado las barreras de tiempo y espacio anteriormente existentes entre los medios de comunicación y las audiencias. Es así como adquiere una enorme relevancia la inmediatez en la comunicación, acortando distancias y estrechando el contacto entre ambos. Asimismo, las audiencias ya no actúan únicamente como público perceptor de un mensaje, sino también como actores activos que interactúan con los mensajes de los anunciantes y cuya voz se hace valer mediante opiniones que, en pocos segundos, pueden tener un impacto enorme.

Consecuentemente, las distintas actividades de comunicación y la actividad publicitaria efectuada por las distintas marcas, se han ido transformando y adaptándose a una nueva forma de mercadeo y, por tanto, de entablar comunicación con los públicos meta.

Es así como las acciones de publicidad y de relaciones públicas se han ido complementando cada vez más entre sí, procurando el posicionamiento buscado por determinado anunciante, y aprovechando cada oportunidad posible para calar en el pensamiento y en los sentimientos de sus audiencias, creando en ellas vínculos y afinidades con la marca turística.

En este tiempo de crisis sin precedentes, Costa Rica no ha detenido sus acciones de mercadeo turístico, comunicación y promoción. Por el contrario, éstas se han enfocado en reforzar los mensajes claves que dan a conocer los atributos del país, las experiencias únicas que ofrece y que generan valor, ya que no se debe descuidar la labor que se ha venido realizando exitosamente desde varias décadas en los mercados prioritarios. Esto ha dado como resultado, como anteriormente se expuso, a que Costa Rica ha logrado posicionarse a nivel mundial como uno de los mejores destinos a visitar durante y cuando se supere la crisis sanitaria⁹.

El país no puede dejar de realizar acciones de mercadeo, de lo contrario perderemos esta ventaja competitiva ante otros destinos que históricamente han sido fuertes competidores, pero que debido a la pandemia se han visto debilitados.

Costa Rica debe aprovechar esta circunstancia y su liderazgo actual como nación, y no cesar en los esfuerzos por atraer turismo, pues la recuperación supone una competencia muy agresiva. Todos los destinos turísticos saldrán a buscar esos viajeros que, tímidamente al principio, pero con toda seguridad con

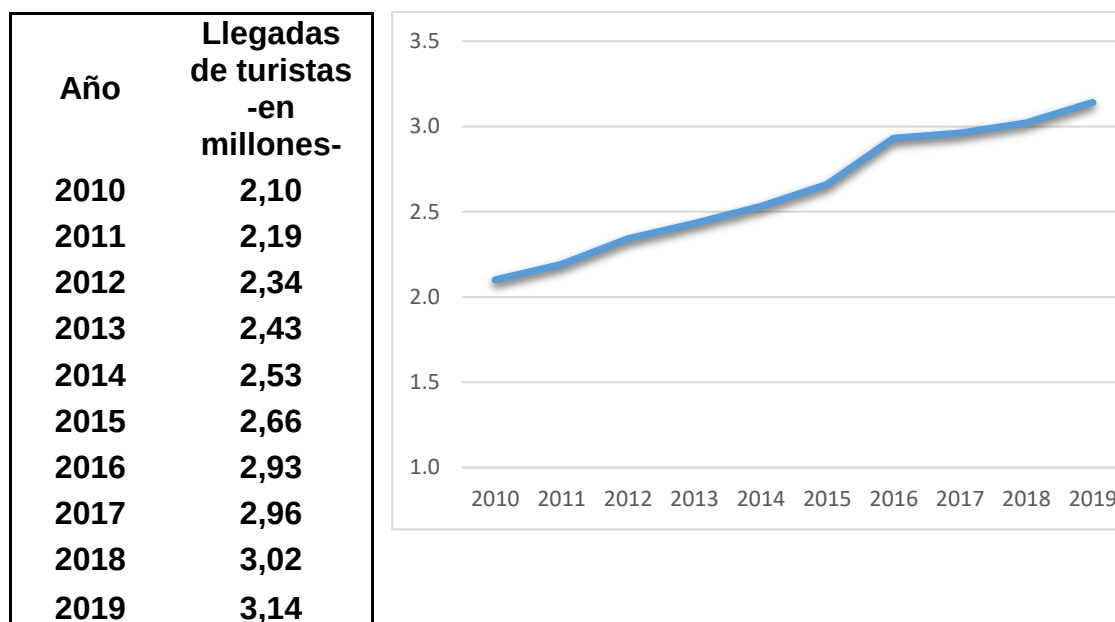
⁹ Revista National Geographic Traveller. UK Edition // Jan/Feb 2021.

mayor fuerza conforme se aplaque la emergencia mundial, saldrán de nuevo en busca de experiencias de viaje y de vida.

Es por esto que se requiere generar acciones de manera expedita, ágil y con precisión y eficacia para comunicar a las audiencias meta el mensaje apropiado en forma oportuna y así lograr estar presentes en la mente de los turistas potenciales.

Bajo el panorama actual debemos aprovechar y maximizar los recursos que se tienen al alcance de manera que permitan continuar con la ejecución de una estrategia que sigue vigente en el mediano plazo, que el país necesita para superar la situación compleja que se está viviendo, y que ha probado ser exitosa como se demuestra en el siguiente gráfico, donde el comportamiento de llegadas de turistas ha tenido un crecimiento en los últimos 10 años.

Gráfico No. 8. Llegadas de Turistas 2010-2019.



Fuente: Anuario Estadístico de Turismo 2019. ICT.

Es difícil establecer categóricamente cuánto pesa la inversión y las acciones de mercadeo en la mente de los consumidores para efectuar una decisión de viaje, sin embargo, sí se sabe que el mercadeo es uno de los ingredientes claves que ejerce un efecto en las diferentes etapas del viajero y Costa Rica ha demostrado ser no solo capaz sino exitosa en generar este efecto positivo.

En una industria tan competitiva como la turística, que además es muy heterogénea, el mercadeo, con todas las acciones que esto pueda significar (publicidad, relaciones públicas y otras) aporta definitivamente al posicionamiento del Destino en la mente de potenciales visitantes. Por ese motivo Costa Rica debe continuar comunicando sus atributos, las experiencias

únicas que ofrece y que generan valor, de manera permanente¹⁰. Se requiere reforzar la comunicación de aspectos que transmiten seguridad y confianza, como lo son el disponer de un sólido y universal sistema de salud, altos estándares de calidad que caracterizan al sector turístico; lo que conlleva a otro gran reto que es continuar siendo excelentes anfitriones y también velar por el cumplimiento de protocolos con rigurosos estándares de sanidad en los establecimientos y actividades turísticas.

Es imprescindible mantener la continuidad de la estrategia de comunicación durante este tiempo de crisis, y más aún en la actualidad que está cambiando el paradigma laboral y social en todo el mundo.

Costa Rica debe salir de la crisis generada por la Pandemia con una imagen reforzada, como la mejor opción de destino turístico de corta y larga distancia para vacaciones, lo que implica no sólo comunicar los aspectos que han fundamentado la diferenciación y preferencia como destino, sino además todos aquellos que en este momento ayuden a generar la confianza que el viajero anda buscando. También debe aprovechar su liderazgo actual como nación y no cesar en los esfuerzos por atraer turismo pues la recuperación supone una competencia muy agresiva a nivel mundial.

Complementariamente, es importante reforzar la formación a los actores de la cadena de comercialización, agentes de viajes, tour operadores y DMCs¹¹ para vender más y mejor el destino, así como mantener contacto proactivo y constante con los grandes socios de distribución y las cadenas de agencias de viajes, para conocer sus necesidades actuales, apoyarles y proveerles la información que requieran sobre Costa Rica, reforzando los contactos uno a uno, pues esta industria se basa en contactos y relaciones comerciales.

Estas tácticas se están implementando actualmente con el apoyo de las diferentes agencias de comunicación y relaciones públicas contratadas por el ICT, aplicando todo el conocimiento para ejecutar las acciones de la manera más efectiva posible, en aras de maximizar los recursos. Este proceso no debe detenerse en este momento cuando estamos a las puertas de la reapertura de la actividad turística¹².

¹⁰ Por ejemplo, el respeto al medio ambiente, protección de la naturaleza y compromiso con el desarrollo sostenible, un sistema de salud sólido y universal atributos que en estos momentos recobran un valor importante entre actores de la recuperación del turismo a nivel internacional. Prioridades de la OMT para la recuperación del Turismo, mayo 2020.

¹¹ Destination Management Company

¹² Según expertos de OMT, los primeros signos de recuperación podrían aparecer a partir del III trimestre del 2021, tal como se explicó en el Diagnóstico.

Se debe mantener la continuidad en acciones estratégicas como:

- **Impulsar** el contacto con la prensa y dar regularmente información creativa de viajes e información relevante del destino como protocolos de salud, seguridad y beneficios personales de visitar Costa Rica, a los medios de comunicación;
- **Fortalecer** el discurso sobre viajes familiares, viajes en parejas, viajes y sostenibilidad, actividades al aire libre, cultura y diseño, así como la producción de materiales digitales por segmentos;
- **Gestionar** los mensajes adecuados para los públicos objetivo
- **Integrar** los mecanismos, actividades y mensajes con las redes sociales según la estrategia de comunicación.
- **Activar** negociaciones de campañas y apoyos cooperativos para mantener y reactivar conectividad aérea.

La estrategia de mercadeo definida para el 2021 contiene la ruta por medio de acciones que se van a desarrollar durante la Pandemia en los mercados con mayor potencial emisor de turistas establecidos, manteniendo la observancia en el entorno y se estarán adaptando tácticas para aprovechar las oportunidades que se vayan presentando y hacer los ajustes necesarios respondiendo a los cambios de apertura y/o cierre de mercados como respuesta a su manejo de la Pandemia. Estos ajustes se sustentan en insumos provistos de la inteligencia de mercados y de la información relevante que generan las agencias de comunicación y relaciones públicas contratadas por el ICT.

2.2.3. ¿Por qué invertir en mercadeo aún en tiempos de Covid-19?

La mayoría de los destinos más sugerentes y potentes del mundo, los cuales son competencia directa de Costa Rica, ya sea que hayan abierto sus fronteras al visitante internacional o no, continúan con sus campañas de promoción con distintos ejes de comunicación y estrategias. Pero además de la necesidad de mantener vigencia y continuar construyendo sobre el posicionamiento del país, las razones por las cuales es imperativo mantener la inversión en ello son:

Por necesidad y coherencia:

- 3 millones de turistas visitaron Costa Rica, en 2019, un incremento del 4,1% con relación a 2018.
- En 2018, el sector turismo generó al país más de \$3,8 mil millones y unos 156 mil empleos al cierre de 2018.

- Por otra parte, el turismo representa un 8% del Producto Interno Bruto, sumando sus efectos directos e indirectos, según el Banco Central de Costa Rica.
- Costa Rica es un país (destino) abierto al turismo desde el pasado 1 de agosto de 2020.
- El País necesita recuperar el nivel de visitación de 2019 lo antes posible, no solo por todo el engranaje económico que esto significa, sino porque la infraestructura turística con la que Costa Rica cuenta hoy, responde a ese nivel de demanda y está en riesgo de subsistir si no se alcanza en el corto plazo ese nivel de ingreso de turistas.

Por obligación y posicionamiento:

- Todos los estudios referentes a las preferencias actuales de los viajeros internacionales hacen mención indiscutible a la búsqueda de destinos: abiertos, accesibles, seguros, hospitalarios, sostenibles, con espacios naturales y al aire libre, con diversidad e identidad y productos de bienestar.
- Costa Rica no requiere la realización de pruebas PCR o antígenos para ingresar al país y eso es una gran ventaja competitiva en la actualidad que hay que aprovechar.
- Costa Rica mantiene acuerdos de media y larga duración con varias de las principales aerolíneas y grupos turísticos internacionales que debe honrar y como poco, mantener.

Por el costo de oportunidad:

- Solo aquellos destinos que están promocionando y comunicando durante la pandemia son destinos que “existen” con certeza para la industria turística y los viajeros y serán aquellos que puedan afrontar la recuperación antes y con más garantías.
- Cortar ahora la promoción implicaría desaparecer, perder competitividad e hipotecar la futura promoción, la cual tendría costos muy superiores en el futuro al tener que empezar de cero y sin un terreno ya abonado y permeable.
- Estamos convencidos de que no debemos ceder durante la crisis. Debemos apelar a la vieja regla de la gestión empresarial: los ganadores se hacen en la crisis, no después.
- Muchas aerolíneas y grupos líderes de tour-operación están estudiando en este momento dónde ubicar sus rutas aéreas, aviones y operaciones turísticas. Obviamente solamente se plantean hacerlo en destinos abiertos con

garantías de sanidad y seguridad. Si Costa Rica mantiene o incluso amplía sus campañas de promoción podrá, no solo mantener sus rutas/conectividad y operaciones turísticas internacionales, sino además ampliarlas en detrimento de la competencia. En caso contrario arriesgamos a perder parte de los grandes logros conseguidos en este terreno en los últimos años y a no tener capacidad de reemplazarlos por nuevos acuerdos y alianzas estratégicas.

Todas estas acciones deben de estar alineadas con la definición de mercados estratégicos y los recursos deben de enfocarse en ejecuciones dirigidas principalmente a estos mercados, pues su respuesta a estas acciones derivará en resultados en el corto plazo.

Además, se ha comprobado estadísticamente que existe un alto grado de asociación entre la inversión realizada en mercadeo con las variables llegadas de turistas e ingreso de divisas por concepto de turistas (Ver Cuadro No. 9).

Cuadro No. 9. Correlación de Llegadas de Turistas e Ingreso de Divisas.

Año	Gasto en Mercadeo millones de \$	Llegadas de turistas millones	Ingreso de divisas por turismo millones de \$
2010	12,2	2,10	2233,5
2011	13,0	2,19	2409,2
2012	14,0	2,34	2517,2
2013	16,1	2,43	2919,4
2014	15,2	2,53	2986,7
2015	16,1	2,66	3258,9
2016	18,9	2,93	3638,6
2017	21,4	2,96	3648,2
2018	21,9	3,02	3764,2
2019	27,9	3,14	3968,3
Fuente: Dirección de Mercadeo y Anuario Estadístico de Turismo 2019. ICT.			
El cálculo del coeficiente de correlación lineal simple, “r” de Pearson indica una relación directa y muy fuerte entre las variables indicadas, pues los valores obtenidos en una serie de los últimos diez años el valor de “r” se acerca muchísimo a 1.			
r=	0,9276	r entre presupuesto ejecutado y llegadas de turistas	
r=	0,918	r entre presupuesto ejecutado e ingresos por turismo	

2.3. Direccionamiento de los Recursos

En los últimos 10 años, el presupuesto de Mercadeo ha ido creciendo acorde a la estrategia que se ha venido desarrollando en los principales mercados y al interés del país por atraer a los mejores prospectos para el destino, es decir, segmentos de demanda que puedan reconocer y apreciar las bondades de Costa Rica como destino turístico sostenible diferenciado.

Este crecimiento de recursos presupuestarios ha permitido:

- Adaptarse a las tendencias internacionales y retos de mercadeo turístico
- Orientar recursos hacia innovadoras estrategias de mercadeo de corto y mediano plazo
- Realizar y ampliar la promoción y mercadeo en los principales mercados generadores de turistas
- Diversificación de mercados geográficos
- Diversificación de productos y segmentos turísticos altamente rentables
- Aplicar herramientas y medios eficientes y modernos
- Presencia continua ante el público meta y mejores prospectos, todo ello en el marco del modelo de desarrollo turístico sostenible de Costa Rica
- Posicionamiento reconocido de Costa Rica en los mercados de interés
- Sólida posición competitiva del destino en los mercados turísticos internacionales
- Desarrollo y profesionalización de la gestión institucional

Al inicio del año 2020 el presupuesto asignado a la Dirección de Mercadeo fue de \$30.2 millones, luego sufrió una disminución a \$18.0 millones por la situación de Pandemia.

Al 2021, el presupuesto ordinario asignado de \$6.8 millones representa un 62% del presupuesto ajustado en 2020.

La expectativa institucional es recuperar al año 2025 el nivel de llegadas de turistas por vía aérea reportados en el 2019, por lo que una vez realizado un exhaustivo análisis de las necesidades imperativas para contribuir a alcanzar dicha expectativa, se concluye en la necesidad de solicitar recurso presupuestario adicional con el fin de ejecutar acciones prioritarias en mercados

específicos. El presente y los próximos dos años son determinantes para la reactivación de la industria turística en Costa Rica. La Hoja de Ruta de Reactivación del Turismo¹³, implementada por el ICT en el 2020 contempló acciones precisas como la atracción de líneas aéreas y actividades de mercadeo y promoción, que incluyen tácticas para mantener informada y capacitada a la industria turística internacional y a la prensa, así como acciones dirigidas al viajero potencial, brindándoles información, inspiración e impulso a la venta.

Para el 2021 y siguientes es necesario dar continuidad a la estrategia de mercadeo trazada para seguir impulsando la reactivación y recuperación del Sector Turismo y la economía del país, según el criterio generalizado de especialistas en el Sector Turismo y expertos en comunicación.

3. ICT: Efectos de la pandemia

3.1. Pandemia Covid-19

El Poder Ejecutivo mediante el Decreto Ejecutivo número 42227-MP-S, de 16 de marzo de 2020, declaró estado de emergencia nacional en todo el territorio de la República de Costa Rica, debido a la situación sanitaria provocada por la enfermedad Covid-19. Las repercusiones de la pandemia Covid-19 ha tenido un impacto directo en prácticamente todas las actividades del país, por lo que la incertidumbre se ha visto reflejada en todos los ámbitos de la vida nacional, comprometiendo no solo la salud de la población, sino la integridad financiera del sector turismo, uno de los más relevantes de la economía nacional, y que está siendo avasallado por los efectos dramáticos de esta crisis sanitaria sin precedentes. Los efectos sobre el Instituto Costarricense de Turismo, dada la dependencia exclusiva de sus ingresos de la entrada de turistas y de la salida de nacionales, en lo fundamental por la vía aérea, es de graves dimensiones. Sin duda, la afectación financiera es significativa, pues la incidencia sobre las fuentes de ingresos institucionales, han sido letales para el ordinario accionar institucional.

Como consecuencia de las disposiciones emitidas por las autoridades del Gobierno y el Ministerio de Salud, dirigidas a restringir a partir del 18 de marzo del 2020, la entrada de turistas al país por todas las vías, sea aérea, marítima y terrestre, así como regular la salida de personas para casos estrictamente necesarios; para el periodo presupuestario 2020 se debió realizar una nueva estimación de Ingresos, todo lo cual se ve reflejado en el quehacer institucional, en el corto y mediano plazo; si bien se tenían presupuestados para el año 2020 Ingresos Corrientes por ₡42.544 millones (Ingreso Tributario ₡35,619 millones e

¹³ La Hoja de Ruta comprende el conjunto de acciones estratégicas y operativas visualizadas por el Sector Público y Privado, para la recuperación del turismo y su fortalecimiento ante la Pademia por Covid-19. Este documento fue llevado a cabo en el 2020 y algunas acciones de naturaleza permanente y plvurianual, se mantienen. La Hoja de Ruta incluyó ocho mesas de trabajo con su plan de acción específico.

Ingreso no Tributario ¢6,924 millones), lo cierto es que la nueva estimación de ingresos se ubicó en ¢14,217 millones (Ingreso Tributario ¢11,251 millones y de Ingreso no Tributario ¢2,965 millones), es decir, ¢28,327 millones menos de la estimación presupuestaria inicial.

Para este mismo periodo, como parte de las medidas de racionalización del gasto para enfrentar la crisis, la administración instruyó oportunamente a todas las Unidades, determinar prioridades de ejecución y presentar una propuesta de recursos mínimos necesarios para operar durante ese período, dando como resultado un ajuste del Presupuesto Ordinario 2020 por el orden del 36.2%, de ahí que se debió presentar ante la Contraloría General de la República un Presupuesto Extraordinario a la baja en la dimensión indicada.

Ante esta nueva realidad, el ICT debió recurrir al Superávit Acumulado como fuente de financiamiento sustituto para el periodo presupuestario 2020, así como para dar inicio al año 2021, todo con el propósito de continuar dando cumplimiento a sus actividades ordinarias y sustantivas contenidas en su Ley Orgánica (Ley No. 1917), dirigidas a incrementar el turismo en el país. Así, por ejemplo, al mes de diciembre del 2020, únicamente se alcanzó a recuperar el 36% de los ingresos tributarios presupuestados, por lo que es técnica y materialmente imposible, en las nuevas circunstancias, atender incluso lo relativo a la limitación en el presupuesto institucional para el financiamiento del gasto corriente, con ingreso corriente, lo que se vio reflejado al cierre del periodo 2020, donde la Institución alcanzó un déficit de ¢8,028 millones.

El contenido presupuestario total del año 2021 se redujo en un 59.5% respecto del Presupuesto Ordinario del 2020, atentos al riesgo relativamente alto, que la estimación de la recaudación anual de ingresos a partir de los supuestos definidos en el modelo financiero del ICT, no se materialice; lo que eventualmente restringe cumplir con las obligaciones a las que está sujeta el ICT por Ley, ya que se vería limitado en su accionar, el cual está dirigido a cumplir con su finalidad principal definida en la Ley No. 1917, “Ley Orgánica del Instituto Costarricense de Turismo”, que establece la promoción de Costa Rica como destino turístico; a través, *del fomento del ingreso de turistas, una grata permanencia en el país de los visitantes extranjeros que busquen descanso, diversiones o entretenimiento, promoción de la construcción y mantenimiento de lugares de habitación y recreo para uso de los turistas, realizar en el exterior la propaganda necesaria para dar a conocer el país, a fin de atraer el turismo.*

3.2. Fuentes de financiamiento.

Efectivamente, tal y como se indicó atrás, el ICT depende de manera exclusiva tanto de los turistas que entran, como de los nacionales que salen, en lo fundamental por la vía aérea.

Impuesto a la entrada de turistas: Impuesto de USD\$15, por el ingreso al país vía aérea con un tiquete adquirido en el exterior, que fue creado mediante la Ley

No. 8694, artículo 2. (Decreto Ejecutivo No 19585 H-MEIC-GJ, Publicado en la Gaceta No 74).

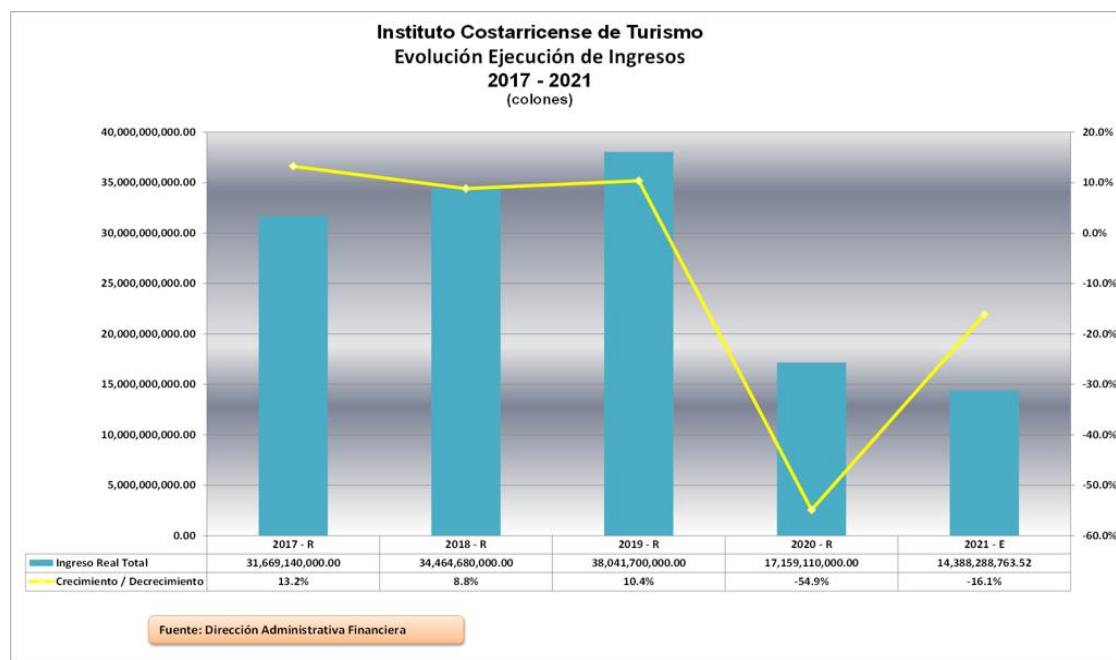
Impuesto a la salida de nacionales: Impuesto del 5% inciso a), sobre el valor del pasaje internacional, incluido en la Ley 1917 del 29 de julio de 1955, en su artículo 46. Además, el Impuesto del 5% inciso b), sobre el valor del pasaje internacional, el cual fue adicionado en el artículo 46 de la Ley 1917, mediante la Ley No. 8694 del 27 de marzo del 2009 (Decreto Ejecutivo No 35640-H-TUR, Gaceta No 242 del 14 de diciembre del 2009).

Además de los ingresos antes citados, la Institución percibe una porción relativamente baja de sus ingresos, denominados como Ingresos no tributarios por concepto de: Alquileres sobre propiedades, Intereses tributarios, Consejo Técnico de Aviación Civil.

La institución no recibe usualmente transferencias del Gobierno Central.

3.3. Efecto Covid 19 sobre los Ingresos

Gráfico No. 9. Evolución Ejecución de ingresos: 2017-2021.

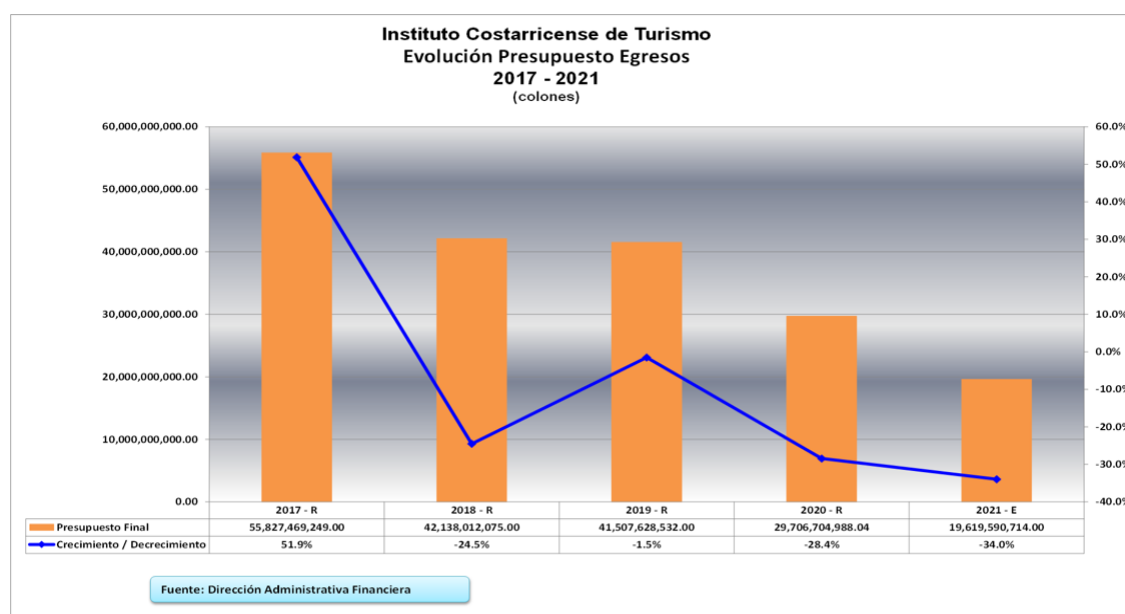


Tal y como se observa en Gráfico 9 anterior, hasta el año 2019 los ingresos tributarios mantuvieron una tendencia creciente, es así como en promedio del año 2017 al 2019, el crecimiento promedio fue de 10.8%. No obstante, a partir de la pandemia, la afectación en estos fue de graves proporciones; la disminución del año 2019 al 2020 fue de un -54.9%, siendo aún más grave la disminución estimada del año 2021; solo respecto del año 2020 la disminución fue de -16.1%. Las cifras más recientes sugieren una leve recuperación en la

recaudación de impuestos con relación al año 2020, teniéndose mejores expectativas para el año 2022 y siguientes, a partir de una alta cobertura de vacunación nacional, así como de los principales países emisores de turistas hacia Costa Rica.

3.4. Efecto sobre el presupuesto

Gráfico No. 10. Evolución Presupuesto de Egresos: 2017-2021.

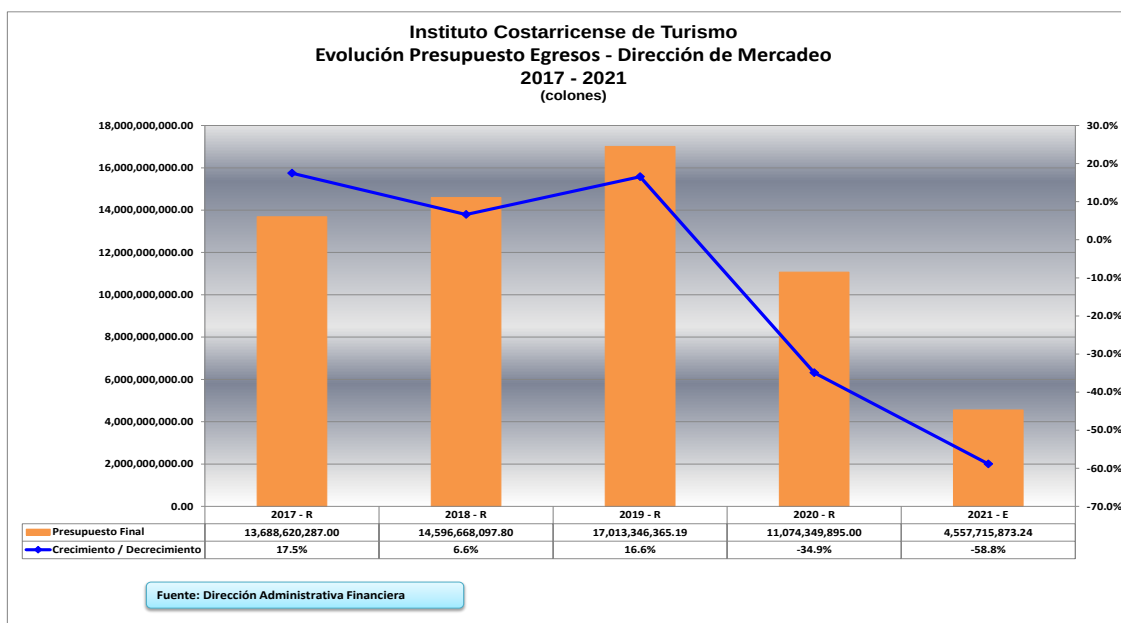


Según el Gráfico No. 10 se observa para el año 2017 el presupuesto final fue por un monto aproximado de ₡56.000 millones de colones, mientras que para el año siguiente fue de ₡42.138 millones de colones. Para el año 2019 el presupuesto final se ubicó en ₡41.507 millones, mientras que el presupuesto final para el año 2020, ajustado a la baja por Pandemia se ubicó en ₡29.706 millones, es decir, un 28.4% menos que el año anterior. Para el año 2021 el presupuesto final es de ₡19.619 millones de colones, menos de la mitad del presupuesto final del año 2019.

3.5. Asignación presupuestaria para Mercadeo

Lo anterior, implicó una disminución significativa en la asignación presupuestaria en áreas sustantivas de la institución: Gestión y Asesoría Turística, Planeamiento y Desarrollo, y Mercadeo. Particularmente para Mercadeo, siendo que el presupuesto aprobado para el 2021 por el orden de ₡4.557 millones, está muy por debajo de los niveles asignados en periodos anteriores a la pandemia, tal y como se muestra en el siguiente cuadro. Así, por ejemplo, el año 2021 representa solo el 27% del presupuesto final del año 2019.

Gráfico No. 11. Evolución Presupuesto de Egresos Mercadeo: 2017-2021.



En general, las decisiones que se han tomado en materia presupuestaria responden a una realidad a la que ha estado sometido el país, no obstante, las finanzas del ICT desde el punto de vista técnico, se han manejado siempre con mucha responsabilidad; esto ha hecho posible que, se tenga la posibilidad de continuar operando, pese a la severa disminución de ingresos a partir del año 2020, y la lenta recuperación que ya se registra para este año 2021. Evidencia de lo anterior, es el reconocimiento internacional que –pese a la crisis– ha cosechado la institución (*Mejor Ministerio de Turismo de Región de México y Centroamérica. World Travel Awards 2021*).

4. Regla Fiscal: Implicaciones para el ICT

Con el fin de lograr la sostenibilidad fiscal del país se promulgo la Ley No. 9635, “*Ley de Fortalecimiento de las Finanzas Públicas*” publicada en la gaceta No.225 del 4 de diciembre del 2018, que le otorga al estado herramientas, entre ellas la regla fiscal, esto para mantener en un rango prudencial la deuda total del Gobierno Central con respeto al Producto Interno Bruto (PIB).

De esta regla fiscal, se derivan mecanismos para la elaboración del presupuesto nacional, definiendo los límites de endeudamiento del Estado.

De conformidad con el artículo 5 del Título IV de la Ley No. 9635 mencionada, es aplicable a los presupuestos de los entes y los órganos del sector público no financiero, el cual incluye al Instituto Costarricense de Turismo.

Es así, como a partir del año 2020 entró en vigencia la aplicación de esta Ley, en cuanto a la aplicación de la Regla Fiscal para determinar el Límite de Gasto Presupuestario Máximo; para este periodo el Límite de Gasto ascendió a la suma ₡39.824 millones el cual fue asignado en su totalidad para el cumplimiento de los objetivos y metas establecidos para este periodo presupuestario.

Para el periodo 2021 el Límite de Gasto Presupuestario Máximo fue por un monto de ₡41.299 millones, no obstante, el presupuesto ordinario asignado fue solo por la suma de ₡20.295 millones, lo que se explica por la disminución significativa en la proyección de ingresos para el 2021 generado por la caída de la actividad turística a raíz de la crisis sanitaria del Covid-19.

En cuanto a la base utilizada para el cálculo de crecimiento para el Presupuesto Ordinario 2022 esta corresponde al gasto total 2021 por la suma de ₡20.187 millones, siendo el Límite de Gasto para el año 2022 el monto de ₡20.583 millones, lo que significó una disminución sustancial con respecto al límite de gasto del año 2020 (₡39.824 millones), situación que repercute directamente en la incorporación de recursos financieros adicionales para destinar a la inversión en el sector turístico de este nuevo periodo.

De hecho, el proyecto de presupuesto 2022 por un monto de ₡22.939 millones incorpora provisionalmente y en espera de un resultado positivo sobre la aplicación de la Regla Fiscal, un monto en exceso de ₡2.355 millones (SJD-0278-2021).

En forma simple, bajo el escenario de que el crecimiento en valores absolutos del gasto máximo presupuestario se establezca en ₡1.000 millones anuales (suponiendo un 2% de crecimiento), a partir del presupuesto ordinario 2020, no sería sino hasta el año 2055 que se alcance el nivel del presupuesto ordinario de ese año (2020: ₡50.049 millones).

5. Una propuesta de Reactivación Económica

Dada la intensa competencia internacional entre países por los turistas, es bastante complejo bajo las condiciones citadas en términos de restricción presupuestaria por la Regla Fiscal, anticipar un resultado positivo para el país en la forma de generación de empleos, renta, divisas, etc. Es decir, el crecimiento económico que debe experimentar el país en forma inmediata si o si, requiere sin lugar a dudas del concurso del sector turismo, en la versión (costarricense) exitosa y ejemplo para el mundo, de turismo sostenible, lo cual permite minimizar los impactos al medio natural y cultural, generar empleo local, lograr rentabilidad en las empresas locales, diversificar la economía en zonas costeras y preservar el patrimonio tanto histórico como cultural.

De ahí que este proyecto de ley pretende una solución a largo plazo sobre la limitación del uso de los recursos proyectados al aplicar la regla fiscal, que como se ejemplificó atrás, ya para el año 2022 el límite presupuestario se convierte en un obstáculo para la inversión institucional en tan importante sector.

En materia de Ingresos, se debe decir que la afectación sin precedentes en la recaudación de estos ocasionada por el impacto de la crisis sanitaria del Covid-19, tiene claramente una implicación para estimar los ingresos tributarios del 2022 al 2030, pues resulta ser una tarea compleja, *dado que las proyecciones siguen sujetas a un nivel inusual de incertidumbre, y dependen del éxito de los países en controlar la tasa de contagio, en sus campañas de vacunación*, además, impera la duda sobre cuánto tiempo se llevará la recuperación de la industria turística, y la fuerza con que se dará. Muy diferente de los periodos pre pandémicos, en donde se aplicó la metodología de modelos estadísticos de regresión lineal y estacionalidad, basados en la observación de datos sobre los ingresos obtenidos en periodos anteriores, pues se contaba en aquel momento con series históricas de ingresos de más de diez años, lo que permitía aplicar metodologías o herramientas para estimar los ingresos de forma efectiva. En las condiciones actuales y en medio de una pandemia, resulta poco factible aplicar algún tipo de metodología econométrica para estimar los ingresos tributarios del ICT (en esto se coincide con expertos en las áreas de economía y estadística de todo el mundo), se deberá construir una nueva serie de datos post pandemia, a partir de una nueva realidad en la industria turística nacional e internacional.

Por tanto, para determinar un posible escenario de ingresos para los años 2022-2025, se debió consultar fuentes de información de Organismos Internacionales como la Organización Mundial de Turismo (OMT), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), The International Air Transport Association (IATA) y la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI), entre otros, con el fin de obtener información relacionada a tendencias y predicciones en cuanto a la recuperación del sector de líneas aéreas y tráfico de pasajeros, así como la percepción del turista para los próximos años sobre visitar Costa Rica teniendo en cuenta la estabilización de la pandemia y una posible inmunidad de rebaño en el mediano plazo, una vez que se alcance la cobertura total de vacunación.

Así, por ejemplo, el director general y CEO de la IATA, Alexandre de Juniac, indicó el pasado de 3 de febrero de 2021:

“...Alexandre de Juniac, Director General y CEO de IATA, ha sido muy tajante al afirmar: “Fue fácil para los gobiernos cerrar sus países con acciones unilaterales. Pero el restablecimiento de la conectividad global necesita cooperación. IATA participa en el proceso de establecimiento de normas. Estamos avanzando rápidamente con el IATA Travel Pass...”

“...Como hemos visto, las decisiones gubernamentales unilaterales son muy efectivas a la hora de impedir la movilidad global. Sin embargo, el restablecimiento de la libertad de viajar, solo se puede lograr con la

cooperación. Los gobiernos ya se están dando cuenta del gran desafío que supone hacerlo sin la adopción de unos estándares globales sobre vacunas y pruebas. Esto pone de relieve la urgencia del trabajo que están realizando la OMS, la OCDE y la OACI. IATA participa en estas iniciativas y está dispuesta a colaborar con los gobiernos en su implementación”, dijo De Juniac.

Más allá de proyecciones, lo que aún no se sabe, es cómo será el teatro de operaciones con el que la industria de turismo podrá luchar para recuperarse, es decir, que conectividad tendremos en 2022 y sobre todo que infraestructura quedará en pie...”. Alexandre de Juniac. IATA. 3 de febrero de 2021. El mercado de viajes y turismo en 2022, una enorme incógnita. Recuperado de <https://es.travel2latam.com/nota/65398-el-mercado-de-viajes-y-turismo-en-2022-una-enorme-incognita>.

Según estudios de la Dirección de Planeamiento y Desarrollo Institucional del ICT (ICT, Mayo de 2021), que señalan:

*“...En un escenario de contención del virus que lleve a una flexibilización de las restricciones de movilidad, son factores que favorecerán la pronta recuperación que Costa Rica podría experimentar que además, estaría reforzada por el tipo de producto con el que el país ha logrado posicionarse en los mercados internacionales. **Es muy probable que los destinos como el nuestro con productos de alta calidad enfocados en naturaleza, experiencia y bienestar, y operados a un nivel de pequeña escala como factores de diferenciación, puedan amplificar esta ventaja competitiva en un escenario de post-pandemia frente a destinos más masivos y poco diferenciados y enfocado en volumen como estrategia competitiva...**” (lo resaltado no corresponde con el original).*

Asimismo, con el fin de consolidar una efectiva estimación de ingresos tributarios para los años 2022-2025, se realizó un *focus group*, con la participación de las diferentes direcciones de áreas estratégicas de la Institución, expertas en temáticas relacionadas con atracción de aerolíneas, mercadeo, proyección de visitación de turistas, etc. En la actividad realizada, se analizaron temas como: Atracción de líneas aéreas: Frecuencias de viajes, asientos disponibles, recuperación regionalizada del sector de líneas aéreas en el corto y mediano plazo. Restricciones migratorias: Protocolos de los Gobiernos, seguro de viaje, prueba Covid-19, aumento del costo del viaje, reapertura de destinos desde y hacia Costa Rica. Estrategias de mercadeo: Percepción de los turistas para viajar a Costa Rica, información de agencias internacionales; Programas de vacunación de los países; Nuevas cepas del virus; Estimaciones para el año 2022-2025 de la llegada de turistas (visitación) y salida de pasajeros; Estudios de la Dirección de Planeamiento y Desarrollo, entre otros.

Producto de esa mesa de discusión, y de acuerdo con el análisis antes indicado, se estudiaron tres escenarios para la estimación de los ingresos, uno optimista, otro intermedio y uno muy conservador, en el cual las direcciones de Mercadeo, Planeamiento y Desarrollo, Gestión Turística y Administrativo Financiero, así como técnicos del Departamento Financiero, aportaron cada uno sus criterios de proyección sobre una posible recuperación de la industria turística en niveles del año 2019 (año de referencia), para estimar el año 2022, siendo de forma mayoritaria el escenario del 50% sobre los ingresos del año 2019, además, que no será sino hasta el año 2025 que se alcancen los niveles de ingreso del año 2019, y una vez logrados los niveles pre pandémicos, se tendrá un crecimiento lineal sostenido entre un 2-3% del 2026 al 2030.

Además, para efectuar la estimación de ingresos tributarios para los años 2021-2030, se establecieron diferentes porcentajes de recaudación con relación al año 2019, diferenciados por mes y según el impuesto.

En el caso del impuesto de \$15 se estima un porcentaje mayor de recaudación a diferencia del 5% a) y 5% b), dado que según lo proyectado por expertos y las fuentes consultadas, la visitación (entrada de turistas), se recuperará más rápido que la salida de pasajeros; para el 5% b) se asigna un porcentaje mayor de recuperación que el 5% a), debido a la tendencia de crecimiento en la recaudación mostrada en los últimos años en ese impuesto, por el incremento de la venta de boletos a través de internet.

Por otra parte, la estimación de los egresos está en función de los ingresos percibidos (estimados), debido a que su comportamiento condicionará en buena medida la asignación presupuestaria para las siguientes partidas: Bienes y Servicios, Intereses y Comisiones, Bienes Duraderos, Transferencias y Amortización, y también Remuneraciones.

Para estos efectos, se tomó como base la asignación presupuestaria realizada en el Plan Presupuesto Ordinario del año 2022 (Comunicado de Acuerdo de Junta Directiva del Instituto Costarricense de Turismo (ICT) No. SJD-278-2021), el que fue estructurado tomando en consideración la afectación por Covid-19.

Cabe destacar, que además fue considerada la información real de los años 2019 y 2020, así como el resultado que se prevé obtener en el año 2021.

Las partidas más relevantes, que fueron especialmente analizadas para su estimación son: Publicidad y Propaganda, Remuneraciones, Bienes Duraderos y Transferencias.

En el Cuadro No. 10 siguiente, a partir de los supuestos de ingresos y gastos mencionados para la serie 2019-2030, se incluye el Presupuesto Ordinario Autorizado (Estimado) y el Presupuesto Máximo Autorizado (Gasto Total) por año, así como su diferencia.

Cuadro No. 10. Cálculo de Presupuesto Máximo Autorizado vrs Presupuesto Ordinario Autorizado (Estimado).

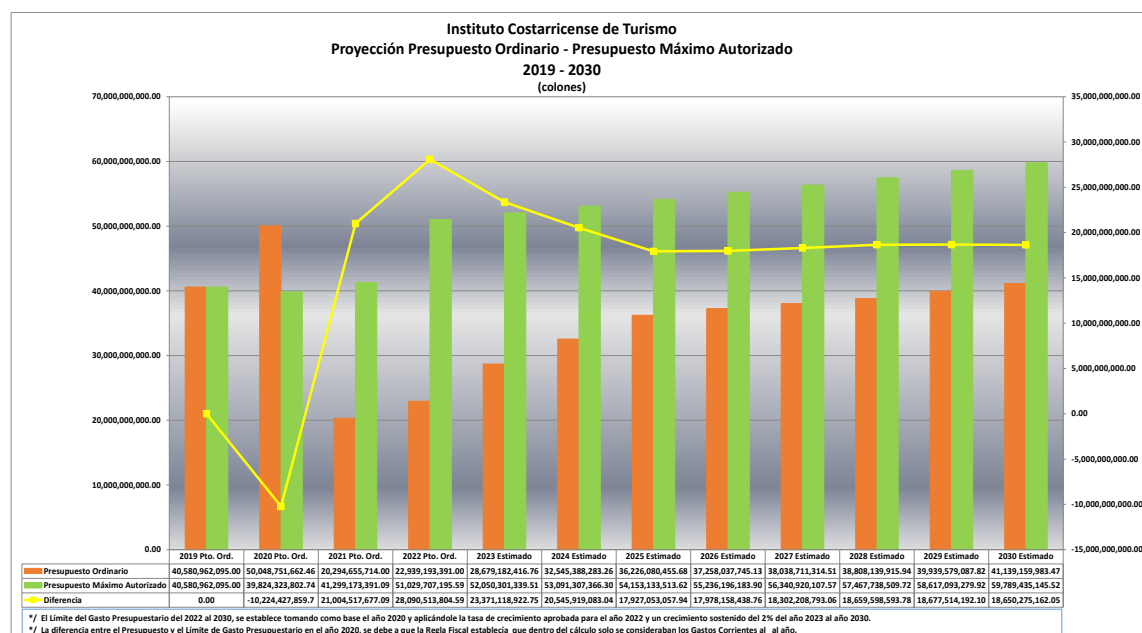
BASE AÑO 2020					
2% % CRECIMIENTO X RF					
	1	2	3 = 1 + 2	4	5 = 4 - 2
Año	Gasto Corriente Autorizado	Gasto Capital	Presupuesto máximo autorizado=GASTO TOTAL	Presupuesto Ordinario Autorizado (Estimado)	Diferencia
2020	39 824 323 803	10 224 427 860	50 048 751 663		
2022	40 604 880 550	10 424 826 646	51 029 707 196	22 939 193 391	28 090 513 805
2023	41 416 978 161	10 633 323 179	52 050 301 340	28 679 182 417	23 371 118 923
2024	42 245 317 724	10 845 989 643	53 091 307 366	32 545 388 283	20 545 919 083
2025	43 090 224 078	11 062 909 435	54 153 133 514	36 226 080 456	17 927 053 058
2026	43 952 028 560	11 284 167 624	55 236 196 184	37 258 037 745	17 978 158 439
2027	44 831 069 131	11 509 850 977	56 340 920 108	38 038 711 315	18 302 208 793
2028	45 727 690 514	11 740 047 996	57 467 738 510	38 808 139 916	18 659 598 594
2029	46 642 244 324	11 974 848 956	58 617 093 280	39 939 579 088	18 677 514 192
2030	47 575 089 210	12 214 345 935	59 789 435 146	41 139 159 983	18 650 275 162

Efectivamente, según la estimación de ingresos para los años 2022-2025, se espera en promedio un crecimiento sostenido de estos de un 27.2%, consecuente con las proyecciones de recuperación de la industria turística para los próximos años, situación que incidirá en un crecimiento sustancial en la disponibilidad de recursos, para la atención de proyectos y actividades sustantivas de la Institución; asimismo, una vez alcanzado los niveles de ingresos pre pandémicos, se espera un crecimiento lineal y constante entre un 3-5% para los años 2026-2030.

En el Gráfico No.12 se presenta la serie 2019-2030: el Presupuesto Ordinario Autorizado (Estimado) y el Presupuesto Máximo Autorizado (Límite Presupuestario) por año, en donde se evidencia el crecimiento natural que se estima tenga el primero, comparado con el Presupuesto Máximo Autorizado (mecanismo de cálculo) solicitado en este Proyecto de Ley, y que se considera necesario para que la entidad rectora del Sector Turismo, cuente con los recursos requeridos para apoyar la reactivación económica del país. Además, la línea amarilla refleja la brecha entre las dos variables.

Se indica que, para efectos del Proyecto de Ley, se considera como base el Presupuesto Máximo Autorizado para el año 2020.

Gráfico No. 12. Proyección de Presupuesto Ordinario – Presupuesto Máximo Autorizado: 2022-2030.



Como se observa en el gráfico anterior, la aplicación de la Regla Fiscal no afectó el año 2021 (ver diferencia del Presupuesto Máximo Autorizado vrs el Presupuesto Ordinario) en tanto para este periodo, el Ingreso apenas inicia su recuperación, lo que motivó prudentemente asignar un gasto relativamente menor. No así para el año 2022, año en que se comienza a demostrar la limitación propia de la Regla Fiscal, en donde se tiene como base el Presupuesto Ordinario del año 2021, una base limitada y que es consecuencia directa del paro de actividades turísticas sobre todo en el año 2020, pero que arrastra hacia abajo también el presupuesto ordinario del año 2021, casualmente la base para el cálculo del Presupuesto Máximo Autorizado para el año 2022.

Por lo tanto, de cumplirse los supuestos planteados tanto para los Ingresos como para los Egresos en el Flujo de Efectivo Proyectado, los cálculos presupuestarios indicados son los que justifican que el Presupuesto Máximo Autorizado del año 2020 se tenga como base, a partir del cual se aplican los porcentajes de aumento que se establecen por Regla Fiscal, hasta el año 2029 y siguientes. Es así como, para el año 2022 se aplicó el porcentaje de 1.96% dispuesto por el Ministerio de Hacienda según la Regla Fiscal; a partir del año 2023 se estimó un porcentaje de crecimiento de 2.0%. Como se observa, lo que se pretende con el presente proyecto de ley es hacer un *punte* que permita solventar la problemática que significa una disminución de la base (sobre la que se calcula el crecimiento del techo presupuestario), obteniendo naturalmente una nueva hasta el año 2029 (donde se alcanzará el mismo Gasto Corriente Autorizado del año 2020), que responderá a partir del año 2030 al cometido de la Regla Fiscal, en términos de la Base.

En virtud de lo anterior, se somete a consideración de los señores diputados el siguiente proyecto de ley **LEY ADICIÓNASE UN TRANSITORIO XLI AL CAPÍTULO IV, DISPOSICIONES TRANSITORIAS AL TÍTULO IV, RESPONSABILIDAD FISCAL, DE LA LEY N° 9635, LEY DE FORTALECIMIENTO DE LAS FINANZAS PÚBLICAS.**

LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE COSTA RICA
DECRETA:

**LEY ADICIÓNENSE UN TRANSITORIO XLI AL CAPÍTULO IV,
DISPOSICIONES TRANSITORIAS AL TÍTULO IV,
RESPONSABILIDAD FISCAL, DE LA LEY N.º 9635,
LEY DE FORTALECIMIENTO DE LAS
FINANZAS PÚBLICAS**

ARTÍCULO ÚNICO- Agréguese un transitorio a la Ley 9635 Ley de Fortalecimiento de las finanzas públicas de fecha 3 de diciembre del 2018, publicada en La Gaceta N.º 225 Alcance 202 del 4 de diciembre del 2018, y córrase la numeración cuyo texto dice:

Transitorio XLI

A efectos de la aplicación de la regla fiscal, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 del Capítulo I del Título IV de esta Ley, para el caso del Instituto Costarricense de Turismo, el Presupuesto Máximo Autorizado del año 2022 se calculará con base en el gasto total autorizado del año 2020 más la tasa de crecimiento aprobada (1,96%) para el año 2022. Para cada uno de los años de la serie 2023-2029, el gasto total o gasto corriente, según corresponda, se calculará sobre la base del año anterior más la tasa de crecimiento dispuesta por el Ministerio de Hacienda. A partir del año 2030 el Presupuesto Máximo Autorizado será conforme a lo dispuesto en la presente Ley.

Rige a partir de su publicación.

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

CARLOS ALVARADO QUESADA

Elian Villegas Valverde
Ministro de Hacienda

Gustavo Alvarado Chaves
Ministro de Turismo

NOTA: Este proyecto aún no tiene comisión asignada.

1 vez.—Solicitud N° 315770.—(IN2021609225).

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

Decreto Ejecutivo N° 43242-MINAE

**EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Y LA MINISTRA DE AMBIENTE Y ENERGÍA**

En ejercicio de las facultades contenidas en los artículos 50, 140 incisos 3) y 18) y 146 de la Constitución Política; artículos 27 inciso 1) y 28 inciso 2) acápite b) de la Ley General de la Administración Pública N°6227 del 2 de mayo de 1978; la Ley de Aguas N°276 del 27 de agosto de 1942; artículo 50 de la Ley Orgánica del Ambiente N°7554 del 4 de octubre de 1995; y la Ley Forestal N°7575 del 13 de febrero de 1996.

Considerando:

I— Que el artículo 50 Constitucional establece que el Estado debe procurar el mayor bienestar a todos los habitantes del país, garantizando el derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, en respeto del derecho a la protección de la salud humana que se deriva del derecho a la vida; siendo entonces que el objetivo primordial del uso y protección del ambiente, es obtener un desarrollo y evolución favorable al ser humano en armonía con este, en el que la calidad ambiental, y los medios económicos resultan ser de los parámetros fundamentales para las personas.

II— Que de conformidad con la Ley Orgánica del Ambiente N° 7554, el agua es un bien de dominio público y el Estado debe procurar los instrumentos necesarios para tener un ambiente sano y ecológicamente equilibrado. Asimismo, en armonía con dicha legislación, la Ley Orgánica del Ministerio de Ambiente y Energía N°7152, dispone que el Ministerio de Ambiente y Energía es el rector del Sector Ambiente y Energía, y tiene competencias para la gestión de los recursos hídricos del país bajo el desarrollo y aplicación de los principios generales de la citada ley en armonía con las leyes de otras instituciones del Estado y los objetivos nacionales, para el beneficio de la sociedad costarricense.

III— Que de conformidad con la Ley de Aguas N° 276 y sus reformas, el Ministerio de Ambiente y Energía es el ente rector del recurso hídrico correspondiéndole disponer y resolver sobre su dominio, aprovechamiento, utilización, gobierno y vigilancia; y autoriza al Ministerio de Ambiente y Energía a establecer un canon por concepto de aprovechamiento de agua y que en la actualidad debe reflejar los costos procedentes del reconocimiento del agua como un bien con valor económico, ambiental y social.

IV— Que conforme la Ley Forestal N°7575, el bosque y las plantaciones forestales inciden directamente en la protección y mejoramiento del medio ambiente brindando un servicio ambiental de protección al agua para uso urbano, rural o hidroeléctrico; donde las áreas silvestres protegidas del Estado y las áreas protegidas privadas, son ecosistemas que

coadyuvan a la sostenibilidad del régimen hídrico y consecuente administración de la oferta de agua en cada una de las microcuencas o cuencas, a fin de garantizar su aprovechamiento multiuso, con prioridad al abastecimiento de agua para el consumo humano, reconociéndose el servicio de protección del recurso hídrico que presta a estas áreas.

V— Que el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, N° 7593, establece la necesidad de incorporar el criterio de sostenibilidad ambiental a la hora de fijar tarifas, precios y tasas de los servicios públicos.

VI— Que el Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública “Del Bicentenario 2019-2022”, como marco político superior del Gobierno de la República, dispone la necesidad de formular políticas de Desarrollo Sostenible.

VII— Que mediante la construcción e implementación del sexto Plan Nacional de Energía 2015 - 2030, se identificó la necesidad de revisar los requisitos y normativa técnica requerida para la estimación del caudal ambiental, siendo esto un objetivo del Plan.

VIII— Que conforme al estudio y análisis realizado por el Departamento de Desarrollo Hídrico de la Dirección de Agua del Ministerio de Ambiente y Energía, según el documento “PROPUESTA METODOLÓGICA PARA EL CÁLCULO DEL CAUDAL AMBIENTAL EN LAS CONCESIONES DE APROVECHAMIENTO, Método del porcentaje y Balance Hídrico del Tramo”, se analiza el impacto en los cuerpos de agua concesionados, como parte de la gestión y administración del recurso hídrico a nivel nacional, concluyendo, que lo aplicado hasta ahora en la asignación del recurso y usado para soporte del planteamiento de caudal ambiental, asegura la protección del recurso hídrico.

IX— Que la metodología para el cálculo del caudal ambiental aplicada hasta ahora por la Dirección de Agua del Ministerio de Ambiente y Energía, fue dispuesta mediante acuerdo del año 1991 de la Junta Directiva del antiguo Servicio Nacional de Electricidad (SNE). En esta se dispuso mantener un porcentaje equivalente al 10% del caudal medido en cada punto de toma, considerando aportes de caudal por afluentes aguas abajo y equidistantes respecto al punto de toma. Conforme esta metodología, se ha protegido el recurso hídrico, manteniendo en los cuerpos de agua, hasta 61.54% del caudal disponible. De tal forma se concluye que esta metodología, considerando el análisis acumulado del aprovechamiento en el cuerpo de agua, ha cumplido con los fines de protección de este recurso. Este método se ajusta al grupo de metodologías hidrológicas, en particular al tipo Montana (Tennant 1976) la cual se encuentra adaptada a zonas tropicales y subtropicales, que establece un porcentaje del caudal valorado.

X— Que de conformidad con el artículo 4 inciso ñ) de la Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica N°8723, es requisito legal, presentar un estudio del caudal ambiental. La misma obligación se contempla en el artículo 18 de la Ley Forestal N°7575, cuando se trata de aprovechar agua en Patrimonio Natural del Estado. De tal forma este decreto estaría brindando al administrado, tanto público como privado, el instrumento técnico para poder realizarlo.

XI— Que de conformidad con el párrafo tercero del artículo 12 del Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos, Decreto Ejecutivo N°37045-MP-MEIC y sus reformas, se determinó que la presente propuesta no establece ni modifica trámites, requisitos o procedimientos, que el administrado deba cumplir, situación por la que no se procedió con el trámite de control previo.

Por tanto;

DECRETAN:

“Reglamento para la selección de la metodología para el cálculo del caudal ambiental y evaluación del impacto hídrico acumulado”

Capítulo I.

Consideraciones generales.

Artículo 1— Objetivo.

Establecer el procedimiento para la selección de la metodología mediante la cual se deberá calcular el caudal ambiental en un cuerpo de agua, además, de la valoración del estado del cuerpo de agua, a partir de la evaluación del impacto hídrico acumulado; con el propósito de asegurar la sostenibilidad del recurso hídrico y el ambiente asociado.

Artículo 2— Alcance.

Es de aplicación obligatoria en todo territorio nacional y para todo aprovechamiento de agua que se pretenda realizar en los cauces de dominio público en apego a lo dispuesto en la Ley de Aguas No. 276.

Artículo 3— Definiciones.

Para efecto de este Reglamento se entenderá por:

- a) Aforo:** Conjunto de operaciones para determinar el caudal en una corriente de agua superficial para un nivel registrado.
- b) Año hidrológico:** Periodo de 12 meses que comprende el inicio con la época lluviosa y finaliza con el término de la época seca y que se repite cíclicamente, que varía conforme a la región climática y la variabilidad climática.
- c) Área Silvestre Protegida:** zonas geográficas delimitadas, constituidas por terrenos, humedales y porciones de mar. Han sido declaradas como tales por representar significado especial por sus ecosistemas, la existencia de especies amenazadas, la repercusión en la reproducción y otras necesidades y por su significado histórico y

cultural. Estas áreas estarán dedicadas a conservación y protección de la biodiversidad, el suelo, el recurso hídrico, los recursos culturales y los servicios de los ecosistemas en general (artículo 58 de la Ley de Biodiversidad N°7788).

- d) **Captación artesanal o móvil:** Obra cuya función es la derivación del caudal autorizado, construida sin utilizar agregados constructivos que la fijen al cauce o sus márgenes. Es una estructura removible fácilmente y que genera un bajo impacto en el cauce. Los sistemas de bombeo móvil se incluyen en esta definición.
- e) **Captación fija parcial:** Obra cuya función es la derivación del caudal autorizado, construida mediante una estructura fija utilizando agregados constructivos, que genera un mayor impacto en flujo y derivación del caudal; esta cubre parcialmente la sección transversal del cauce. Los sistemas de bombeo fijo se incluyen en esta definición.
- f) **Captación fija total:** Obra cuya función es la derivación del caudal autorizado, construida mediante una estructura fija utilizando agregados constructivos, que genera un mayor impacto en flujo y derivación del caudal; esta cubre toda la sección transversal del cauce.
- g) **Cauce:** Por donde discurren naturalmente las aguas superficiales y corresponde al terreno que cubren las aguas en las mayores crecidas ordinarias en un periodo de retorno de un año hidrológico, según el artículo 69 de la Ley de Aguas N°276.
- h) **Caudal:** Volumen de agua que pasa por un punto en un tiempo determinado. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- i) **Caudal Ambiental:** flujo de agua en cantidad, periodicidad y calidad que se requiere en el cauce para sostener los ecosistemas dulceacuícolas, estuarinos y el bienestar humano que depende de estos ecosistemas, permitiendo un aprovechamiento sostenible de las aguas. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- j) **Caudal medio anual:** Es el caudal promedio que se obtiene sumando los caudales medios diarios del año y dividiendo por el número de días del año. También conocido como caudal medio durante un año. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- k) **Caudal medio mensual:** Es el caudal promedio que se obtiene sumando los caudales medios diarios del mes y dividiendo por el número de días del mes. También conocido como caudal medio del mes. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- l) **Caudal mínimo registrado:** es el caudal registrado durante la época seca o el periodo de transición a la época lluviosa, que corresponde al tiempo de estiaje. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.

- m) **Caudal requerido:** Es el caudal que satisface las necesidades del solicitante de una concesión o inscripción, determinado conforme a las dotaciones para cada actividad. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- n) **Caudal solicitado:** Es el caudal manifiesto en la solicitud de concesión o inscripción según corresponda. Se expresa en unidades de volumen y tiempo. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.
- o) **Concesión de agua:** Es el acto administrativo por medio del cual el Estado a través de MINAE, autoriza en forma temporal y con condiciones el aprovechamiento de aguas a personas privadas o públicas; físicas o jurídicas.
- p) **Crecida Ordinaria:** Es la máxima crecida ordinaria de caudal dentro del año hidrológico de un cauce.
- q) **Cuerpo de Agua:** Es aquel que se produce por la esorrentía generada a partir de las precipitaciones y/o por el afloramiento de aguas subterráneas. Pueden presentarse en forma de corriente, río, quebrada, arroyo; que pueden ser de flujo permanente o intermitente; además, de lago, laguna, marisma, embalse natural o artificial, estuario, manglar, turbera, pantano.
- r) **Dotación:** Cantidad de agua por unidad de producción o consumo, determinada por las necesidades de la particularidad de cada uno de los usos; considerando la variable de eficiencia en su aprovechamiento integral.
- s) **Época lluviosa:** Periodo del año en donde predominan los días con lluvia de manera consecutiva y por varios meses.
- t) **Época seca:** Periodo del año caracterizado por días secos de manera consecutiva y a lo largo de varios meses.
- u) **Evaluación de impacto hídrico acumulado:** Es el resultado del análisis integral de la condición de una corriente de agua, respecto al caudal requerido y su temporalidad; el caudal disponible considerando la suma del caudal concesionado o inscrito en el cuerpo de agua evaluado, así como solicitudes en trámite al momento del análisis, que estén debidamente ingresadas en el Registro Nacional de Concesiones que administra la Dirección de Agua.
- v) **Inscripción:** Es el acto administrativo de registro de un aprovechamiento de agua en el Registro Nacional de Concesiones conforme al artículo 18 de la Ley de Aguas N°276.
- w) **Porcentaje de Caudal aprovechable:** Es la relación entre el caudal requerido y el promedio de caudales mínimos registrado durante la época seca o el periodo de transición a la época lluviosa. Se expresa en unidades de volumen por tiempo.

- x) **Punto de captación:** Punto de ubicación en el cauce donde el usuario está autorizado para derivar el recurso hídrico para su aprovechamiento.
- y) **Punto de control:** Sitio en el cauce, en el cual se realizan mediciones periódicas de una o varias variables definidas, con el fin de tener control sobre el estado del cuerpo de agua.

CAPÍTULO II

Definición de la metodología a utilizar para el cálculo del caudal ambiental.

Artículo 4— Del Caudal Ambiental.

Para la determinación del caudal ambiental, se debe proceder a calcularlo a partir del análisis del aprovechamiento de agua pretendido y aplicando el procedimiento establecido en este reglamento.

El mismo podrá ser realizado por parte de la Administración o el Administrado según se dispone en la Ley de Aguas N°276 o cuando el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), a través de la Dirección de Agua, se lo solicite mediante resolución razonada.

Artículo 5— Del Procedimiento.

Para definir el grupo metodológico mediante el que se determinará el caudal ambiental, se debe aplicar lo siguiente:

- a) Se analizan las variables del aprovechamiento de aguas, según columna 1 del cuadro 1, y conforme parámetros columna 3, se asigna un puntaje por variable, según columna 4.
- b) Se suma el puntaje correspondiente de cada variable y se genera un puntaje total.
- c) Conforme puntaje total, según punto b), se selecciona el grupo metodológico, según el cuadro 2.
- d) Conforme el grupo metodológico resultante, y el anexo 1, se selecciona el método a utilizar para el cálculo del Caudal Ambiental.

Cuadro 1. Variables y parámetros para selección del grupo metodológico.

1	2	3	4
Variable	Consideración de la Variable	Parámetros	Puntaje
Caudal requerido	Se refiere al caudal para satisfacer las necesidades del solicitante de una concesión o inscripción, determinado conforme a las dotaciones para cada actividad. Se expresa en unidades de volumen y tiempo.	0 - 3 l/s	10
		03-05 l/s	100
		5 - 9 l/s	250
		9 - 25 l/s	500
		25 - 2825 l/s	750
		> 2825 l/s	1000
Retorno del agua	Se refiere a si el agua extraída del cuerpo de agua, una vez utilizada, es retornada o no al cuerpo de agua de origen. Si se retorna a otro cuerpo de agua, se considera uso consuntivo.	Retorna al cuerpo de agua original (No Consuntivo)	100
		No retorna al cuerpo de agua original (Consuntivo)	500
Fragilidad Ambiental	Está determinada por la relación del punto de toma de agua pretendido, respecto a un Área Silvestre Protegida (ASP) y conforme su categoría de manejo, según categorías de manejo dispuestas por MINAE: http://www.sinac.o.cr/ES/asp/Paginas/default.aspx Para la valoración, la cuenca se debe dividir en tres secciones, en función de la diferencia de altura del cauce de mayor longitud, entre tres: teniendo las secciones de cuenca: alta, media y baja. Luego, para la sección de la cuenca donde se ubica el punto de toma pretendido, se evalúa su ubicación respecto a las ASP que existan en esa sección la cuenca, determinando; si el punto de toma se localiza aguas arriba, aguas abajo o dentro de una ASP o si no existe ASP en la sección evaluada.	Si en la sección de cuenca de análisis, la toma de agua pretendida no está dentro de un ASP, además, no existe una ASP aguas abajo de esta.	10
		Si en la sección de la cuenca de análisis, la toma de agua pretendida se ubica aguas arriba o dentro de un ASP de las siguientes categorías de manejo: reserva forestal, zonas protectoras y monumentos naturales,	500
		Si en la sección de la cuenca de análisis, la toma de agua pretendida se ubica aguas arriba o dentro de un ASP de las siguientes categorías de manejo: parques nacionales, refugios vida silvestre, reservas biológicas y humedales.	1000

1	2	3	4
Variable	Consideración de la Variable	Parámetros	Puntaje
Tipo de Captación	Se refiere al tipo de estructura usada para la derivación del agua, categorizadas en tres tipos y conforme definición dispuesta en este reglamento.	Captación móvil o artesanal	10
		Captación fija parcial	250
		Captación fija total	500
Porcentaje de caudal aprovechable	Se refiere a la relación entre el caudal requerido y el promedio de caudales mínimos registrados durante la época seca o el periodo de transición a la época lluviosa.	menor al 40 %	10
		mayor al 40 %	500
Riesgo ante eventos extremos secos	Se refiere a la afectación en el cuerpo de agua y los ecosistemas, ante eventos extremos. Conforme lo dispuesto por el Instituto Meteorológico Nacional en su informe “Mejoramiento de las capacidades nacionales para la evaluación de la vulnerabilidad y adaptación del sistema hídrico al cambio climático en Costa Rica, como mecanismo para disminuir el riesgo al cambio climático y aumentar el índice de Desarrollo Humano, 2012: mapa de riesgo ante eventos extremos secos. http://cglobal.imn.ac.cr/documentos/publicaciones/AdaReHiCRCC/offline/download.pdf	Bajo	100
		Medio bajo	200
		Medio	300
		Medio alto	400
		Alto	500
Usos Directos	Se refiere a si la toma de agua pretendida está en un cuerpo de agua donde existe una dinámica de usos del agua que se dan directamente en este.	Existen actividades básicas: Beber, lavar objetos tales como ropa y vasijas, bañarse, pescar, abreviar o bañar caballerías y ganado.	10
		Existen actividades especiales: navegar, embarcar y desembarcar, realizadas en un trayecto aproximado a partir de su desembocadura en el	1000

1	2	3	4
Variable	Consideración de la Variable	Parámetros	Puntaje
		mar, o su confluencia con otro río; conforme al Decreto Ejecutivo N°4 del 23 de febrero de 1966 y sus reformas. Actividades de aventura en ríos, tales como rafting, kayak, hidrospeed.	

Artículo 6– De los Grupos Metodológicos.

De conformidad con el artículo 5, según la puntuación obtenida de la sumatoria del puntaje de cada una de las variables y conforme el cuadro 2 siguiente, se definirá el grupo metodológico.

Cuadro 2. Definición del grupo metodológico.

Grupo metodológico	Rango de puntuación
Porcentaje	250 – 1200
Hidráulico	1201 – 2150
Hidrológico	2151 – 3100
Hidrobiológico	3101 – 4050
Holístico	4051 – 5000

Fuente: Dirección de Agua.

El Ministerio de Ambiente y Energía, en colaboración de instituciones públicas del Sector Ambiente y Energía, evaluará bianualmente las metodologías publicadas en el Anexo I de este Reglamento y de ser necesario, mediante resolución Ministerial, realizará su actualización, debiendo publicarse la misma, en el Diario Oficial La Gaceta.

CAPITULO III

De la evaluación del impacto hídrico acumulado, determinación del estado del cuerpo de agua y puntos de control.

Artículo 7– De la evaluación del impacto hídrico acumulado.

En el análisis de las solicitudes de aprovechamiento de agua, la Dirección de Agua deberá evaluar el impacto hídrico acumulado en el cuerpo de agua, determinando para ello el valor del estado del mismo, a partir del siguiente procedimiento:

1. Se define la sección de análisis: esta debe ir desde el punto de inicio del cauce o desde el punto de la confluencia con el cauce tributario inmediato superior, hasta la confluencia con el siguiente cauce tributario inmediato inferior o la desembocadura en el mar.
2. Se determina la disponibilidad de agua en la sección de análisis, considerando las mediciones de caudal registrado en el cuerpo de agua y los derechos de agua existentes y en trámite, aguas arriba y aguas abajo del sitio de toma, que estén debidamente formalizados en el Registro Nacional de Concesiones que administra la Dirección de Agua.
3. Cuando la solicitud de aprovechamiento de agua contemple varios puntos de toma en un mismo cuerpo de agua, cada toma se debe evaluar por separado.
4. Se calcula el caudal ambiental en cada toma.
5. Se calcula el caudal requerido por el solicitante, según necesidades.
6. Se calcula el caudal mínimo registrado.

El valor del estado del cuerpo de agua (EF), se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$E_F = \left(\frac{Q_C}{Q_D} \right) * 100 \quad \dots\dots\dots (1)$$

Donde:

EF = Valor de estado del cuerpo de agua (%)

QC = Caudal otorgado o inscrito: sumatoria de caudales concesionados o inscritos en la sección, más el valor del caudal ambiental del sitio de toma analizado.

QD = Caudal mínimo registrado en la sección evaluada.

El valor del cuerpo de agua se puede obtener en cualquier momento del año.

Artículo 8– De la Clasificación del estado del cuerpo de agua.

A partir del valor del estado del cuerpo de agua determinado para la sección evaluada, resultante de aplicar la fórmula dispuesta en artículo 7 del presente Reglamento, se clasifica éste, conforme categorización del cuadro 3 asignándole la categoría correspondiente.

Cuadro 3. Clasificación del impacto hídrico acumulado del cuerpo de agua.

Categoría de Estado del cuerpo de agua	Porcentaje de caudal época seca	Porcentaje de caudal época lluviosa	Condición
No admisible	De 0 a 10%	De 0 a 10%	Roja
Débil o degradante	De 11% a 20%	De 11% a 30%	
Buena	De 21% a 30%	De 31% a 40%	Verde
Muy buena	De 31% a 40%	De 41% a 50%	

Categoría de Estado del cuerpo de agua	Porcentaje de caudal época seca	Porcentaje de caudal época lluviosa	Condición
Excelente	De 41% a 60%	De 51% a 60%	
Optima	De 61% o menor que 100%	De 61% o menor que 100%	<Azul
Natural	100 %	100 %	

Cuadro elaborado por Dirección de Agua conforme clasificación de Tennant adaptado a las zonas tropicales y subtropicales.

Artículo 9– De la condición del cuerpo de agua.

Conforme la categorización realizada según artículo 8 del presente Reglamento, se deberá entender como:

- a) Condición Roja: Sección del cuerpo de agua restringida, donde de previo a resolver sobre nuevos aprovechamientos de aguas, se requiere realizar estudios más detallados que garanticen la sostenibilidad de recurso hídrico.
- b) Condición Verde: Sección del cuerpo de agua donde se pueden dar nuevos aprovechamientos de agua en tanto no se degrade a una condición roja.
- c) Condición azul: Sección del cuerpo de agua con condiciones óptimas para nuevos aprovechamientos de agua.

Artículo 10– Puntos de control.

La Dirección de Agua establecerá puntos de control, con enfoque de cuenca, sub cuenca o microcuenca hidrográfica, con el fin de tener una visión y control integral de los aprovechamientos, de la disponibilidad de agua y del caudal ambiental. En estos se realizará el monitoreo de la cantidad, temporalidad y calidad de agua.

Esto se realizará progresivamente conforme la disponibilidad de recursos financieros. El MINAE publicará en el Sistema Nacional de Información para la Gestión Integrada del Recurso Hídrico (SINIGIRH) a inicio de todos los años, la información de los puntos de control.

CAPITULO IV

Disposiciones finales

Artículo 11– Disposición de la información conforme este reglamento.

La Dirección de Agua procesará la información recolectada y la pondrá a disposición en el Sistema Nacional de Información para la Gestión Integrada del Recurso Hídrico (Sinigirh).

La Dirección de Agua progresivamente y conforme se tenga los estados de cuerpos de agua, deberá publicarlos en el SINIGIRH.

Artículo 12– Implementación de puntos de control.

La Dirección de Agua implementará los puntos de control en un plazo de 5 años a partir de la publicación del presente Reglamento.

Artículo 13– Vigencia.

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

Dado en la Presidencia de la República. San José, el dieciséis de setiembre del año dos mil veintiuno.

Carlos Alvarado Quesada

Andrea Meza Murillo
Ministra de Ambiente y Energía

1 vez.—Solicitud N° 006-2021-887.—O. C. N° 4600059780.—(D43242-IN2021609022).

Anexo

Detalles de los métodos para la determinación de caudal ambiental.

La aplicación de metodologías de estimación de caudales ambientales, responde a la necesidad de establecer límites para la alteración del régimen hidrológico, de forma que la cantidad de agua sea suficiente para mantener los diversos usos del agua, brindarles condiciones a los ecosistemas y el equilibrio del aprovechamiento y la conservación.

Conforme la Comisión Interinstitucional constituida para el análisis de implementación del Caudal Ambiental, se generó el documento “Guía de selección de metodologías para la estimación del caudal ambiental en Costa Rica” elaborado por la comisión interinstitucional del caudal ambiental con fecha del 22 de marzo del 2019, del cual se tiene la recomendación de las referencias a nivel nacional e internacional en los diferentes métodos y grupos metodológicos disponibles y óptimos para implementar en Costa Rica para el cálculo del caudal ambiental. Según lo anterior, las tipologías de integran en los siguientes grupos:

- Método del Porcentaje.
- Métodos Hidrológicos.
- Métodos Hidráulicos.
- Métodos Hidrobiológicos/ Ecohidráulicos.
- Métodos Holísticos.

Los métodos clasificados según el grupo, corresponde al producto de investigaciones y análisis del comportamiento de las distintas variables. La aplicación y resultados están en función de los supuestos asumidos para su desarrollo, de la cantidad y calidad de la información disponible para su aplicación. A continuación, se describe las metodologías que se deben utilizar por grupo metodológico:

Grupo metodológico del porcentaje:

Antecedente:

Este método está desarrollado y aplicado desde 1991 por la Dirección de Agua, a partir del análisis estadístico de los registros de concesiones e inscripciones de agua, se valoraron los

caudales aforados en la época de estiaje “oferta” y los caudales autorizados conforme Registro Nacional de Concesiones; para su uso “demanda”, contemplando 4033 registros en un primer análisis y en un segundo análisis con una muestra de 351 registros con un 95% de certeza y un 5% de margen de error. Además, el método establece la valoración de las condiciones del cuerpo de agua y las necesidades a partir del Manual de Dotaciones. Lo anterior da como resultado un 38.46% de caudal concesionado y aprovechado, respecto a un 61.54% de caudal que discurre libre por el cuerpo de agua; lo que implica un impacto positivo mayor que el porcentaje usado, en beneficio de la conservación del recurso hídrico. Referencia Análisis del método de porcentaje utilizado por la Dirección de Agua para determinar el caudal ambiental, basado en aforos y caudales otorgados. (Ing. Jesús Monge Desarrollo – Dirección de Agua. 2021).

Método:

El caudal ambiental se calcula al aplicar un porcentaje comprendido entre el 10% al 20% del caudal mínimo registrado en el cuerpo de agua, según aforos disponibles de época seca. Se aplica de manera puntual para cada toma indicada en la solicitud de aprovechamiento o inscripción de fuentes; considerando los aprovechamientos existentes aguas arriba y aguas abajo del sitio de toma en análisis, con el resultante de un balance que determina la viabilidad de un nuevo aprovechamiento.

Conforme la clasificación del impacto acumulado basado en la metodología de Tennant adaptado a las zonas tropicales y subtropicales, se aplica un porcentaje del 20% a la categorización de la fuente como “Buena”. Aplicando el 10 % para las categorías de “Muy Buena” a “Natural”. En el caso de fuentes de agua que se requieran para uso poblacional, en razón de la prioridad de ley, aun cuando la fuente por su condición natural presente limitaciones de caudal, se aplicará un 10 %, indistinto de la categoría de clasificación. Ambos porcentajes se establecen como el mínimo admisible que debe prevalecer en la fuente aprovechada.

Grupo Metodológico hidrológicos:

Representan el abordaje más simple, menos costoso y más utilizado a nivel mundial. Estos se basan en el análisis de series temporales de 5, 10, 15, 25, 50 y más años de caudales de un curso de agua, datos que pueden obtenerse del registro histórico de estaciones de aforo o mediante modelación numérica hidrológica-hidrodinámica, entre otras formas. Estos métodos se pueden dividir en dos grupos: 1) los que establecen un único valor de caudal ambiental para todo el año o mes, y 2) los que establecen un régimen completo de caudales ambientales. Si bien son de menor costo, las relaciones entre los indicadores hidrológicos y ecológicos no han sido evaluadas. Los métodos de régimen completo de caudales proporcionan valores para cinco componentes del régimen hidrológico (magnitud, frecuencia, duración, momento y tasas de cambio de los diferentes caudales), los cuales son reconocidos como determinantes para la integridad ecológica de los sistemas fluviales (Lytle & Poff, 2004).

a) Método de Tennant o de Montana:

Fue aplicado en los Estados Unidos en la década del setenta y consiste en una recomendación de caudales mínimos basados en un conjunto de porcentajes de caudales medios anuales

calculados para un aprovechamiento local y que son aplicados a diferentes porcentajes para los periodos secos y de lluvias. Las variables utilizadas son los periodos estacionales del año y el caudal medio anual. Este método es particularmente adecuado para un nivel de planeación regional y es el más utilizado en Estados Unidos. Asimismo, comprende las siguientes etapas (Tennant, 1976):

- Determinación del caudal medio anual de aprovechamiento hidráulico local.
- Observación de cursos de agua durante los periodos en los cuales el caudal es aproximadamente 10%, 30% y 60% del caudal medio anual.
- Otros caudales podrán ser igualmente analizados, pero éstos permiten abarcar un rango de flujos que, de una manera general, sirven para la protección de los ecosistemas acuáticos y rupícolas de la mayoría de los cursos de agua.
- Utilización de la información obtenida para elaborar recomendaciones de caudales de mantenimiento en cursos de agua con base en los criterios que utiliza la metodología.

Este método cuenta con la variable de Tennant adaptado a la zonas tropicales y subtropicales, basándose en los caudales medios mensuales con el fin de tener una descripción más detallada durante el año del comportamiento hidrológico del cuerpo de agua.

b) Método de caudal base o de Nueva Inglaterra:

Este método fue desarrollado en Estados Unidos por el Servicio de Pesca y Fauna en 1981. La recomendación de un caudal mínimo se basa en registros históricos de los caudales, a partir de la mediana calculada en la época seca, que corresponde al registro más bajo, el cual constituye el caudal mínimo o básico por mantener a través de todo el año, con la excepción de los periodos de reproducción e incubación de especies piscícolas. En este periodo la mediana mensual o más baja para el caudal mínimo, corresponderá a la del caudal durante ese periodo, si es superior al caudal básico. Sin embargo, el cálculo de la mediana sólo es válido para cursos de aguas naturales en donde exista un registro de caudales mayores a veinticinco años. En otras situaciones, en cursos de aguas naturales en los que se verifican derivaciones importantes en el tamaño de registros de caudales inferiores a veinticinco años, un caudal mínimo es un porcentaje de caudal definido en función del área de la cuenca hidrográfica. Cuando un caudal es menor a lo definido en este criterio, corresponderá al instantáneo para ese mismo periodo. Las variables utilizadas en este método son los periodos estacionales del año, el caudal mínimo anual y el rendimiento de la cuenca.

Fuente: (Loar y Sale, 1981; Russel, 1988, 1990)

c) Método de Caudal base:

Fue desarrollado para cursos de agua del río Cataluña (Norte de España) con base en un conjunto de cursos de agua representativos de varios tipos de regímenes hidrológicos que caracterizan la región, normalmente, son regímenes permanentes o temporales con características mediterráneas o no.

Este método considera que el caudal es la única variable independiente del ecosistema y que la información contenida en series hidrológicas permitirá mantener las relaciones de funcionalidad con las otras variables. Por otro lado, la comunidad piscícola y los macroinvertebrados constituyen las variables con mayor grado de dependencia, pero que son considerados de mayor sensibilidad y con mayor valor indicador para evaluar las alteraciones

del ecosistema. Las variables utilizadas en este método son las especies piscícolas, los macroinvertebrados y los caudales medios mensuales. (Palau et al., 1996)

d) Método de Northern Great Plains Resource Program (NGPRP):

El método norteno del programa de recursos de grandes planicies se desarrolló en 1964 para los ríos salmonícolas provenientes de las montañas rocosas del oeste de Estados Unidos. En la estimación de caudales mínimos se tienen en cuenta la postura y el crecimiento de los individuos y los flujos de descarga de lavados finos, se recomienda calcular los mínimos durante todos los meses del año, con base en la curva de duración de caudales durante el mes analizado. Este método no requiere de mucho trabajo de campo, puesto que las curvas de duración de caudales son obtenidas a partir de un registro de caudales medios diarios superior a veinte años, en el que los flujos de temporada seca se eliminan, ya que este método supone que las componentes biológicas más representativas de un sistema acuático son esencialmente mantenidas por las condiciones hidrológicas que se verifican en años normales y no para eventos extremos que ocurren durante periodos de corta duración. Un caudal mínimo recomendado para cada mes corresponde al que es excedido en el 90% del tiempo (o en el 84% del tiempo según Dougal, 1979 y Loar y Sale, 1981), exceptuando los meses de caudales máximos, en los cuales el mínimo recomendado corresponde al que es igualado o excedido en el 50% del tiempo². Las variables utilizadas en este método son los periodos estacionales del año y los caudales medios diarios.

e) Método de Hoppe:

En 1975 Hoppe modificó el método norteno del programa de recursos de grandes planicies utilizando ecuaciones basadas en áreas de cuencas hidrográficas para lugares en donde no existían registros de caudales. El método se basa en porcentajes de curvas de duración de caudales medios diarios y en las etapas del ciclo de vida de las especies; siendo desarrollado inicialmente para especies salmonícolas. El flujo que es igualado o excedido el 40% del tiempo, es el caudal recomendado para la postura, mientras que el flujo que es igualado o excedido el 80% del tiempo es el recomendado para el crecimiento. El flujo que es igualado o excedido el 17 % del tiempo es considerado un caudal de descarga para un periodo de 48 horas. Las variables utilizadas en este método son los caudales medios diarios y el ciclo biológico de las especies. (Castro et al 2006)

f) Método 7Q10:

Según Loar y Sale (1981), se recomendaron los caudales ecológicos basados en caudales medios mínimos observados durante un intervalo de tiempo de siete días, con un periodo de retorno de diez años. Este método es una variación del que inicialmente fue denominado 7Q2 y utiliza los mismos criterios, fue desarrollado para un periodo de retorno de dos años. Las variables utilizadas en este método son los caudales medios mínimos diarios. (Loar and Sale, 1981)

Grupo Metodológico Hidráulico:

Son similares a los anteriores, pero incorporan parámetros hidráulicos como la velocidad y profundidad del agua y el perímetro mojado, etc. Los requerimientos mínimos de caudal se fijan generalmente como el punto de inflexión entre el incremento del caudal y del perímetro mojado o también fijando un porcentaje de hábitat a reservarse con un determinado valor de

caudal. Los métodos hidrológicos e hidráulicos han sido desarrollados y aplicados por ingenieros.

a) Método del Perímetro Mojado:

Es un método usado como índice de disponibilidad de alimento para los peces, asumiendo que al maximizar el perímetro mojado habrá más alimento y hábitat aprovechable para la comunidad acuática. Requiere para su aplicación de la ubicación de un único transepto a lo largo del río que represente el sitio más sensible a los cambios de caudal. Para determinar el caudal ambiental se hace uso de la relación directamente proporcional entre el perímetro mojado y el caudal: a medida que aumenta este último se incrementa el otro desde un nivel base de caudal, hasta alcanzar un punto de inflexión, después del cual, el incremento del perímetro mojado crece muy lentamente hasta llegar a banca llena. Este punto de inflexión se toma como el de caudal óptimo o ambiental [Reiser et al., 1989], [Tharme, 1996], [King et al., 1999], [Palau, 2003], [Arthington y Zalucki, 1998]. Es un método de fácil aplicación, pero que no considera las condiciones de habitabilidad de las especies acuáticas, ni tampoco la variación de caudal en el tiempo, elementos limitantes cuando se determina un caudal ambiental. (Agualimpia & Castro, 2006)

b) Método de Múltiples Secciones (Multiple Transect Methods):

En este método se corrige el problema de usar un solo transepto para definir los caudales ambientales en el río, pues utiliza más de uno para su aplicación. Requiere de mediciones en campo de velocidad, nivel, sustrato y cobertura a diferentes caudales y en diferentes secciones transversales, con el fin de determinar por medio de simulación hidráulica el cambio de estas variables hidráulicas (habitabilidad) con cambios en el caudal [Arthington y Zalucki, 1998]. Se considera un método conservativo, que frecuentemente estima caudales altos [Richardson, 1986], [Swales et al., 1994], pero es uno de los primeros enfoques donde se tiene en cuenta la variabilidad de caudales y el consecuente cambio de variables hidráulicas de importancia ecológica. (Agualimpia & Castro, 2006)

c) Método de Idaho:

Fue desarrollado por White & Cochnauer, 1975, para los grandes ríos de estado de Idaho en los Estados Unidos. Este método se basa en la supuesta pérdida de hábitat debido a la disminución del caudal, teniendo en cuenta las características requeridas por las especies seleccionadas como indicadores del hábitat. En este método se definen las áreas críticas para la libre circulación, reproducción y crecimiento de especies piscícolas; a su vez, en cada área crítica se determinan secciones transversales en las que se miden velocidad, profundidad y tipo de sustrato. La caracterización física de cada sección transversal es realizada una sola vez para el caudal más bajo. Se utiliza un modelo de simulación hidráulica, para generar los valores de profundidad, velocidad y perímetro mojado, para un amplio rango de caudales.

La comparación de las condiciones de hábitat simuladas con las necesidades de hábitat de las diferentes especies permite generar recomendaciones de caudales mínimos para la circulación, reproducción y crecimiento. Los caudales para la circulación sin restricciones de los individuos son basados en la profundidad mínima necesaria. Para la postura, el caudal que permite el ancho máximo disponible (valor medio obtenido de todas las secciones transversales) se usa como orientación para determinar el caudal mínimo. El caudal mínimo

para el crecimiento de peces es determinado con base en el método de perímetro mojado. Las variables utilizadas en este método son el tipo de sustrato, la velocidad media, la profundidad y el perímetro mojado. (Aguilimpia & Castro, 2006)

Grupo Metodológico hidrobiológico:

Determinan un valor de caudal ambiental integrando el análisis hidrodinámico de la sección del curso bajo estudio y los requerimientos o preferencias de las especies que caracterizan el ecosistema fluvial. Los primeros métodos eco-hidráulicos se aplicaron a especies de peces de interés comercial o de interés para la conservación. Actualmente, también se toma en cuenta la comunidad biológica (grupos de especies de un mismo sitio) y el mantenimiento de la integralidad del ecosistema. Estos métodos requieren información de la topografía del curso de agua y de la ecología de las especies o comunidades que se quiere conservar, por lo que son más costosos, esto busca relacionar el ámbito hidráulico con el hábitat disponible de la especie indicadora. En general han sido desarrollados conjuntamente entre ingenieros y biólogos pesqueros.

a) Método de WRRI Cover:

Fue desarrollado por Wesche en 1973, para trucha (*Salmo Trutta*), en pequeños ríos de montaña, con caudales medios iguales o inferiores a 30 m³/s, basándose fundamentalmente en la cobertura. Se aplica en secciones transversales en secciones de cursos de agua en estudio, siempre que existan alteraciones significativas de sus características. En cada sección transversal se caracteriza el sustrato y se realizan mediciones de profundidad, caudal y ancho superficial del flujo, así como las mediciones de longitud de la cobertura de las márgenes y la profundidad del agua a ella asociada. La gama de caudales seleccionados varía entre el 10% y el 100% del caudal medio (si no existen registros de caudales, se utiliza el caudal medio de fin de verano) y se considera al menos cuatro valores de caudal. Este método tiene una sensibilidad ecológica elevada, después de haber verificado una buena correlación entre una cobertura y la biomasa piscícola. Las variables utilizadas en este método son la cobertura vegetal, los caudales medios anuales, la longitud y el área de la sección. (Wesche & Richard, 1980).

b) Método de Washington:

El método de Washington fue desarrollado para el Washington Department of Fisheries, (Departamento Pesquero de Washington, EE. UU), para especies salmonícolas; también es llamado método de las áreas favoritas. Utiliza la cartografía básica de las secciones de los ríos para determinar las áreas de postura y crecimiento de especies consideradas; se aplica para un rango de caudales de interés, considerando criterios biológicos de preferencia para una velocidad y una profundidad del flujo. Estos criterios definen los límites superiores e inferiores de los intervalos de valores seleccionados para las especies. Por lo menos, son considerados tres sitios representativos para desove o crecimiento, siendo definidas cuatro secciones transversales en cada sitio. A lo largo de cada sección transversal y de preferencia –también entre secciones– son realizadas mediciones de velocidad y de profundidad para mínimo cinco valores de caudal. Los valores obtenidos permiten definir isóneas para la profundidad y velocidad. Este método constituye igualmente un ejemplo del caudal recomendado con base en criterios de mantenimiento del hábitat. Una ventaja es la forma de su gráfica, no siendo necesario correr la simulación hidráulica. Las variables utilizadas en

este método son la velocidad, la profundidad de flujo, el caudal y el ciclo biológico de las especies. (Loar and Sale 1981 & Gordon et al, 1992)

c) *Método de California o Método de Waters:*

Fue desarrollado para la determinación de caudales mínimos para la postura y crecimiento de especies salmonícolas existentes en los cursos de aguas de California. Este método es semejante al método de Washington y también es conocido con el nombre de las áreas favoritas, en los cuales se elaboran dos mapas planimétricos: uno de velocidad y otro de profundidad del flujo, a partir de información obtenida en secciones transversales seleccionadas para muestreo (en un número mínimo de 600 mediciones), para los caudales de interés, en un número superior a tres, sin aplicar una simulación hidráulica. Son considerados factores de ponderación, valores entre cero y uno, para cada uno de los parámetros. Adicionalmente, puede ser incluida una caracterización del sustrato en cada sitio del muestreo. Las variables utilizadas en este método son la velocidad, la profundidad de flujo, el área de la subsección, el sustrato. (Wesche & Richard, 1980)

d) *Metodología IFIM-PHABSIM:*

La *Instream Flow Incremental Methodology* (IFIM) es considerada por muchos como un avance significativo en la determinación de los caudales ecológicos, ya que sintetiza los aspectos más relevantes de los métodos de Washington y de California. A partir de ella se analizan conjuntamente variables de tipo hidráulico y biológico. La metodología IFIM puede ser definida como un conjunto de procesos analíticos y simulaciones elaboradas para prever los cambios en el hábitat de los ríos, debido a las alteraciones del flujo. La forma como se aplique esta metodología podrá ser determinada para cada caso, dependiendo de la especificidad de la situación y así generar varias alternativas, ya que a partir de un caudal inicial se trabaja con diferentes valores de éste al igual que se considera si la especie cuenta con el hábitat físico que requiere, además de trabajar con los datos hidráulicos, hidrológicos y biológicos pertinentes. (Reiser et al, 1989)

Grupo Metodológico Holístico:

Estos permiten determinar regímenes hidrológicos necesarios para mantener la integralidad del ecosistema, además de los usos sociales y productivos. Se basan en un manejo integrado de todos los factores biológicos, abióticos, socioeconómicos y el espectro completo del régimen hidrológico, incluyendo tanto su variabilidad espacial como temporal. Por lo tanto, son esencialmente interdisciplinarios, por ejemplo, una de las metodologías holísticas más recientes y elegida en este documento es DRIFT (Downstream Response to Imposed Flow Transformation), la cual consiste en cuatro módulos: biofísico, sociológico, desarrollo de escenarios y económico (King et al. 2003). El módulo biofísico implica la descripción de los elementos naturales y el funcionamiento del río y establece las bases para predecir cambios relacionados a modificaciones del caudal. El módulo sociológico identifica la población en riesgo, describe los usos del río y los perfiles de salud, que contribuyen a predecir los impactos sociales de los cambios en el río. Con base en esto, en el tercer módulo se identifican escenarios hidrológicos posibles y se describen las potenciales consecuencias biofísicas y

sociales. Por último, el cuarto módulo calcula los costos de compensación y mitigación de los impactos en la población en riesgo para cada escenario. El resultado es una serie de escenarios descritos que pueden ser utilizados para la toma de decisión.

a) Método DRIFT:

Metodología desarrollada en Sudáfrica, la cual brinda una perspectiva completa de las variaciones que ocurren río abajo en diferentes escenarios de regímenes de caudal. Esta perspectiva es muy importante para la toma de decisiones, ya que de antemano se conocerán todas las posibles respuestas del ecosistema y se podrá llegar a un consenso en el que se escoja la opción más conveniente para el medio ambiente (Pantoja, 2017).

El proceso dentro de la metodología DRIFT se divide en cuatro módulos (King et al. 2008):

- Biofísico: Describe la naturaleza y la forma en que funciona el río y establece las bases necesarias para predecir los cambios relacionados con las modificaciones de caudal.
- Sociológico: Se identifican los usos y costumbres asociados al río y la población que las practica. Se desarrollan las bases para predecir cuáles serían los impactos sociales de producirse ciertos cambios en el río.
- Desarrollo de escenarios: Identifica los posibles escenarios y las consecuencias ecológicas, sociales y económicas, sobre los mismos de producirse una alteración en el caudal.
- Económico: Los daños causados a la población en riesgo son evaluados desde el punto de vista financiero. Se toman en cuenta todos los escenarios posibles para calcular los costos de compensación y mitigación de los daños.

Esta metodología intenta abarcar todas las posibilidades existentes de regímenes de caudal, para de esa manera tomar la decisión que menos daños conlleve, lo cual la vuelve una metodología compleja, por tanto, se necesita contar con un grupo extenso e interdisciplinario de profesionales, lo cual eleva el costo de su aplicación, y a la vez lo limita para ciertos países con mayor capacidad económica, es por esto que su aplicabilidad dependerá del lugar en el que se desee utilizar. (Pantoja, 2017)

b) Método RANA-REGINA:

Esta metodología fue desarrollada por el Instituto Costarricense de Electricidad con el fin de contar con una herramienta para estimar el caudal de compensación de los proyectos hidroeléctricos que están en diferentes etapas de factibilidad, y se considera holística porque en ella se integran análisis de la información hidrológica, biológica y socio-económica de los ríos de Costa Rica. Su nombre obedece a dos componentes de análisis establecidos en los años 2007 (Krasovskaia, I. y Rodríguez, C. 2007) y 2014 (Krasovskaia, I. et al., 2014), RANA y REGINA respectivamente. Por medio de esta metodología se tiene la posibilidad de analizar las condiciones iniciales, o línea base, y el efecto de las diferentes alternativas de regulación en las condiciones físicas, biológicas y socioeconómicas en un sector específico de interés, o en la integralidad del río estudiado. Es necesario recalcar que la robustez de la metodología reside en buena parte en la información hidrológica que ha generado el ICE a través de los años. Con el componente RANA se logró la estimación de los diferentes descriptores de caudal (media anual, varianza y curvas de duración) en cualquier punto a lo largo del río. Por su parte, el componente REGINA incluyó métodos de regionalización de

los caudales mínimos y crecientes, así como las curvas de duración. La particularidad de este segundo componente es que el análisis se extendió al resto del ciclo hidrológico dado que el anterior estaba restringido al período de estiaje.

Para la implementación de esta metodología, es necesario llevar a cabo estudios de las características del flujo en varios sectores de los ríos estudiados, seleccionados con base en su importancia para el régimen hidrológico, aspectos ecológicos y socioeconómicos. A través del trabajo de campo las áreas de Biología y Sociología se identificaron los principales usos del río, así como las especies y usuarios indicadores para hacer el estudio. Las “especies indicadoras” podrían ser los peces presentes en el río, u otro indicador, que se considere más sensible a los cambios de caudal, mientras que los “usos principales” son las actividades que poseen la importancia social más alta y que también son sensibles a los cambios de caudal. Las demandas biológicas de hábitat pueden establecerse con la ayuda de un panel de expertos y estudios de campo extensivos. La información sobre las demandas socio-económicas con respecto al caudal del río se obtiene por medio de inventarios de campo y talleres con partes interesadas y el régimen de caudal en los sitios de control se modeló mediante curvas de duración, utilizando distribuciones de probabilidad y los mapas creados durante el proyecto de caudales de compensación.

Los sitios de control, generalmente pozas, se seleccionan con base en su ubicación dentro de la sección crítica, entendiendo éste como el sector del río comprendido entre el sitio de presa y la restitución. Este sitio se denomina “sector crítico” debido a que va a ser alterado por la modificación de su caudal, pudiendo afectar la ecología y las actividades socioeconómicas que se desarrollan en la zona.

La metodología establece reglas de preferencia que se definen como los rangos de profundidad y velocidad del agua asociados con el desarrollo normal de las especies indicadoras y los usos principales

El modelado hidráulico de la sección de interés permite estimar las velocidades de flujo y las profundidades para un caudal dado en los sitios específicos a lo largo del río, y la vinculación de estos parámetros a las demandas de hábitat y uso socioeconómico, se emplea para estimar el área útil en condiciones de flujo natural y de regulación.

La fase final evalúa la variación estacional del área útil para las especies acuáticas y los usos del agua condicionados a los caudales naturales o regulados. La comparación de la relación entre el área útil y la conectividad en cada sector del río con las demandas identificadas, permite comparar el impacto de los diferentes escenarios de regulación de una forma integral.

El método presenta un enfoque amplio para evaluar los efectos de las diferentes alternativas de regulación de caudal en la vida acuática y las actividades socioeconómicas de la población ribereña a lo largo del año, para facilitar la elección del esquema de regulación con un nivel de menor riesgo. La metodología sigue el concepto de gestión del caudal adaptativo, el cual prevé un seguimiento continuo de los resultados de la decisión elegida y un ajuste en función de los nuevos conocimientos.

c) Método de Building Block – Enfoque Bottom-up:

Se realiza con base a estudios multidisciplinarios realizados del sitio, con el fin de comprender la relación caudal-características hidráulicas, este tipo de análisis es a mediano o largo plazo y requieren de inversiones considerables. Es esencialmente un enfoque prescriptivo, diseñado para construir un régimen de flujo para el mantenimiento de un río en una condición predeterminada. Este método ha proporcionado además un impulso para la evolución de varias metodologías alternativas de caudal ambiental de tipo holístico. Generalmente se trabajan desde 1 hasta 5 transectos dependiendo del tamaño del área de estudio, en cada transecto se debe analizar el tipo de sustrato, vegetación raparúa y de macrófitas, además de información hidrológica, como curvas de duración de caudal, periodo de retorno, otra información que se debe recopilar es la entrada de agua subterránea estos corresponden al primer bloque o fase (Castro et al, 2006).

En el segundo bloque se procede a analizar la información para establecer la relación entre los caudales y las características hidráulicas, la morfología del canal y los biotopos para generar propuestas de un caudal ambiental que garantice el ciclo de vida de la fauna acuática (peces, macroinvertebrados, renacuajos, etc). También debe garantizar los usos socioeconómicos y culturales del río, además de los ciclos vegetativos de las especies que se encuentran en la ribera, cuyo ciclo de vida dependa de la disponibilidad del agua en determinada época del año, y por último la navegabilidad en los casos que aplica (Aguilera y Pouilly, 2012). La principal ventaja que tiene este método es que, al ser holístico, toma en cuenta una gran cantidad de aspectos del régimen fluvial, lo que lo hace que tenga una mayor probabilidad de sostenibilidad a lo largo del tiempo.

REGLAMENTOS

AVISOS

POPULAR SOCIEDAD DE FONDOS DE INVERSIÓN S.A.

Popular Sociedad de Fondos de Inversión S.A., informa que la Junta Directiva en sesión extraordinaria N° 579 celebrada el miércoles 03 de noviembre del 2021 acordó por unanimidad:

“Aprobar los cambios realizados en el Reglamento de la *Comisión Interna de Continuidad del Negocio de Popular Sociedad de Fondos de Inversión* y el *Reglamento del Comité Interno de Tecnologías de Información de Popular Sociedad de Fondos de Inversión*, los cuales regirán a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta y derogan cualquier versión publicada anteriormente. Los cambios se detallan a continuación:

Reglamento de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio de Popular Sociedad de Fondos de Inversión

Apartado	Versión modificada
Artículo 1. Fundamento del presente Reglamento	Sin cambio
Artículo 2. Objetivos de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio	Sin cambio
Artículo 3. Funciones y responsabilidades de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio	(,,) f. Convocatoria a los planes de prueba, (,,)
Artículo 4. Integración de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio	La Comisión será integrado por: • La Gerencia General de Popular SAFI. • La Gerencia Administrativa Financiera de Popular SAFI. • La Gerencia de Negocios de Popular SAFI. • La Jefatura de TI de Popular SAFI. • Gestor de Riesgo de Popular SAFI. • Gestor Estratégico de Popular SAFI (Coordinador de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio).
Artículo 5. Responsabilidades de todos los integrantes	(,,) c) Firmar la minuta con los temas tratados y acuerdos. (,,)
Artículo 6. Responsabilidades del Coordinador de esta Comisión Interna	Artículo 6. Responsabilidades de la Coordinación de esta Comisión Interna. La Coordinación ejercerá las siguientes funciones dentro de la Comisión Interna de Continuidad del Negocio: a) Recibir de la Gerencia General la solicitud de convocatoria extraordinaria. b) Llevar el control de las convocatorias ordinarias y extraordinarias de la Comisión. c) Conformar la agenda de la sesión respectiva. d) Convocar a la Comisión Interna de Continuidad del Negocio tanto a los

	miembros definidos en el artículo 4, como a los invitados necesarios para brindar informes en la Comisión o asumir alguna función específica. e) Tomar nota de los puntos más importantes que deban ser incluidos en las minutas. f) Transcribir las minutas de la sesión. g) Trasladar las minutas a los integrantes de la Comisión para su revisión. h) Entregar las minutas a los miembros de la Comisión para su firma digital. i) Archivar las minutas de las sesiones realizadas por la Comisión. j) Coordinar con los responsables la gestión y mejora continua de los planes de continuidad.
Artículo 7. Frecuencia de las sesiones	La Comisión sesionará al menos una vez cada tres meses en forma ordinaria o cuando la Coordinación o la Gerencia General lo consideren necesario, en forma extraordinaria. Por lo menos dos integrantes de la Comisión o la Gerencia General podrán solicitar la Coordinación, por escrito o por medio electrónico y en cualquier tiempo, que se convoque a sesión extraordinaria para tratar los asuntos que indiquen en su petición. (...)
Artículo 8. Acuerdos	Los acuerdos se tomarán por mayoría absoluta de los miembros presentes (mitad más uno), no pudiendo abstenerse ninguno de los miembros de la Comisión a votar el asunto sometido a su consideración, salvo en los casos que por Ley así se autorice. En caso de empate la Coordinación ejercerá el doble voto. Los acuerdos deberán quedar documentados y fundamentados y las sesiones deben hacerse constar en minutas. Las minutas deberán ser firmadas digitalmente por todos los miembros participantes en la respectiva sesión.
Artículo 9. Modificaciones a este Reglamento	El presente Reglamento deberá ser revisado al menos una vez al año por la Comisión Interna de Continuidad del Negocio, para proponer los cambios y/o modificaciones que considere necesarios, para su posterior aprobación por parte de la Junta Directiva de Popular SAFI. (,,)

REGLAMENTO DEL COMITÉ INTERNO
DE TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN DE POPULAR
SOCIEDAD DE FONDOS DE INVERSIÓN

Apartado	Versión modificada
Artículo 1. Fundamento del presente Reglamento	Sin cambio
Artículo 2. Objetivos del Comité Interno de TI	Sin cambio
Artículo 3. Integración del Comité Interno de Tecnologías de Información	El Comité Interno de TI tendrá las siguientes funciones y responsabilidades: a) Revisar que el portafolio de TI esté alineado con la estrategia y principios del negocio. b) Asesorar en la formulación de las estrategias y metas de TI que deben estar definidas dentro de Plan Estratégico de TI y velar por su cumplimiento. c) Analizar y recomendar a la Junta Directiva, el Plan Estratégico de TI, para garantizar que se encuentra alineado con la estrategia del Conglomerado. Dicho Plan deberá ser revisado al menos una vez cada año. d) Analizar y actualizar los procedimientos, reglamentos o políticas de TI. e) Elaborar y proponer el Plan Anual Operativo de TI. f) Evaluar el avance del Plan Estratégico de TI y de los respectivos planes y proyectos relacionados con la gestión de TI. g) Validar o aprobar el perfil de riesgo de TI de Popular SAFI. h) Dar seguimiento a la actualización de los mapas de riesgos de TI. i) Dar seguimiento a los eventos de riesgos materializados asociados a TI. j) Revisión de necesidades y priorización de inversiones de TI por parte de las áreas estratégicas de la SAFI. k) Revisión de Ejecución Presupuestaria. l) Validar el cumplimiento de las obligaciones (regulatorias, leyes, contractuales), políticas internas y directrices generales en materia de TI. m) Dar seguimiento a los Planes de Continuidad de TI.

	n) Revisar y dar seguimiento, al menos trimestralmente, el Plan Anual Operativo de TI. o) Presentación del Informe Trimestral de Gestión de TI, incluir el avance de los proyectos. p) Aprobar informes trimestrales de Gestión de TI que serán elevados a la Administración e informados a la Junta Directiva. q) Seguimiento del avance del cronograma en la priorización de los requerimientos del SAF y el SIAD. r) Hacer las funciones indicadas en Itil de CAB: Autorizar o rechazar un cambio propuesto, así como asegurar la programación preliminar y la incorporación del mismo al Calendario de Cambios. s) Hacer las funciones indicadas en Itil de ECAB: Autorizar, ajustar o rechazar una Solicitud de Cambio Urgente lo antes posible. Se recurre a este proceso cuando los procedimientos regulares de Gestión de Cambios no son aplicables, dada la acción inmediata requerida en casos de emergencia. t) Dar seguimiento a los acuerdos del Comité Corporativo de TI (CCTI).
Artículo 4. Integración del Comité Interno de TI	... Podrá asistir con derecho a voz miembros de Junta Directiva, así mismo la Jefatura de TI de Popular Valores cuando se traten temas relacionados al contrato de servicios entre Popular SAFI y Popular Valores. También podrá asistir con derecho a voz, personal de Popular SAFI encargado de procesos relacionados con las tecnologías de información.
Artículo 5. Responsabilidades de todos los integrantes	Sin cambio
Artículo 6. Responsabilidades de la Jefatura de TI de Popular SAFI	La Jefatura de TI o suplente ejercerá las siguientes funciones dentro del Comité Interno de TI: a) Recibir de la Gerencia General la solicitud de convocatoria del Comité Interno de TI. b) Llevar el control de las convocatorias ordinarias y extraordinarias del Comité. c) Conformar la agenda de la sesión respectiva, para lo cual utilizará como base la agenda parcial

	enviada por la Gerencia General y los temas que los demás miembros necesiten incorporar. d) Convocar al Comité Interno de TI tanto a los miembros definidos en el artículo 4, como a los invitados necesarios para brindar informes en el Comité o asumir alguna función específica. e) Trasladar el acta a los integrantes del Comité para su revisión. f) Entregar las actas a los miembros del Comité para su firma digital. g) Archivar las actas de las sesiones realizadas por el Comité.
Artículo 7. Frecuencia de las sesiones	Sin cambio
Artículo 8. Acuerdos	Sin cambio
Artículo 9. Modificaciones a este Reglamento	Sin cambio

San José, 30 de noviembre 2021.—Lic. Vilma Arana Asencio, Proveedora.—
1 vez.—(IN201608609).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

INSTITUTO NACIONAL DE VIVIENDA Y URBANISMO

Protocolo para la Delimitación de Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión

El Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo comunica que mediante acuerdo adoptado por la Junta Directiva de este Instituto, según consta en el Artículo II, Inciso 4) del Acta de la Sesión Ordinaria N°6519 del 25 de noviembre de 2021, que textualmente dice: Con los votos a favor de Dr. Erick Solano Coto, Licda. Alicia Borja Rodríguez, Lic. Rodolfo Freer Campos, Arq. Eugenia Solís Umaña, Arq. Carolina Hernández González, Lic. Leonardo Sánchez Hernández, y Sr. Alejandro Li Glau. **SE ACUERDA:** a) Aprobar adición de contenido a los numerales 1. Introducción; 4. Definiciones; 5. Acrónimos, 6. Delimitación del Cuadrante Urbano y 9. Oficialización. b) Aprobar modificación del párrafo tercero del numeral 1. Introducción. c) Aprobar adición del numeral 11. Instrumentos provisionales para ubicar los tipos de fraccionamientos; del Protocolo para la Delimitación de Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión; para que se lea de la siguiente manera:

1. INTRODUCCIÓN

Entiéndase por Cuadrante Urbano al área urbana o ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población, en donde se encuentra la mayoría de bienes y servicios, la estructura vial y su área de influencia inmediata. Los Cuadrantes Urbanos están delimitados dentro de Distritos Urbanos, lo anterior habilita la posibilidad de poder delimitar más de un Cuadrante Urbano dentro de un Distrito Urbano.

Con la actualización del Reglamento de Fraccionamiento y Urbanizaciones, la delimitación de los cuadrantes urbanos y sus áreas de expansión adquiere un papel protagónico en lo que se refiere a la división y habilitación de predios. Lo anterior ya que la ubicación de predios a fraccionar dentro o fuera del cuadrante urbano, o de un área previamente urbanizada, es la principal variable que diferencia los fraccionamientos simples de los fraccionamientos con fines urbanísticos, y por tanto condiciona la cesión de un porcentaje de área para uso público.

Además, la delimitación de estas áreas urbanas resulta de suma relevancia para el caso de la excepción de fraccionamiento para uso residencial, que únicamente se permite dentro de los cuadrantes urbanos y en sus áreas de expansión.

Los Cuadrantes Urbanos pueden ser delimitados a través de Planes Regionales, Planes Reguladores o por medio del Transitorio Segundo del Reglamento de Fraccionamiento y Urbanizaciones, el cual señala que los gobiernos municipales pueden definir el ámbito urbano de sus distritos haciendo uso del Protocolo para la Delimitación de Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión, en tanto el INVU realiza la delimitación de los cuadrantes de los distritos urbanos.

En atención a dicha disposición, es imperante que cada gobierno municipal verifique la condición urbana de los distritos dentro de su jurisdicción territorial, toda vez que los cuadrantes urbanos deben estar ubicados, en todos los casos, dentro de un distrito urbano. Para dicha verificación se debe considerar que únicamente poseen connotación de distritos

urbanos aquellos cuya área se encuentre sujeta a la aplicación de un plan regulador, o los que cuenten con declaratoria de Distrito Urbano por parte del INVU.

4. DEFINICIONES

Para los efectos de interpretación y aplicación del presente Protocolo, los términos siguientes tienen el significado que se indica:

1. **4.1 Anillo de Contención de la Gran Área Metropolitana:** Línea imaginaria que delimita las áreas urbanas y de extensión urbana dentro de la Gran Área Metropolitana, en contraposición de aquellas áreas no urbanas.

2. **4.2 Área de expansión del cuadrante urbano:** Es el espacio comprendido hasta un radio de 200,00 metros, medidos a partir de la terminación del cuadrante urbano, de conformidad con la demarcación que se realice a partir de lo dispuesto en el Transitorio IV del Reglamento de Fraccionamiento y Urbanizaciones

3. **4.3 Área previamente urbanizada:** Todas aquellas urbanizaciones cuya cesión de áreas públicas haya sido debidamente aprobada y recibida por la municipalidad.

4. **4.4 Área urbana:** El ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población. Incluye el cuadrante urbano o cualquier otro sistema de ciudad desarrollado radial o poligonalmente. Puede estar ubicado dentro o fuera del Gran Área Metropolitana.

4.5 Atlas Cartográfico de Cuadrantes Urbanos: Documento que incluye un conjunto de mapas de Cuadrantes Urbanos delimitados y georreferenciados con proyección CRTM-05 o proyección vigente.

4.6 Cobertura cartográfica: Modelo de datos digital compuesto por elementos cartográficos georreferenciados espacialmente en el territorio y con atributos que describen su identidad geográfica.

4.7 Costarrican Transversal Mercator 2005: Sistema de coordenadas geográficas oficial para Costa Rica

4.8 Cuadrante urbano: Es el área urbana o ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población, en donde se encuentra la mayoría de bienes y servicios, la estructura vial y su área de influencia inmediata; los cuadrantes urbanos se encuentran ubicados dentro de los distritos urbanos. Para efectos de la aplicación del Artículo 40 de la Ley de Planificación Urbana, se considera cuadrante de la ciudad al cuadrante urbano.

4.9 Cuadrante Urbano en Zona Especial de Protección: Es el área urbana o ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población ubicado dentro de la Zona Especial de Protección de la Gran Área Metropolitana. La delimitación del mismo corresponde a la establecida por el INVU de conformidad con la Reforma Plan Regional Desarrollo Urbano Gran Área Metropolitana, Decreto Ejecutivo N° 25902-MIVAH-MP-MINAE, sus reformas o normativa que lo sustituya.

4.10 Distrito Urbano: Es la circunscripción territorial administrativa cuya delimitación corresponde al radio de aplicación de un Plan Regulador. Dentro de un distrito urbano se encuentra el cuadrante urbano y su área de expansión. En ausencia de plan regulador, el distrito urbano es todo aquel declarado como tal por el INVU, en concordancia con el Transitorio II de la Ley de Planificación Urbana, Ley N°4240.

4.11 Elemento cartográfico: Componente vectorial que compone una cobertura cartográfica, incluye puntos, líneas, polígonos, entre otros.

4.12 Escala: Relación de proporción entre las medidas reales de un territorio y las representadas en un mapa.

4.13 Excepción de fraccionamiento para uso residencial: Fraccionamiento mediante el cual resulta imposible dividir un predio en lotes con acceso directo a la vía pública, por lo que su acceso se realiza a través de un acceso excepcional para uso residencial.

4.14 Fraccionamiento con fines urbanísticos: Todo aquel fraccionamiento realizado frente a calle pública existente, ubicado fuera de un cuadrante urbano o de un área previamente urbanizada. Todos aquellos fraccionamientos que consten de 8 lotes o más, y cuya sumatoria de área sea igual o mayor a los 900m², serán visados por el INVU y la municipalidad, en ese orden respectivamente. Aquellos fraccionamientos inferiores a 8 lotes serán visados únicamente por la Municipalidad correspondiente. Las áreas mínimas de los lotes deberán respetar lo señalado en el artículo 20 del Reglamento de Fraccionamiento y Urbanizaciones vigente. *(Así reformado según Alcance N°236 a La Gaceta N°224 del 7 de setiembre de 2020)*

4.15 Fraccionamiento simple: Todo aquel fraccionamiento realizado frente a calle pública existente, ubicado dentro de un cuadrante urbano o de un área previamente urbanizada.

4.16 Geoespacial: Información de tipo alfanumérica almacenada por medio de bases de datos y que adicionalmente cada componente está asociado a una ubicación geográfica por medio de coordenadas y un sistema de proyección.

4.17 Georreferenciar: Consiste en la asignación de coordenadas geográficas en un sistema de proyección a una imagen, mediante la utilización de puntos de control cuyas coordenadas se conocen tanto en la imagen como en la cartografía y que sirve de referencia para realizar la ubicación espacial en algún punto sobre la superficie de la Tierra.

4.18 Gran Área Metropolitana: Área de regulación para el desarrollo del sistema de ciudades y centros de población del valle central de Costa Rica que, por medio de una línea imaginaria, contiene y delimita las áreas urbanas y no urbanas.

4.19 Plan Regulador: Es el instrumento de planificación local que define en un conjunto de planos, mapas, reglamentos y cualquier otro documento gráfico o suplemento, la política de desarrollo y planes para distribución de la población, usos de la tierra, vías de circulación,

servicios públicos, facilidades comunales y construcción, conservación y rehabilitación de áreas urbanas.

4.20 Shapefile: Formato de archivo que se utiliza para almacenar la ubicación geométrica y la información de atributos de las entidades geográficas. Las entidades geográficas de un shapefile se pueden representar por medio de puntos, líneas o polígonos (áreas).

4.21 Sistema de información geográfica: Interfaz digital en la cual se integra información geográfica, que posibilita al usuario crear, examinar, estudiar, editar, desplegar coberturas cartográficas georreferenciadas en representación vectorial o raster.

4.22 Ventanilla Única: Dependencia de la Dirección de Urbanismo del INVU encargada de la recepción de Planes Reguladores.

5. ACRÓNIMOS

Para la aplicación del presente Protocolo se disponen los siguientes acrónimos:

- 5.1. ABRE: Áreas Bajo Régimen Especial
- 5.2. CNE: Comisión Nacional de Emergencias
- 5.3. CRTM-05: Costarrican Transversal Mercator 2005
- 5.4. GAM: Gran Área Metropolitana
- 5.5. INDER: Instituto Nacional de Desarrollo Rural
- 5.6. IGN: Instituto Geográfico Nacional
- 5.7. INVU: Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo
- 5.8. MIVAH: Ministerio de Vivienda y Asentamientos Humanos
- 5.9. PNE: Patrimonio Natural del Estado
- 5.10. SIG: Sistema de Información geográfica

6. DELIMITACIÓN DEL CUADRANTE URBANO

Para la delimitación de los cuadrantes urbanos, definidos en el numeral 4.5 del presente Protocolo, los Gobiernos Municipales pueden hacer uso de los siguientes insumos y condiciones:

6.1. Metodología de Clasificación de Asentamientos Humanos según su Infraestructura Comunal y Servicios Básicos elaborada por el MIVAH:

- Esta Metodología brinda una clasificación y delimitación de poblados a nivel nacional, considerando la infraestructura y servicios presentes en el sitio. Para efectos de la delimitación de los cuadrantes urbanos, los gobiernos municipales pueden utilizar como base la demarcación de las áreas de los poblados realizada por el MIVAH, siempre que estos posean las categorías 1,2,3 o 4 y se ubiquen dentro de un distrito urbano.

- Para casos excepcionales de distritos con declaratoria urbana, cuya cabecera de distrito administrativo se encuentra en la categoría 5, se puede también delimitar el cuadrante urbano.

6.2. Mapas de Amenazas y Peligros Naturales de la CNE:

- Una vez utilizada la Metodología de Clasificación de Asentamientos Humanos para demarcar las áreas urbanas presentes en cada distrito urbano, se deben excluir de dicha delimitación las áreas que posean afectaciones por amenazas, según los Mapas de Amenazas de la CNE.

6.3. Porcentaje de pendiente

- Adicionalmente, se debe contemplar la variable relacionada con la pendiente del terreno; aquellas áreas con pendientes superiores a 20%, se deben excluir de la delimitación del cuadrante urbano.

Un distrito urbano puede contener uno o más cuadrantes urbanos, siempre que estos se ubiquen en las categorías 1, 2, 3 y 4 de la Metodología de Clasificación de Asentamientos Humanos según su Infraestructura Comunal y Servicios Básicos.

Los gobiernos municipales que cuenten con Plan Regulador parcial o total que, dentro del ámbito de aplicación de dicho instrumento de planificación, no se disponga de una delimitación de sus áreas urbanas (cuadrantes urbanos), pueden hacer uso del presente Protocolo, con la finalidad de aplicar el artículo 40 de la Ley de Planificación Urbana, Ley N°4240.

Son considerados Distritos Urbanos todos aquellos distritos ubicados dentro del Anillo de Contención de la Gran Área Metropolitana. por tanto, se puede realizar la respectiva delimitación del cuadrante urbano y su área de expansión.

Los Distritos Urbanos ubicados en la Zona Especial de Protección de la Gran Área Metropolitana deben utilizar la delimitación de Cuadrantes Urbanos según lo establecido en la Reforma Plan Regional Desarrollo Urbano Gran Área Metropolitana, Decreto Ejecutivo N°25902-MIVAH-MP-MINAE, sus reformas o la normativa que lo sustituya.

Quedan fuera de la delimitación de los cuadrantes urbanos las áreas con denominación de PNE y las ABRE, tales como áreas silvestres protegidas, territorios indígenas, zona marítimo terrestre, territorios del INDER.

9. OFICIALIZACIÓN

Una vez elaborada la delimitación de los cuadrantes urbanos y sus áreas de expansión, previo a su implementación y uso, el Gobierno Municipal debe contar con el aval del Departamento de Urbanismo del INVU, para lo cual debe presentar nota de solicitud de visto bueno, y adjuntar el archivo pertinente. Dicha gestión se puede realizar en la Ventanilla Única del

Departamento de Urbanismo, o por medio del correo electrónico cuadrantesurbanos@invu.go.cr. La documentación para entregar es la siguiente:

9.1 Nota del Gobierno Municipal con Acuerdo del Concejo el cual indica que se remite la documentación de los Cuadrantes Urbanos delimitados para revisión y Visto Bueno del INVU.

9.2 Atlas Cartográfico de Cuadrantes Urbanos. Debe incluir el conjunto de mapas de Cuadrantes Urbanos delimitados y georreferenciados con proyección CRTM-05 o proyección vigente.

El tamaño de presentación de los mapas del Atlas Cartográfico de Cuadrantes Urbanos corresponde a B3 (50cm*36cm) en orientación horizontal o vertical en los siguientes tres formatos PNG, JPG y PDF

Las escalas utilizadas en los mapas del Atlas Cartográfico se seleccionan de acuerdo a la extensión de los Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión a representar, con el fin de asegurar que la información contenida en todos los mapas sea legible. Se deben utilizar escalas en números cerrados y no superiores a escala 1:10 000

Se recomienda que en los mapas del Atlas Cartográfico se incluya lo indicado seguidamente:

9.2.1 Símbolos: Consiste en la representación gráfica de los distintos elementos que conforman el mapa. Pueden ser puntos, líneas o polígonos.

9.2.2 Etiquetado: Consiste en la referencia textual a nombres de elementos de interés, entre ellos centros poblados, ríos, carreteras, elevaciones topográficas, entre otros. En ningún caso los textos deben sobreponerse entre sí. Todos los textos deben orientarse horizontalmente; a excepción de la hidrografía, curvas de nivel o caminos que se rotulan siguiendo la forma del elemento.

9.2.3 Información al margen o al borde: Consiste en la información complementaria y de apoyo del mapa. Los elementos pueden ubicarse dentro de uno o varios recuadros internos colocados al margen o en los bordes del cuerpo principal del mapa. Se recomienda incluir lo siguiente:

9.2.3.1 Título: Consiste al nombre del Cuadrante Urbano y su Área de Expansión y al Distrito Urbano al cual pertenece.

9.2.3.2 Leyenda y simbología explicativa: Consiste en una referencia a todos los elementos representados en el mapa. Las explicaciones de cada símbolo deben ubicarse a la derecha de este. La redacción de las explicaciones debe ser corta y sintética. Los elementos dentro de la simbología deben organizarse según la categorización de geometría en el siguiente orden:

- Elementos Puntuales
- Elementos Lineales
- Polígonos

9.2.3.3 Escala gráfica y numérica: Consiste en la representación de la relación de proporción que existe entre las medidas reales de un territorio y las representadas en el mapa. La escala gráfica se representa mediante una línea de una dimensión aproximada de un 30% del lado más largo del mapa y debe mostrar unidades enteras. La escala numérica debe incluirse únicamente si se tiene certeza de la escala original de dibujo del mapa.

9.2.3.4 Coordenadas geográficas y métricas: Consiste en la representación sobre la posición geográfica en el territorio por medio de la latitud y la longitud de un punto. Debe utilizarse el sistema CRTM-05 o el sistema vigente

9.2.3.5 Flecha del Norte: Consiste en la representación de la dirección de los meridianos que indican el norte verdadero.

9.2.3.6 Créditos: Consiste en la referencia al autor del mapa (persona que aporta los datos incluidos, así como los lineamientos para la elaboración del mapa) y del diseñador del mapa (persona que elabora el mapa).

9.2.3.7 Fecha: Consiste en la referencia a la fecha de elaboración del mapa. Debe indicarse día, mes y año.

9.2.3.8 Fuentes de información: Consiste en la referencia a las fuentes de la información utilizada en la elaboración del mapa.

9.2.3.9 Diagrama de ubicación: Consiste en un esquema pequeño que muestra la ubicación geográfica del Cuadrante Urbano y su Área de Expansión dentro del Distrito Urbano. Pueden incluirse dos niveles de detalle de ubicación, haciendo referencia al contexto país y al contexto provincia.

9.2.4 Cobertura cartográfica: Para proceder con la verificación de la documentación entregada en el Atlas Cartográfico de Cuadrantes Urbanos, se deben adjuntar los siguientes archivos:

9.2.4.1 Shapefile de los Cuadrantes Urbanos propuestos

9.2.4.2 Shapefile de las Áreas de Expansión Propuestas

9.2.4.3 Shapefile de los Asentamiento Humanos utilizados de la Metodología de Clasificación de Asentamientos Humanos según su Infraestructura Comunal y Servicios Básicos elaborada por el MIVAH

9.2.4.4 Shapefile de amenazas de la Comisión Nacional de Emergencias

9.2.4.5 Shapefile de áreas con pendientes mayores al 20%

9.2.4.6 Raster de pendientes

9.2.4.7 Shapefile de curvas utilizadas

9.2.4.8 Shapefile del catastro para los Cuadrantes Urbanos propuestos

9.2.4.9 Shapefile de los servicios educativos, salud y movilidad existentes

9.2.4.10 Shapefile delimitación del área urbana actual

9.2.4.11 Shapefile de Vías cantonales con su clasificación

La información anterior debe remitirse en coordenadas geográficas utilizando el sistema CRTM-0531 o proyección vigente. Cada cobertura cartográfica debe incluir su archivo de metadatos según la normativa vigente del Instituto Geográfico Nacional (IGN)

Una vez se cuente con el visto bueno del INVU, el Gobierno Municipal debe proceder a publicar en el Diario Oficial La Gaceta la delimitación del cuadrante urbano y del área de expansión.

11. INSTRUMENTOS PROVISIONALES PARA UBICAR LOS TIPOS DE FRACCIONAMIENTO

Los Cuadrantes Urbanos pueden ser delimitados a través de Planes Regionales, Planes Reguladores o por medio del Transitorio Segundo del Reglamento de Fraccionamiento y Urbanizaciones, el cual señala que los gobiernos municipales pueden definir el ámbito urbano de sus distritos haciendo uso del Protocolo para la Delimitación de Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión, en tanto el INVU realiza la delimitación de los cuadrantes de los distritos urbanos.

Por consiguiente; en tanto los gobiernos locales cuenten con su respectiva delimitación de Cuadrantes Urbanos por medio de algunos de los mecanismos citados en el párrafo anterior; se insta a las municipalidades hacer uso de los insumos indicados en el numeral 6 del presente protocolo, de manera que se garantice la congruencia de la ubicación de los fraccionamientos, hasta tanto se cuente con la delimitación oficial.

El uso provisional de estos insumos, sin contar con una delimitación oficial según lo que establece el presente protocolo, es exclusivamente para la delimitación de los cuadrantes urbanos de manera temporal, por lo que no se pueden adicionar áreas de expansión a los Asentamientos Humanos ya delimitados por el MIVAH

Es decir, para la aplicación inmediata del Reglamento de Fraccionamientos y Urbanizaciones vigente, de manera provisional, los gobiernos locales pueden hacer uso no solo de la Metodología de Clasificación de Asentamientos Humanos del MIVAH (siempre que estos posean las condiciones por categorías definidas en el numeral 6.1 del presente Protocolo, y se ubiquen dentro de un distrito urbano), sino también de los otros insumos que define el Protocolo para la Delimitación de Cuadrantes Urbanos y sus Áreas de Expansión.

Manual de Planes Reguladores como instrumento de Ordenamiento Territorial

El Instituto Nacional de Vivienda y Urbanismo comunica que mediante acuerdo adoptado por la Junta Directiva de este Instituto, según consta en el Artículo II, Inciso 4) del Acta de la Sesión Ordinaria N°6520 del 02 de diciembre de 2021, que textualmente dice: Con los votos a favor de Dr. Erick Solano Coto, Licda. Alicia Borja Rodríguez, Lic. Rodolfo Freer Campos, Arq. Eugenia Solís Umaña, Arq. Carolina Hernández González, Lic. Leonardo Sánchez Hernández, y Sr. Alejandro Li Glau. **SE ACUERDA:**

a) Aprobar la siguiente Modificación del Manual de Planes Reguladores como instrumento de Ordenamiento Territorial, de conformidad con el oficio DU-235-09-2021 y documentación anexa, para que se lea de la siguiente manera:

1. Eliminar el siguiente contenido del texto del Manual de Planes Reguladores como instrumento de Ordenamiento Territorial:

1.1. Capítulo I. Aspectos Generales. 1.4. Acrónimos:

“24) SENARA: Servicio Nacional de Riego y Avenamiento”

1.2. Capítulo II. Marco Jurídico. 2.6. Alguna normativa relacionada:

“Ley de Creación de SENARA, N°6877 de 18 de junio de 1983”

“Metodología General para la Elaboración de los Estudios Hidrogeológicos para los Planes Reguladores, Acuerdo N°4975 de SENARA”

1.3. Capítulo III. Marco Conceptual. 3.4. Planificación y Gestión Territorial Integral en Costa Rica. Nivel Regional:

“La competencia de SENARA en la materia, consiste en proteger el recurso hídrico. Por lo tanto, las decisiones en torno a la explotación, mantenimiento y protección del recurso hídrico que adopte de manera fundamentada esta institución, serán definitivas y de acatamiento obligatorio.”

1.4. Capítulo III. Marco Conceptual. 3.4. Planificación y Gestión Territorial Integral en Costa Rica. Nivel Local:

“El SENARA tiene entre sus funciones desarrollar y administrar los distritos de riego, avenamiento y control de las inundaciones en los mismos. Asimismo, realizar, coordinar, promover y mantener actualizadas las investigaciones hidrológicas, hidrogeológicas, agrológicas y otras que considere necesarias en las cuencas hidrográficas del país, así como las socioeconómicas y ambientales en las áreas y regiones en que sea factible establecer distritos de riego y avenamiento. Además, para el aprovechamiento de las aguas de dominio público, toda entidad pública, tiene la obligación de obtener del SENARA el permiso correspondiente para la explotación del recurso hídrico.”

1.5. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.5. Análisis por Eje. Tabla N°5 Eje Ambiental:

Hidrogeología	• Cuencas Hidrográficas	• Mapa Hidrogeológico • Matriz Genérica de SENARA • Descripción prosa del análisis de la variable cuencas hidrográficas, del tema “Hidrogeología”

1.6. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador nuevo. 4.4.2. Productos de la Cuarta Etapa:

“Resolución hidrogeológica de SENARA”

1.7. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. Séptima etapa. Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador. 5.3.2. Productos de la Séptima Etapa:

“Resolución hidrogeológica de SENARA”

1.8. Anexo 4: Requisitos documentales para revisión. 1. Requisitos para trámite de revisión de nueva propuesta de Plan Regulador y Reglamentos de Desarrollo Urbano:

“Resolución hidrogeológica de SENARA”

1.9. Anexo 4: Requisitos documentales para revisión. 2. Requisitos para trámite de revisión de propuesta de modificación, suspensión y derogación de Plan Regulador y Reglamentos de Desarrollo Urbano:

“Resolución hidrogeológica de SENARA”

2. Adicionar el siguiente contenido del texto del Manual de Planes Reguladores como instrumento de Ordenamiento Territorial:

2.1. 1.3. Definiciones

“66) Uso condicional: Corresponde a aquel uso sujeto a autorizaciones expresas, no solo de la municipalidad respectiva, sino de otras instancias, según facultades brindadas por leyes o reglamentos.”

“67) Uso conforme: Es todo aquel uso listado como permitido, asociado a las zonas definidas en el Plan Regulador.”

“69) Uso no conforme: Es todo aquel que no se encuentre listado como permitido ni condicional y que, sin embargo, existía de hecho previo a la entrada en vigencia del Plan Regulador.”

“70) Uso prohibido: Corresponde a aquel que no puede constituirse como “no conforme” ni como “condicional”, por lo que no es admitida su implementación.”

2.2. 2.6. Alguna normativa relacionada:

“Reglamento de Coordinación Interinstitucional para la Protección de los Recursos Hídricos Subterráneos, Decreto Ejecutivo N°42015- MAG-MINAE-S-MIVAH del 25 de octubre de 2019”

2.3. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Sexta etapa: Modificación, suspensión y derogación. a. Modificación:

“Para aquellas modificaciones parciales que se encuentren referidas a la transformación del espacio físico, se debe señalar su ubicación en un distrito, o en su defecto en un elemento territorial más pequeño, siempre que se ajuste a unidades geoestadísticas. Lo anterior con la intención que permitan establecer su justificación técnica, así como identificar su impacto en el entorno.”

Si la modificación planteada abarca la totalidad del cantón, se entenderá como actualización del instrumento como tal, y por tanto se someterá a la totalidad de las actividades planteadas en la sección 4.2. Segunda etapa: Diagnóstico territorial.”

2.4. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Sexta etapa: Modificación, suspensión y derogación. Actividad N°6.3. Formulación de la propuesta de modificación, suspensión o derogación:

“De manera congruente con lo anterior, la municipalidad respectiva debe presentar ante el Departamento de Urbanismo de INVU mediante nota escrita en físico o digital, una breve justificación técnica de la propuesta de modificación, suspensión o derogación, indicando si la misma es parcial o total. Lo anterior con la intención de contar con el Visto Bueno del Departamento de Urbanismo, y continuar posteriormente con el desarrollo de los productos resultantes. Para lo anterior, el Instituto contará con un plazo de 10 días hábiles para emitir el Visto Bueno.

Este Visto Bueno consignará el alcance de la modificación que se propone, así como los estudios necesarios para llevarla a cabo, de modo que la municipalidad pueda tener claridad sobre los productos a entregar.”

2.5. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Sexta etapa: Modificación, suspensión y derogación. 5.2.2 Productos de la Sexta Etapa:

“Para el caso específico de las modificaciones de elementos físicos y reglamentarios, dicho documento debe contener dentro del Diagnóstico Territorial, un análisis físico espacial, social, económico, político institucional, jurídico y ambiental, según lo indicado en la Actividad 2.5. Análisis por Eje del presente Manual, contemplando los temas, variables y productos señalados desde la Tabla N°4 hasta la Tabla N°9, aspectos que deben ser consignados en la nota de justificación para gestionar el Visto Bueno ante el INVU, según lo señalado en la actividad N°6.3. Además, dentro del documento citado debe incluirse la formulación de la propuesta de modificación, indicando según el caso, lo siguiente:

- *Modificaciones a los Reglamentos de Construcciones, Renovación Urbana, Fraccionamiento y Urbanizaciones, u otros adicionales.*
- *Modificaciones de los Mapas del Atlas Cartográfico: Zonificación, Vialidad y Mapa Oficial.*

El Plan Regulador a modificar debe contar con la viabilidad ambiental emitida por SETENA, de manera que ésta funcione como base para el ajuste. En caso que la modificación corresponda a un Plan Regulador que no tenga viabilidad ambiental, debe cumplir a cabalidad lo establecido en el Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador del presente Manual.”

3. Modificar el siguiente contenido del texto del Manual de Planes Reguladores como instrumento de Ordenamiento Territorial:

3.1. Introducción. Promulgación de normativa y votos de la Sala Constitucional en materia ambiental:

“Indican las respectivas competencias de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) en materia ambiental, con relación a los Planes Reguladores.”

3.2. Capítulo I. Aspectos Generales. 1.3. Definiciones:

“4. Altura de edificación: Distancia vertical medida desde el nivel mínimo del terreno en contacto con la edificación, hasta la viga corona del último nivel. No se consideran los sótanos ni semisótanos como parte de dicho cálculo.”

“10. Área urbana: El ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población. Incluye el cuadrante urbano o cualquier otro sistema de ciudad desarrollado radial o poligonalmente. Puede estar ubicado dentro o fuera del Gran Área Metropolitana.”

“15. Cobertura: Es la proyección horizontal de una estructura o el área de un terreno cubierta por tal estructura.”

“20. Cuadrante Urbano: Es el área urbana o ámbito territorial de desenvolvimiento de un centro de población, en donde se encuentra la mayoría de bienes y servicios, la estructura vial y su área de influencia inmediata; los cuadrantes urbanos se encuentran ubicados dentro de los distritos urbanos. Para efectos de la aplicación del Artículo 40 de la Ley de Planificación Urbana, se considera cuadrante de la ciudad al cuadrante urbano.”

“21. Densidad: Relación entre número de habitantes por hectárea en una superficie destinada a uso residencial.”

“33. Gobierno municipal: Cuerpo deliberativo denominado Concejo e integrado por las regidurías que determine la ley, además, por un alcalde y su respectivo suplente, todos de elección popular.”

“34. Lote: Parte en que se divide un todo para su distribución.”

“55. Plan Regulador: Es el instrumento de planificación local que define en un conjunto de planos, mapas, reglamentos y cualquier otro documento gráfico o suplemento, la política de desarrollo y planes para distribución de la población, usos de la tierra, vías de circulación, servicios públicos, facilidades comunales y construcción, conservación y rehabilitación de áreas urbanas.”

“62. Servicios públicos: Son aquellos servicios que permiten resolver las necesidades de la población, como alumbrado, agua potable, limpieza, salud, teléfono y transporte, administrados por el Estado o por empresas privadas.”

“65. Urbanización: Es el fraccionamiento y habilitación de un terreno para fines urbanos, mediante apertura de calles y provisión de servicios.”

“68. Uso del suelo: Es la utilización de un terreno, de la estructura física asentada o incorporada a él, o de ambos casos, en cuanto a clase, forma o intensidad de su aprovechamiento.”

“71. Variable Ambiental: Generación, análisis e integración de los productos solicitados por la Secretaría Técnica Nacional Ambiental en el Plan Regulador.”

3.3. Capítulo III. Marco Conceptual. 3.3 El territorio de Costa Rica. Nivel Local:

Asimismo, el territorio nacional se ordena en varias categorías para efectos de su planificación y gestión. Dichas categorías abarcan la totalidad del territorio nacional y se conforman por diversas unidades territoriales de índole político- administrativo y geográfico.

3.4. Capítulo III. Marco Conceptual. 3.6. Principios:

“A continuación, se indican los principios que orientan la elaboración y gestión de Planes Reguladores y Reglamentos de Desarrollo Urbano con base en el presente Manual. Los gobiernos municipales, el INVU, la SETENA, y las demás instituciones con competencias en la materia deben velar por la aplicación de dichos principios.”

3.5. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.1. Formulación del Marco Metodológico:

“Además, debe integrar aquellos instrumentos, estudios, técnicas, variables y procedimientos definidas por la SETENA en su normativa vigente para el abordaje del Eje Ambiental (Variable Ambiental).”

3.6. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.5. Análisis por Eje:

“(…) Mientras que para el análisis del Eje Ambiental se deben utilizar los establecidos por SETENA en su normativa vigente.”

3.7. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.5. Análisis por Eje:

“(…) Dicho listado no es taxativo y es recomendable que se adecúe a los requerimientos particulares de cada territorio; con excepción del Eje Ambiental, cuyas variables deben responder a las definidas por SETENA en su normativa vigente.”

3.8. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.5. Análisis por Eje:

“Tabla N°7. Eje Jurídico”

“Tabla N°8. Eje Institucional”

3.9. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Segunda etapa. Diagnóstico territorial. Actividad 2.5. Análisis por Eje. Eje Ambiental:

“El análisis del Eje Ambiental (Variable Ambiental) realizado en esta actividad corresponde al solicitado por la SETENA, por lo que deben acatarse los procedimientos establecidos por dicha institución en su normativa vigente.”

3.10. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Tercera etapa. Formulación de la propuesta. Actividad 3.4. Formulación de los Reglamento de Desarrollo Urbano:

“Reglamento de Zonificación

- *Uso de terrenos, edificios y estructuras; indicando usos conformes, no conformes, condicionales y prohibidos.”*

3.11. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Tercera etapa. Formulación de la propuesta. Actividad 3.6. Elaboración de la Estrategia de Seguimiento y Evaluación:

“Para dar seguimiento y valorar lo relacionado a la Variable Ambiental, se deben aplicar los instrumentos de seguimiento y monitoreo ambiental que definan SETENA en su normativa vigente.”

3.12. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador Nuevo:



3.13. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador Nuevo:

“(…) En la revisión de la propuesta participan coordinadamente la SETENA y el INVU, según sus competencias en la materia.”

3.14. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador Nuevo:

“Actividad 4.2. Asesoría del INVU en coordinación con la SETENA

Según la responsabilidad institucional de asesorar y prestar asistencia a diferentes actores sociales en la materia, cuando se considere necesario, el INVU puede convocar a representantes de la SETENA y a la municipalidad a una o varias sesiones de trabajo para aclarar aspectos relacionados al Plan Regulador. En caso de que alguna de las entidades mencionadas requiera sesionar, puede enviar la solicitud al INVU para que éste realice la respectiva convocatoria.”

3.15. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador Nuevo. 4.3. Gestión de la Viabilidad Ambiental:

“La municipalidad debe gestionar lo correspondiente ante la SETENA con relación a la resolución ambiental Una vez que se cuente con la resolución positiva puede proseguir con la Actividad 4.4.”

3.16. Capítulo IV. Fase de Elaboración del Plan Regulador. Cuarta etapa. Asesoría, revisión y adopción de un Plan Regulador Nuevo. 4.4.2 Productos de la Cuarta Etapa:

“Oficios de INVU y SETENA dirigidos al gobierno municipal indicando recomendaciones sobre cambios o inclusiones a la propuesta, en caso de haberlas”

3.17. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. Quinta etapa. Implementación, seguimiento y evaluación. Actividad 5.3. Seguimiento Anual:

“Instrumentos de seguimiento y monitoreo ambiental, definidos por SETENA en su normativa vigente”

3.18. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Sexta etapa: Modificación, suspensión y derogación. c. Derogación:

“La Dirección de Urbanismo del INVU puede comunicar mediante oficio a SETENA, sobre toda propuesta de derogación que ingrese para revisión.”

3.19. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Séptima etapa: Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador:



3.20. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Séptima etapa: Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador:

“La revisión de la propuesta la realiza el INVU, en caso de ser necesario se coordina con la SETENA, según sus competencias en la materia.”

3.21. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Séptima etapa: Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador:

“Actividad 7.2. Asesoría del INVU en coordinación con la SETENA

Según la responsabilidad institucional de asesorar y prestar asistencia a diferentes actores sociales en la materia, cuando se considere necesario, el INVU puede convocar a representantes de la SETENA y a la municipalidad a una o varias sesiones de trabajo para aclarar aspectos relacionados al Plan Regulador.”

3.22. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Séptima etapa: Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador. Actividad 7.3. Gestión de la Viabilidad Ambiental para modificaciones:

“En caso de ser necesario, la municipalidad debe gestionar lo correspondiente ante la SETENA en relación con la resolución ambiental. Una vez que se cuente con ambas resoluciones positivas puede proseguir con la Actividad 7.4.

Los lineamientos emitidos por dicha Institución en su resolución deben incluirse en las modificaciones o actualizaciones que se efectúen al Plan Regulador. Dichos lineamientos no pueden variar, salvo nuevo estudio técnico que justifique el cambio aprobado por los entes competentes.”

3.23. Capítulo V. Fase de Gestión del Plan Regulador. 5.2. Séptima etapa: Asesoría, revisión y adopción de la modificación, suspensión o derogación de un Plan Regulador. Actividad 5.3.2. Productos de la Séptima Etapa:

“Oficios del INVU y la SETENA indicando recomendaciones sobre cambios e inclusiones a la propuesta, en caso de haberlas”

“Oficios de la SETENA dirigido al gobierno municipal indicando si debe gestionar la elaboración o actualización de la Viabilidad Ambiental, y recomendaciones sobre cambios e inclusiones a la propuesta (únicamente para el caso de modificación)”

3.24. Anexo 1: Contenidos de los Términos de Referencia para la Fase de elaboración del Plan Regulador:

“(…) Entendiendo que el eje ambiental se refiere al desarrollo de la variable ambiental, por lo que supone la generación, análisis e integración de los productos solicitados por la SETENA en el Plan Regulador y los Reglamentos de Desarrollo Urbano.”

M.Sc. Alonso Oviedo Arguedas, Encargado
Unidad Adquisiciones y Contrataciones

1 vez.—Solicitud N° 315572.—(IN2021610005).

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA RE-0076-IE-2021 DE 10 DE DICIEMBRE DE 2021

SOLICITUD TARIFARIA ORDINARIA PARA EL PERÍODO 2022, 2023 Y 2024, ASÍ COMO LIQUIDACIÓN TARIFARIA PARA EL PERÍODO 2019 Y 2020, PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA (Esph) PARA EL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, DE CONFORMIDAD CON LA METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA RJD-141-2015.

ET-072-2021

RESULTANDO

- I.** Que el 30 de abril de 1998, mediante la Ley 7789, correspondiente a la transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Esph), en sus artículos 5 y 6 inciso a, le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II.** Que el 10 de agosto del 2015, en el Alcance 63 a la Gaceta 154, se publicó la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, la cual se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de generación de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por Aresep.
- III.** Que el 12 de diciembre de 2019, mediante la resolución RIE-0101-2019, publicada en el Alcance N.º 282 a La Gaceta N.º 241 del 18 diciembre de 2019 se resolvió el estudio tarifario, siendo esta tarifa la que se encuentra vigente (ET-081-2019).
- IV.** 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.

- V. 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.
- VI. Que el 30 de setiembre del 2021, mediante el oficio GER-610-2021, Esph presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de electricidad que presta (folios 1 al 29).
- VII. Que el 4 de octubre de 2021, mediante el auto de prevención AP-0076-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) le previno a Esph el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de generación de electricidad que presta (folios 33 al 38).
- VIII. Que el 8 de octubre de 2021, mediante el oficio GER-632-2021, Esph presentó la información solicitada por medio del auto de prevención AP-0076-IE-2021 (folios 39 al 48).
- IX. Que el 12 de octubre de 2021, mediante el informe IN-0120-IE-2021, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud presentada por Esph para ajustar la tarifa del sistema de generación de electricidad que presta (folios 58 al 61).
- X. Que el 12 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0770-IE-2021, la IE solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder con la convocatoria de audiencia pública (folios 55 al 57).
- XI. Que el 18 de octubre de 2021, se publicó en los diarios de circulación nacional: La Extra y La República la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 12 de noviembre de 2021 (folio 157).
- XII. Que el 19 de octubre de 2021, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 201 en el Alcance N° 212, la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 12 de noviembre de 2021 (folio 157).
- XIII. Que el 21 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0794-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para los sistemas de generación y distribución (folios 158 al 160).

- XIV.** Que el 21 de octubre de 2021, mediante el informe IN-0834-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública. (folio 162 al 163).
- XV.** Que el 28 de octubre de 2021, mediante el oficio GER-674-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0794-IE-2021. (folio 182).
- XVI.** Que el 28 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0813-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para el sistema de generación (folios 169 al 176).
- XVII.** Que el 29 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0820-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para los sistemas de generación y distribución (folios 193 al 194).
- XVIII.** Que el 4 de noviembre de 2021, mediante el oficio GER-702-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0813-IE-2021. (folios del 195 al 223).
- XIX.** Que el 5 de noviembre de 2021, mediante el oficio GER-712-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0820-IE-2021. (folios del 195 al 223).
- XX.** Que el 11 de noviembre de 2021, mediante el memorando ME-0251-IE-2021, la IE envía a los expedientes ET-071-2021 y el ET-072-2021, información adicional enviada por Esph (folios 225 al 226).
- XXI.** Que el 12 de noviembre de 2021, mediante el memorando ME-0252-IE-2021, la IE envía a los expedientes ET-071-2021 y el ET-072-2021, información adicional enviada por Esph (folios 225 al 226).
- XXII.** Que el 12 de noviembre 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.
- XXIII.** Que el 19 de noviembre de 2021, mediante el informe IN-0899-DGAU-2021 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folio 250 al 251).

- XXIV.** Que el 19 de noviembre de 2021, mediante el documento AC-0816-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 233 al 249).
- XXV.** Que el 9 de diciembre de 2021, mediante el informe técnico IN-0149-IE-2021, la IE analizó la presente gestión tarifaria ordinaria para el período 2022, 2023 y 2024, así como la liquidación tarifaria para el período 2019 y 2020 y en dicho estudio técnico recomendó, fijar la tarifa del sistema de generación de Esph, para los años indicados.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe IN-0149-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 GER-610-2021, Esph solicitó un aumento en las tarifas del servicio de generación de electricidad que presta, para los años 2022, 2023 y 2024, según se indica:

- Una variación promedio de 14,39% a partir del 1 de enero del año 2022 hasta el 31 de diciembre del año 2022, sobre la aprobada para el año 2022.*
- Una variación promedio de 13,65% a partir del 1 de enero del año 2023, sobre la tarifa aprobada para dicho período.*
- Una variación promedio de 7,50% a partir del 1 de enero del año 2024, sobre la tarifa aprobada para dicho período.*

La empresa solicita que el efecto neto de las liquidaciones de los períodos 2019 y 2020, sea reconocido la mitad en el año 2022 y la otra mitad en el año 2023.

2. Análisis de la solicitud

Según lo expuesto en la metodología, en este expediente tarifario, se procede a analizar las liquidaciones del 2019 y 2020, mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario.

Así como a realizar el cálculo de fijación ordinario para el 2022, 2023 y 2024, para lo cual se desarrollan los siguientes apartados:

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 101,96 para el mes de octubre 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. Es importante indicar que dichas proyecciones sufrieron modificación en la revisión efectuada por el BCCR en el Informe de Política Monetaria del mes de octubre 2021² (1,60% para el 2021 y 2,20% para el 2022). 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	101,78	104,02
Febrero	99,92	101,97	104,21
Marzo	99,95	102,15	104,40
Abril	100,24	102,34	104,59
Mayo	100,22	102,53	104,78
Junio	100,76	102,71	104,97
Julio	100,55	102,90	105,16
Agosto	100,83	103,08	105,35
Setiembre	101,47	103,27	105,54
Octubre	101,96	103,46	105,74
Noviembre	101,78	103,65	105,93
Diciembre	101,60	103,84	106,12
Promedio Anual	100,79	102,81	105,07
Variación Anual (Dic.-Dic.)	1,60%	2,20%	2,20%
Variación Promedio Anual	1,50%	2,00%	2,20%

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 octubre de 2021 y son ₡626,44 para la compra y ₡633,13 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 Informe de Política Monetaria, octubre 2021. Publicado el 1 de noviembre de 2021. Se puede consultar en la siguiente dirección https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPolíticaMonetariaInflación/IPM_octubre_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 octubre de 2021 y son ₡631,70 para la compra y ₡632,34 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>

- INFORME DE POLÍTICA MONETARIA:

https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/IPM_octubre_2021.pdf

- 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 a analizar las variables que integran el estudio ordinario de mercado del sistema de generación que presta Esph para el periodo 2022, 2023 y 2024, asimismo, se consideró la liquidación del periodo 2019 y 2020.

i. Mercado presentado por Esph:

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 54 del expediente tarifario número ET-072-2021. Los aspectos más sobresalientes de la evaluación se detallan seguidamente:

1. Esph, solicitó un aumento de 14,39%, 13,65% y 7,50% para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente, sobre las tarifas vigentes. Tal y como se detalla continuación:

Cuadro N° 2
Sistema de generación, Esph
Solicitud de ajuste tarifario por bloque horario, 2022, 2023 y 2024
(datos presentados en colones por kWh)

Periodo	Tarifa vigente	Propuesto 1-01-2022 al 31-12-2022	Propuesto 1-01-2023 al 31-12-2023	Propuesto 1-01-2024	Var. Rel 1-01-2022	Var. Rel 1-01-2023	Var. Rel 1-01-2024
Punta	¢64,67	¢73,98	¢73,50	¢69,52	14,39	13,65	7,50
Valle	¢48,28	¢55,23	¢54,87	¢51,90	14,39	13,65	7,50
Nocturno	¢31,65	¢36,21	¢35,97	¢34,02	14,39	13,65	7,50

Fuente: Esph, ET-072-2021

2. La empresa presentó información para liquidar el periodo 2019 y 2020. Donde se indicó que obtuvo ingresos reales de mercado por ¢10 070 y ¢11 027 millones de colones para el 2019 y 2020 respectivamente.
3. La empresa señala que el monto neto a liquidar por concepto de venta de energía es de ¢1 562,8 millones de colones para el 2019 y de ¢536,4 millones para el 2020, ambos montos a favor de la empresa. Es importante indicar que el ingreso aprobado reportado por Esph fue de ¢11 632,7 millones y de ¢10 490,9 millones para el 2019 y 2020 respectivamente. Durante el 2019 se liquidó el periodo 2017 y parte del 2018,

mientras que, en el 2020 se liquidó el monto restante correspondiente del periodo 2018.

- 4. El sistema de generación de Esph incluye los siguientes proyectos hidroeléctricos: P.H. Jorge Manuel Dengo, P.H. Planta Los Negros I, P.H. Los Negros II y P.H. Tacares.*
- 5. Para generar las tarifas propuestas a partir del 1 de enero de 2022, Esph utilizó las estimaciones de generación de energía de las plantas hidroeléctricas de forma individual según se detalla: Para estimar la producción de la planta Los Negros I empleó datos reales de abril de 2006 a junio de 2021. En el caso de la planta hidroeléctrica Tacares utilizó datos reales de septiembre de 2013 a junio del 2021. Por su parte, para la estimación de la planta Jorge Manuel Dengo usó valores teóricos de generación del proyecto. Y finalmente, para estimar la producción de la planta Los Negros II empleó el promedio de los últimos 3 años de la generación real.*
- 6. La empresa justificó su solicitud tarifaria para el 2022, 2023 y 2024, en lo fundamental porque le es necesario poder ajustar sus ingresos por motivo de liquidación de periodos anteriores y obtener los recursos suficientes para cumplir con una correcta operación del sistema.*
- 7. La estructura tarifaria propuesta por la empresa para los periodos de estudio, no contemplan la estructura por bandas fijada en el último estudio ordinario (ET-081-2019).*

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

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

- 1. La energía que se espera produzca el sistema de generación de Esph (estimación) 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 setiembre de 2021 (datos reales).*
- 2. Las estimaciones de energía generada para el periodo 2022-2024 fueron realizadas mediante la aplicación del software Forecast Pro ajustado para la mayoría de los casos, 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 la planta Los Negros II, se decidió en esta oportunidad utilizar una serie compuesta con valores reales 2020 y 2021.
3. Las proyecciones de mercado elaboradas por esta Intendencia se basan en la información real suministrada por la empresa Esph a través de la resolución RIE-089-2016. Para este estudio hubo diferencias considerables en las estimaciones realizadas por la IE y la empresa para los periodos de 2022, 2023 y 2024, según se detalla a continuación:

Cuadro N° 3
Sistema de generación, Esph
Proyección 2022 – 2024

Comparativo entre la Aresep y Esph, kWh

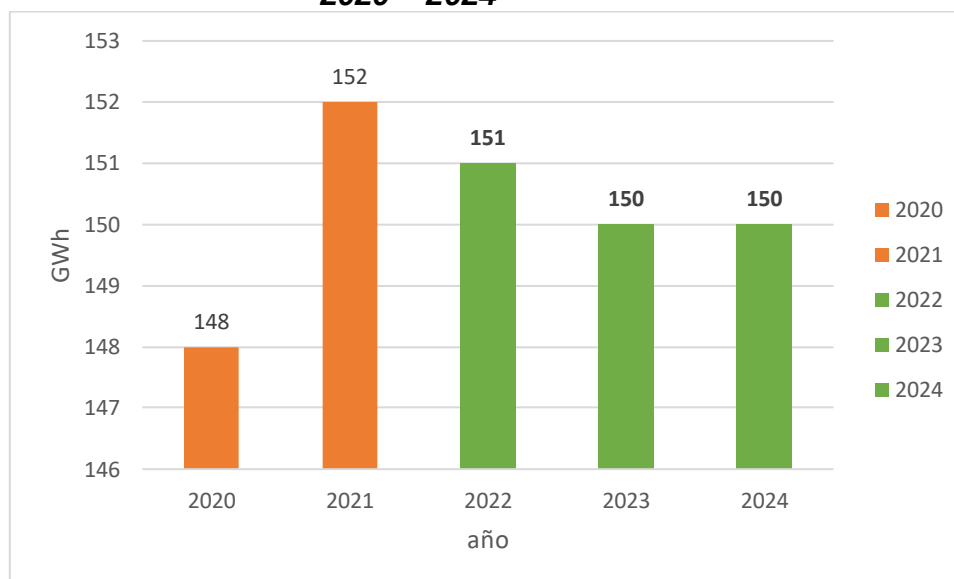
Año	Aresep	Esph	Var. Abs.
2022	278 989 228	259 554 820	19 434 408
2023	283 331 907	260 199 019	23 132 888
2024	283 331 907	258 961 519	24 370 388
TOTAL	845 653 042	778 715 359	66 937 683

Fuente: IE y Esph

Importante exponer las estimaciones de generación por planta para evidenciar donde se suscita la mayor diferencia. Al respecto, al comparar la proyección total para el periodo de estudio (2022-2024) de las estimaciones realizadas por la Aresep y de la empresa se obtuvo -1,2%, 5,9%, 6,1% y 12,9% para la planta Tacares, Carrillos, Los Negros y Los Negros II respetivamente. Por ende, se puede concluir que la mayor diferencia surge en la estimación realizada a la planta Los Negros II.

Para estimar la producción de la planta Los Negros II, la Aresep consideró los datos reales de los últimos dos años, periodo en el cual la planta logró operar en condiciones de cierta normalidad. El promedio de la producción para ambos años se ubicó alrededor de los 150 GWh, este valor es cercano a la estimación realizada por la Aresep, tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 1
Sistema de generación, Esph
Datos reales y estimados de la generación en GWh,
2020 – 2024



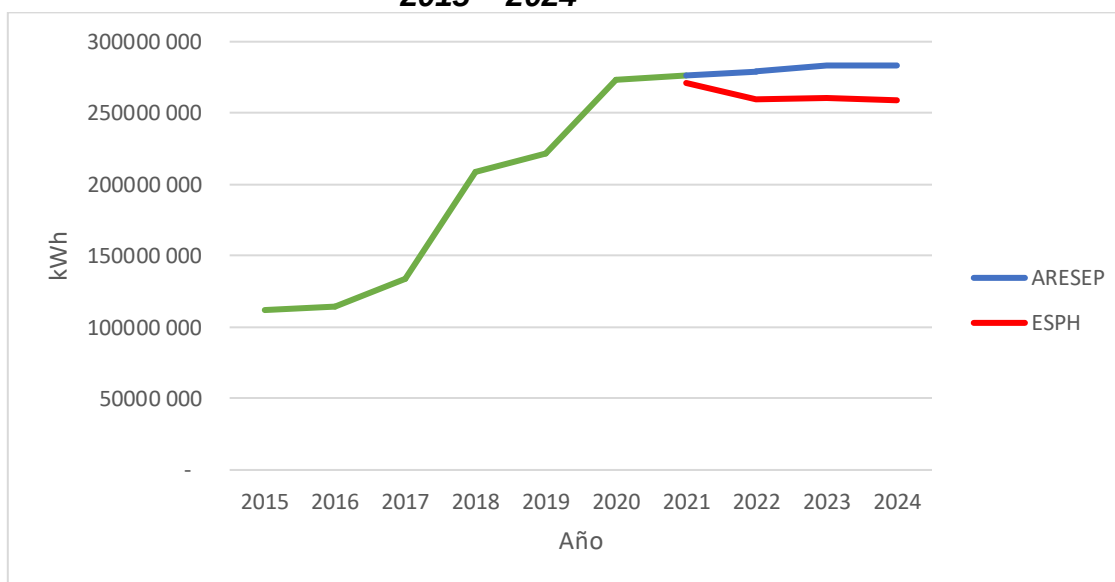
Fuente: IE y Esph

Nota: Datos reales a setiembre de 2021

Según se observa del gráfico anterior, las estimaciones desarrolladas por la Aresep para Los Negros II prácticamente se mantiene estables con respecto al 2021. Este no es el caso para las estimaciones realizadas por la Esph, donde para los tres años de fijación (2022, 2023 y 2024), el promedio de la proyección de energía generada se estimó en 133 GWh, es decir, una disminución cercana al 13% con respecto al 2021.

En términos generales se puede argumentar que las estimaciones realizadas por la Aresep al sistema de generación de la Esph muestran una tendencia consistente con los datos históricos reportados por la empresa.

Gráfico N° 2
Sistema de generación, Esph
Comparativo estimación Aresep y Esph en GWh,
2015 – 2024



Fuente: IE y Esph
 Nota: Datos reales a setiembre de 2021

4. La empresa presentó liquidación para el periodo de 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 comparo con los aprobados para el periodo a liquidar (2019 y 2020), obteniendo así, un ingreso real neto para el periodo de \$21 093 millones de colones, mientras que, los ingresos estimados se ubicaron en \$22 992 millones de colones, generando una diferencia de \$1 899 millones de colones. Tal y como se observa a continuación:

Cuadro N° 4
Sistema de generación, Esph
Diferencia entre proyección e información real, 2019 y 2020
(datos en millones de colones)

Año	Real	Estimado	Var. Abs.
2019	10 068	12 501	-2 433
2020	11 025	10 491	535
TOTAL	21 093	22 992	-1 899

Fuente: IE, con datos de RIE-089-2016, RIE-025-2018 y RE-0101-IE-2019

- Las diferencias entre los ingresos estimados y los ingresos reales se explican en lo fundamental, debido al paro técnico en la planta hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo, la cual estuvo fuera de servicio hasta diciembre de 2019, causando niveles de energía generada inferiores a lo estimado.
 - Para el periodo 2019 se consideró un monto de ₡1 863 millones y ₡1 171 millones de colones por concepto de la liquidación de los periodos 2017 y 2018 respectivamente. Para el 2020, se contempló un remanente de la liquidación del periodo 2018 por el orden de los ₡776 millones de colones.
 - Se encontró diferencias entre los cálculos de liquidación presentados por Esph 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.
5. Las principales diferencias resultantes entre los datos desarrollados por Esph y los obtenidos por la IE son los siguientes:
- La Intendencia de Energía contaba con información real a setiembre de 2021, mientras que para el caso de Esph utilizó datos reales con corte a junio de 2021. Es decir, una diferencia de 3 meses en datos reales para ajustar la proyección.
 - A nivel de estimaciones para el sistema de generación de la empresa durante el periodo de estudios (2022, 2023 y 2024), la Aresep proyectó apenas un 1%

de crecimiento promedio, mientras que la Esph estimó en promedio un 4,5% de disminución.

- Existe diferencias entre los montos a liquidar por mercado, sin embargo, estas no son significativas.

6. Con las ventas estimadas del total de energía de las plantas de Esph de 279 GWh para 2022, 283 GWh para 2023 y 283 GWh para 2024. Este dato multiplicado por los precios vigentes da como resultado ingresos vigentes de ¢13 480, ¢13 697 y ¢13 697 millones de colones para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Cuadro N° 5
Sistema de generación, Esph
Ventas de Energía
en Unidades Físicas y Monetarias a
Precios Vigentes 2022, 2023 y 2024

Aspecto	2022	2023	2024
Generación total (GWh)	279,0	283,3	283,3
Ingresos (En millones de colones)	13 479,8	13 697,2	13 697,2
¢ / kWh	48,32	48,34	48,34

Fuente: IE y EPH

7. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecieron los ingresos requeridos por el sistema de generación de Esph, donde para el 2022 se requiere de ¢11 755,2 millones de colones, para el 2023 de ¢11 765,3 millones de colones y para el 2024 de ¢12 043,3 millones de colones.
8. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Esph obtendrá ingresos por ¢11 755, ¢11 766 y ¢12 043 millones de colones para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢42,13 para 2022, ¢41,53 para el 2023 y ¢42,51 para 2024 Según el siguiente detalle:

Cuadro N° 6
Sistema de generación, Esph
Ventas de Energía en Unidades Físicas y Monetarias
a Precios Propuestos
a partir de 1 de enero de 2022

ASPECTO	2022	2023	2024
Generación total (GWh)	279,0	283,3	283,3
Ingresos (En millones de colones)	11 755,2	11 765,7	12 043,3
¢ / kWh	42,13	41,53	42,51

Fuente: IE y Esph

9. Con todo lo anterior, se propone una disminución en los precios vigentes del sistema de generación de Esph de -12,79%, -14,10% y -12,07% para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

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-072-2021 y específicamente en la carpeta "Esph Anexos generación\ETAR-11-2021\ Capítulo 4-Inversiones\4.2 Adiciones; en las cuales encontrarán las carpetas Macroinversiones, Micros Gener 2021-2025, Planta General" que contemplan las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión; dispositivo de almacenamiento USB (Folio 30), así mismo debe contemplarse la información remitida vía correo disponibles a folio 182 del ET-072-2021.

Así mismo se presenta el análisis de la liquidación del sistema de generación de la Esph correspondiente los períodos 2019 y 2020, los cuales corresponde a la solicitud tarifaria tramitada bajo los expedientes ET-071-2017 según resolución RIE-025-2018 y ET-081-2019 según resolución RE-0101-IE-2019, respectivamente.

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 “CCE-AAA-Esph-GX-ET-072-2021.xlsx”) 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° 7
Porcentaje de Ejecución para el Sistema de Generación
2016-2020

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Generación				
Año	Monto ARESEP (millones de colones)	Monto ESPH (millones de colones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2016	₡ 599,88	₡ 96,39	16,1%	
2017	₡ 482,79	₡ 314,49	65,1%	
2018	₡ 685,82	₡ 134,69	19,6%	
2019	₡ 1 920,58	₡ 76 209,40	3968,0%	
2020	₡ 541,12	₡ 3 734,93	690,2%	
Promedio			951,82%	100,00%

Según Metodología Tarifaria Vigente

El porcentaje promedio de ejecución de un 100%, representa la erogación que Esph 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 ajuste tarifario presentado por Esph, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y

externa, porcentaje de ejecución, a continuación, se presenta los montos solicitados y la propuesta de adiciones, según la IE:

Cuadro N° 8

Sistema de Generación Solicitud ESPH de Adiciones (Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Macroinversiones	0,00	1189,92	0,00
Microinversiones	0,00	0,00	0,00
Planta General	277,97	165,17	177,90
Adiciones totales	277,97	1 355,09	177,90

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Cuadro N° 9

Sistema de Generación Propuesta ARESEP de Adiciones (Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Macroinversiones	0,00	1175,03	0,00
Microinversiones	0,00	0,00	0,00
Planta General	274,96	131,03	135,45
Adiciones totales	274,96	1 306,06	135,45
Reconocimiento Adiciones	98,92%	96,38%	76,14%

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.*
- *Respecto a las adiciones de Planta General, todas las adiciones solicitadas se presentan como expansión, lo cual debido al detalle del elemento de red se considera que no es posible que todo corresponda a expansión, pues son herramientas que permiten el mantenimiento normal de las plantas de generación las cuales no son nuevas y por lo tanto ese mantenimiento se le debe estar dando desde hace varios años. A pesar de lo anterior, se consideró que es razonable solicitar dichas adiciones como reemplazos y se consideró que las adiciones se justificaban con excepción de aquellas que se repetían en varios años para la misma planta de generación; siendo así, este ente regulador procedió a verificar el detalle de las adiciones solicitadas y a excluir del reconocimiento tarifario los montos que se replicaban en otros años para la misma planta reconociéndolo una única vez; el detalle de los montos excluidos se puede ubicar en el archivo digital de cálculos CCE-AAA-Esph-GX-ET-072-2021.xlsx en la pestaña “Excluidos de la solicitud” y se muestra a continuación:*

Cuadro N° 10
Montos excluidos del reconocimiento

JORGE MANUEL DENGÓ			
Elemento de red	2022	2023	2024
Bomba para fumigación STIHL modelo: sr-420 motor.3,5 hp	0,70		0,70
Bombas centrífugas	1,67		1,67
Gabinets para herramientas	1,55		1,55
Medidor de temperatura		0,05	0,05
Medidor de temperatura y humedad	0,07		0,07
Motoguadañas FS 450	1,13		1,13
Motosierra 382	0,39		0,39
PULLIFT DE PALANCA CORTA ALUMINIO 1500 KG	0,93		0,93
Medidor de temperatura y humedad relativa	0,07		
Total general solicitado	6,50	0,05	6,48
Excluido	0,07	0,00	6,48
Los Negros II			
Etiquetas de fila	2022	2023	2024
Estaciones de precipitación y sistemas de comunicación	30,04	30,04	30,04
Excluido	0,00	30,04	30,04
Los Negros I			
Etiquetas de fila	2022	2023	2024
Ventilador de tambor	0,16	0,00	0,16
Excluido	0,00	0,00	0,16
TACARES			
Etiquetas de fila	2022	2023	2024
Bombas centrífugas	1,67		1,67
Compresor de combustión	3,06	1,30	
Gabinets para herramientas	1,55		1,55
Hidrolavadora	0,48	1,14	
Medidor de temperatura		0,05	0,05
Motoguadañas FS 450	1,13		1,13
Total general	7,89	2,49	4,39
Excluido	0,00	2,45	4,39
TOTAL EXCLUIDO	0,07	32,48	41,06

Al respecto, se considera que las justificaciones presentadas por la Esph en el archivo “Justificación Micro-equipo Gen.docx” que se encuentra en el expediente ET-072-2021 visible en el folio 30, son escuetas pues no explican el detalle de la necesidad en cuanto a cantidad de elementos solicitados por planta y no detalla la razón por la cual todas están siendo solicitadas como expansión. La Esph presenta las órdenes de compra o facturas, que en sí mismas, no se consideran una justificación suficiente; considerando que es información que respalda la justificación brindada al momento de presentar la petición.

iii. Retiro de activos del sistema de generación.

En el caso de retiro de activos, la Esph sólo presenta retiros para planta general según el cuadro que se encuentra en la pestaña “RETIROS” del archivo digital de cálculos “CCE-AAA-Esph-GX-ET-072-2021.xlsx”.

Cuadro N° 11
Retiros Aresep

Sistema de Generación Retiros (Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Valor al costo	44,62	4,46	1,91
Valor revaluado	0,82	0,01	0,01
Depreciación costo	30,94	2,14	0,82
Depreciación revaluada	0,79	0,01	0,01

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

iv. Liquidación de adiciones periodos 2019-2020

b) Liquidación periodo 2019

Para el periodo 2019 la Esph presenta una sobrejecución respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-077-2017.

A pesar de la sobre ejecución presentada, cabe destacar que Esph destinó los recurso en otros proyectos distintos a los solicitados, siendo el de mayor peso de la sobre ejecución le corresponde al proyecto de macro inversión asociado a la Adquisición de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II la cual representó un monto de ¢74 288,00 millones, lo que corresponde a 41 veces el monto reconocido para macro inversiones. Así mismo cabe destacar que el reconocimiento se dio para la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo, y la misma no sufrió intervención alguna.

En lo correspondiente a microinversiones la Esph presenta una sobreejecución de 33% enfocadas principalmente a la planta general para el sistema de generación; mientras que en planta general corporativa se presenta una subejecución del monto otorgado.

Todas las justificaciones presentadas para liquidación del año 2019 se consideran satisfactorias y suficientes para su reconocimiento.

c) Liquidación periodo 2020

Para el periodo 2020 la Esph presenta una sobre ejecución respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-081-2019. Al igual que para el período 2019 presenta una importante sobre ejecución en micro inversiones y se realizó el proyecto de macro inversión previsto para el 2019 y que no fue ejecutado en ese período.

Específicamente para este período la sobrejecución se da por un monto de 3 193,81 millones de colones y todas las justificaciones presentadas para liquidación se consideran satisfactorias y suficientes para su reconocimiento.

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), para mantener la consistencia que indica la metodología se utiliza el corte de la información a diciembre 2020, que es el valor observado más reciente de la mayoría de las variables, de la siguiente manera:

Tasa libre de riesgo (k_l): 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 12
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.

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 13
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.

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

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

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 ¢82 056 millones, 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 ¢6 784 millones, 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 12,10 con lo cual la beta apalancada corresponde **3,06**.

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%**.

Cuadro 14
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.

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

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 **18,34%**.

Cuadro 15
Costo del capital propio

Variable	Descripción	Valor
k_f	Tasa libre de riesgo	2,02%
β_a	Coficiente beta apalancada	3,06
PR	Prima por riesgo	5,33%
k_e	Costo del capital propio $k_e = k_f + \beta_a \cdot PR$	18,34%

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 Esph 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 **6,69%**.

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 **€82 056 millones**, 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.

Valor del capital propio (VCP): se consideró un monto de **€6 784 millones**, 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 **7,58%**.

Cuadro 16
Tasa de rédito para el desarrollo

Variable	Descripción	Valor
r_d	Costo del endeudamiento	6,29%
t_i	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (mill de colones)	82 056
VCP	Valor del capital propio (mil de colones)	6 784
A	VC+VCP (mill de colones)	88 839
k_e	Costo del capital propio	18,34%
R_k	Tasa de rédito para el desarrollo $R_k = r_d*(1-t_i)*VD/A + k_e*VCP/A$	7,58%

Fuente: Intendencia de Energía.

Todos los cálculos realizados se encuentran en el anexo 10 del zip que acompaña este informe

e. Base tarifaria

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

- Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2020 correspondientes al sistema de Generación de Esph, donde se excluyen los activos totalmente depreciados y los que alcanzaron su valor de rescate.
- Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluidas en la petición tarifaria, tanto las aprobadas por el SNE como su correspondiente actualización según la Resolución RE-0093-IE-2019.
- Las adiciones y retiro de activos se tomaron de las cifras detalladas en el apartado “Análisis de inversiones”.
- El monto a reconocer por la adquisición de la planta hidroeléctrica Los Negros es de :

✓ Planta Hidroeléctrica Los Negros II \$74 288 millones

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

Cuadro N° 17
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

	2022	2023	2024
AFNOR			
Esph	¢78 007	¢77 451	¢75 710
ARESEP	¢77 817	¢77 274	¢75 566
AFNOR-P			
Esph	¢78 159	¢77 586	¢75 839
ARESEP	¢78 593	¢77 545	¢76 420

La diferencia con respecto a lo solicitado por Esph, corresponde a:

- Utilizaron otros datos para el cálculo del AFNOR-P, no se realizó bajo el procedimiento que establece en la metodología tarifaria correspondiente.
- El reconocimiento de adiciones y retiros proyectados para los periodos del 2022 al 2024, tal y como se detalla en el presente informe en la sección c Análisis de Inversiones.

i. Depreciación:

El monto correspondiente a la depreciación al costo como revaluada para los periodos 2022 2024 considerando los elementos indicados en el apartado anterior, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 18
Depreciación de los periodos 2022 a 2024
(Datos millones)

	2022	2023	2024
Depreciación Costo			
<i>Esph</i>	¢1 817,59	¢1 849,52	¢1 857,97
<i>ARESEP</i>	¢1 773,11	¢1 796,43	¢1 791,27
Depreciación Revaluada			
<i>Esph</i>	¢57,77	¢61,86	¢59,32
<i>ARESEP</i>	¢54,39	¢54,19	¢54,32

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 Esph 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.

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

f. Análisis financiero

Según lo expuesto en la metodología, en este expediente tarifario, se procede a analizar las liquidaciones del 2019 y 2020, mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario. En el 2019, la tarifa se fijó mediante la resolución RIE-025-2018 tramitada bajo el expediente ET-077-2017, a pesar de que la empresa señaló en el informe IN-18-EEC-2021 que:

...Es importante aclarar que, con los datos contenidos en el expediente ET-077-2017 no es posible realizar el comparativo de los datos reales, por cuenta, con respecto a los avalados, ya que, no se obtiene de forma evidente la información para poder asociarla correctamente.

Se deja constancia de que en el expediente ET-077-2017, a folio 297 consta el respaldo de los cálculos que sustentan la resolución RIE-025-2018, en la hoja de cálculo PT-IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación *gaj.xlsx* se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de operación y mantenimiento y en la hoja de cálculo ADMINISTRACIÓN Esph RVP *gaj.xlsx* se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de administración. En consecuencia, queda evidenciado que si se contaba con la información pertinente para realizar las comparaciones detalladas.

Por otra parte, para la distribución de los costos de la planta general, la empresa señaló en el informe IN-18-EEC-2021 que:

... Este procedimiento es avalado por medio del acuerdo de Junta Directiva JD-190-R, del día 24 de julio del 2012, y se sustenta en lo establecido por el Ente Regulador, según resolución RCR-795-2012, publicada en La Gaceta N° 94 del 16 de mayo de 2012.

Para realizar la distribución se consideran los metros cuadrados ocupados por cada área de la Esph S.A., los empleados que laboran para cada una de ellas y los vehículos con que cuenta. Conforme a la proporción de componentes con que cuenta cada área se determina un porcentaje parcial sobre cada elemento y finalmente un porcentaje total promedio que es el aplicado al monto de gastos de planta general.

... en el cuadro 3 se resumen los datos concernientes a porcentajes y montos asignados entre los diferentes negocios por actividades realizadas en Comercialización.

CUADRO 3: ASIGNACIÓN GASTOS COMERCIALIZACIÓN POR NEGOCIO. EN COLONES.

Ítem	Porcentaje asignado	Recurrentes	No recurrentes	Total
Agua Potable	29,37%	18 075 996,38	895 007,99	18 971 004,37
Agua Residual	10,21%	6 283 824,41	311 134,89	6 594 959,30
Distribución	33,85%	20 833 247,44	1 031 529,47	21 864 776,91
Alumbrado Público	4,29%	2 640 314,08	130 731,50	2 771 045,58
Tarifa Hídrica	0,52%	320 038,07	15 846,24	335 884,31
Hidrantes	2,76%	1 698 663,60	84 106,98	1 782 770,58
Telecomunicaciones	10,66%	6 560 780,44	324 847,98	6 885 628,42
Generación	8,34%	5 132 918,28	254 149,36	5 387 067,63
Total	100,00%	61 545 782,70	3 047 354,41	64 593 137,11

Fuente: Datos suministrados por Gestión Contable

Para efecto de la asignación de las cuentas de uso común se clasifican según esta distribución enviada por la empresa.

En lo que respecta a la liquidación para los períodos 2019 y 2020 es necesario señalar que, al momento de realizar el análisis por el fondo de la información y documentación presentada por Esph, se identificó que presentaron el análisis de conformidad con las cuentas contables de la empresa y no de conformidad con las clasificaciones de la contabilidad regulatoria y los formularios regulatorios, debido a esto hay imposibilidad de dar trazabilidad por actividad (costos de operación y mantenimiento, administrativos, sociales y ambientales, etc), por lo que el análisis se desarrollará en los términos en los que se presentó la información.

i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones

Los criterios utilizados por la IE para liquidar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación (2019 y 2020) son:

- ***Información base en el proceso de liquidación tarifaria de Aresep (valores observados o estimados):***

Para la liquidación del 2019, las tarifas vigentes fueron las fijadas mediante la resolución RIE-025-2018, tramitada bajo el expediente administrativo ET-077-2017, los archivos de cálculo correspondientes constan a folio 297.

De la revisión del expediente se logró identificar:

- ✓ *El respaldo de los cálculos que sustentan la resolución RIE-025-2018, se ubica en el archivo denominado PT-IE-RE-7717 Registro de Costos y Gastos Generación gaj.xlsx, y se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de operación y mantenimiento.*
- ✓ *En el archivo denominado ADMINISTRACIÓN Esph RVP.xlsx se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de administración.*
- ✓ *Los montos correspondientes a las depreciaciones, amortizaciones, pérdidas por deterioro y desvalorización de activos, fueron analizados con otros archivos.*

Para la liquidación del 2020, las tarifas vigentes fueron fijadas mediante la resolución RE-0101-IE-2019, tramitada bajo el expediente administrativo ET-081-2019, los archivos de cálculo correspondientes constan a folio 209.

De la revisión del expediente se logró identificar:

- ✓ *El respaldo de los cálculos que sustentan la resolución RE-0101-IE-2019, se ubica en el archivo denominado Proyección Gastos Generación y Estados Resultados Tarifario IE.xlsx, y se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de operación y mantenimiento.*
- ✓ *En el archivo denominado Proyección Gastos Administración rvp.xlsx y Gastos Extraor Adm Gene IE.xlsx, se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de administración.*
- ✓ *Los montos correspondientes a las depreciaciones, amortizaciones, pérdidas por deterioro y desvalorización de activos, fueron analizados con otros archivos.*

- **Análisis de las variaciones:**

Para las liquidaciones, en aquellos casos en que el monto ejecutado por Esph sea inferior al reconocido en las tarifas vigentes durante el año a liquidar, se considerará el monto ejecutado, sobre estas cuentas no es necesario enumerarlas en el informe.

En aquellos casos en que el monto ejecutado por Esph sea superior al reconocido en las tarifas propuestas durante el año a liquidar, se valora la justificación y evidencia aportada y se analiza cada caso de manera particular.

- **Cuenta 600-010-340-000-000-000 gastos diversos:**

Esta cuenta pertenece a los gastos de operación mantenimiento, y siendo que es un monto significativo y que la empresa omitió justificarlo en la propuesta tarifaria, la IE mediante el oficio OF-0813-IE-2021 (folio del 169 al 176) se consultó:

... Gastos Diversos, ampliar esta justificación y aportar los comprobantes que sustentan el gasto computado en las liquidaciones y de ser necesario un cuadro que detalle las erogaciones que sustentan el registro.

La empresa respondió para el 2020, mediante el oficio GER-702-2021 visible a folio 195:

El rubro principal de la cuenta Gastos Diversos lo constituye el reconocimiento como gasto de las obras realizadas para conexión y repuestos para la conexión de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II con la Subestación Mogote por un monto de ¢ 460 663 966,01. Todo según acuerdo de Junta Directiva N° 020-2020 del 28 de enero 2020. Ver archivo JD 020-2020_Subest_Mogote.pdf.

El resto de las partidas lo conforman rubros no contemplados como de origen tarifario.

En este contexto, y en cumplimiento de lo requerido por la Intendencia de Energía, la Esph aportó el oficio UENEEYAP-14-2020 del 13 de enero de 2020, (folio 228) mediante el cual se remitió el borrador (documento adjunto al oficio) del Acta de entrega de obras de conexión y repuestos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Los Negros II, a la Junta Directiva de la Esph con el fin de ser aprobada por ese órgano colegiado y a su vez, avalar la firma del presidente como parte del proceso de aprobación para el traslado de activos al ICE, conforme a los acuerdos de conexión previsto para PH Los Negros II a la Subestación Mogote-ICE.

Dicha gestión se llevó a cabo mediante el acuerdo JD-020-2020 del 27 de enero de 2020 de Junta Directiva de la Esph, (folio 222) mediante el cual, ese órgano colegiado, aprobó el acta de entrega de obras de conexión y repuestos para la conexión del proyecto hidroeléctrico Los Negros II, subestación mogote; y se autorizó al señor Rodrigo Vargas Araya, presidente de la Junta Directiva a firmar el Acta de transferencias de las obras al ICE.

No obstante lo anterior, la Esph no aportó al Ente Regulador, el Acta de entrega de obras de conexión y repuestos ya citada, debidamente firmada por el señor Rodrigo Vargas Araya en su condición de presidente de la Junta Directiva, por lo que no consta en el expediente administrativo ET-072-2021, evidencia de que dicha gestión se haya llevado a cabo.

Como bien se observa, se establecen dos momentos distintos en relación con esta gestión; el primero, cuando se adoptan en la sesión del órgano colegiado y es aprobada el acta y se autoriza al presidente para firmarla, y posteriormente, la ejecución de dicho trámite que consiste en la firma del Acta por parte del

presidente de la Junta Directiva, como condición para que aquella se tenga como eficaz.

Consecuentemente, la documentación aportada por la empresa solicitante para cumplir con lo solicitado por esta Intendencia no constituye en evidencia suficiente que permita valorar la justificación de la erogación pretendida. Con respecto al 2019 la Esph omitió presentar la justificación de este concepto.

Por lo tanto, en concordancia con lo procedente, se recomienda no reconocer ningún monto para esta cuenta, ya que no se encuentra dentro del expediente ninguna justificante válida que permita dar razonabilidad del monto erogado, por lo que deberá consignarse cero durante todos los años a liquidar.

- **Cuenta salarios y relacionadas:**

Las cuentas de salarios y relacionadas con excepción de las vacaciones y las prestaciones legales, se encuentran conciliadas con las bases de datos, no obstante, se evidencia que cargan algunos montos de funcionarios de telecomunicaciones y tarifa hídrica, servicios que no se está tarifando en esta ocasión, por lo que dichos montos no son incorporados en las liquidaciones.

Para efecto de las cargas sociales, a los montos depurados de salarios se les aplicó los siguientes porcentajes según correspondía:

Cuadro N° 19
Cargas sociales

Concepto	2019	2020
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,08%	5,25%
Banco Popular Cuota	0,25%	0,25%
Banco Popular Aporte	0,25%	0,25%
INA	1,50%	1,50%
IMAS	0,50%	0,50%
Fondo de Capitalización Laboral	3,00%	3,00%
Fondo de pensiones complem.	0,50%	0,50%
INS por L.P.T	1,00%	1,00%
Asignaciones Familiares	5,00%	5,00%
TOTAL CCSS Patronal	24,33%	24,50%

Fuente: Intendencia de energía

- **Provisiones y estimaciones:**

Sobre las cuentas contables que se originan en el reconocimiento de una provisión o estimación de un gasto, como por ejemplo vacaciones, prestaciones legales o incobrables, esta Autoridad comprende que las empresas deben realizar sus registros contables de conformidad con lo que estable la normativa correspondiente. No obstante, no es la Aresep un órgano de fiscalización contable ni le corresponde velar por la debida aplicación de las citadas normas, pues no constituyen estas facultades otorgadas a la institución. Así entonces basados en los principios que rigen el accionar regulatorio, que si es resorte de esta Autoridad lo procedente es, reconocer en la tarifa los montos realmente erogados por estos conceptos, en consecuencia, los respaldos y justificaciones que sustentan estas cuentas no necesariamente coincidirán con los registros contables.

- **Cuenta 600-010-010-017-000 Vacaciones:**

La IE mediante el oficio OF-0813-IE-2021 (folio del 169 al 176) consultó sobre los montos realmente erogados por este concepto, la Esph aclaró mediante el oficio GER-702-2021 visible a folio 195 en lo que interesa, que:

El monto registrado en la cuenta 600-010-010-017-000 de vacaciones corresponde al registro de la provisión conforme lo establecido en la NIC37 sobre “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, ...

Pese a lo anterior y en vista que el registro de la provisión de vacaciones se asumió a partir de diciembre del año 2019, el gasto por el disfrute de vacaciones real forma parte de los montos contenidos en la cuenta 600-010-010-001-000 de Salario Base.

En cuanto al período 2020, en primera instancia cabe señalar que lo que se contempla en la liquidación para dicho período corresponde al gasto real por vacaciones, cuyo ajuste se muestra en la hoja “Homologación 2020”, del archivo “Comparativo Generación 2020” del capítulo 7, columna “R”, Línea “17”, por un monto de \$42 702 576,5, excluyendo el registro de la provisión de \$56 222 583,50; este cálculo está asociado al archivo “Disfrute vacaciones”, ...

En consecuencia, de conformidad con la respuesta de la Esph, para el 2019, no se reconoce ningún monto por este concepto y para el 2020 se incorpora en el cálculo el monto señalado por la Esph.

- **Cuenta 600-010-010-003-000-000 Prestaciones legales:**

La IE mediante el oficio OF-0813-IE-2021 (folio del 169 al 176) consultó sobre los montos realmente erogados por este concepto, la Esph aclaró mediante el oficio GER-702-2021 visible a folio 195 en lo que interesa, que:

Para el año 2019 se adjunta el archivo denominado “Cesantia”, con el detalle de los pagos realizados por este concepto durante dicho período. El siguiente cuadro resume lo cancelado propiamente por funcionarios del negocio de Generación que fueron liquidados y la proporción que corresponde asumir por liquidación a funcionarios de Planta General.

No obstante en sus estados financieros auditados 2020 sobre las prestaciones legales, se indicó:

*La legislación laboral requiere el pago de auxilio de cesantía al personal despedido sin justa causa, por pensión o por muerte, equivalente a dos tercios de mes por cada año de servicio continuo. **Esph, S.A. registra como gasto por prestaciones legales y traspasa mensualmente los fondos correspondientes al Fondo de Retiro, Ahorro y Préstamo (FRAP).** Este Fondo es una entidad creada bajo el decreto ejecutivo número 4275, del 14 de diciembre de 1968 y cuyo propósito es cubrir el pago de las prestaciones legales de los empleados.*

... El objetivo principal del Fondo es dotar a Esph S.A. de un fondo para afrontar el pago de las prestaciones legales del personal que labora para dicha Empresa, contar con un fondo de retiro para el personal que deja de laborar para Esph S.A. así como brindar a los funcionarios de la Empresa la posibilidad de tener acceso a créditos para ayudar a satisfacer sus necesidades personales, así como sus necesidades de vivienda.

*El Fondo de Retiro, Ahorro y Préstamo (FRAP), es financiado principalmente a través de los aportes de los empleados de Esph, S.A. que voluntariamente se afilian al Fondo. También se financia por el aporte de la Empresa, el cual es del porcentaje correspondiente al auxilio de cesantía. **Los aportes de Esph, S.A. al FRAP son del 8% (7% + 1***

% del salario ordinario del personal que labora para Empresa...(el resaltado no es del original)

Para efectos de las liquidaciones por este concepto se reconoció un 8% del salario ordinario a todos los empleados, en la cuenta 600-010-020-005-000-000 F.R.A.P. No se computa ningún monto adicional ya que según se indica en los EEFF auditados, con este fondo es que se afronta el cargo por prestaciones legales. Asimismo, en la hoja de cálculo donde se muestran los montos erogados se indica “pagados por el FRAP”.

- ***Cuenta 600-010-100-005-000-000 Servicios diversos & 600-010-100-007-000-000, Servicios profesionales***

En esta cuenta se registran honorarios profesionales y gastos de diferente índole, la Esph solicitó como uno de los ítems de esta cuenta y la cuenta de administración de planta general, el reconocimiento de un porcentaje del gasto del médico de empresa y del servicio de fisioterapeuta, justificándolo como necesario para el buen desempeño de los trabajadores, además que considera que constituye una obligación legal de conformidad con los artículos 273 y 282 del Código de Trabajo.

Sobre el reconocimiento de este rubro es necesario indicar que a criterio de esta Intendencia no debe confundirse el derecho que tiene el empleador de dotar a sus trabajadores con beneficios que considere oportunos para su personal, con aquellos gastos que deben ser reconocidos tarifariamente, por ser necesarios para la prestación del servicio.

Sobre las obligaciones obrero patronales y el cumplimiento de las leyes de salud ocupacional se ha manifestado la Sala II de la Corte Suprema de Justicia en los siguientes términos:

“... es importante tomar en cuenta que al declararse la obligatoriedad y la universalidad del seguro contra los riesgos del trabajo, surgió la directa e ineludible responsabilidad de todo empleador de asegurar a sus trabajadores (artículos 193, 201 y 204 del Código de Trabajo); de forma tal que, le corresponde al ente asegurador, en todos los casos, cubrir siempre las respectivas prestaciones médico-sanitarias, de rehabilitación y en dinero, previstas en la normativa, ante cualquier riesgo laboral (artículos 206 y 232, ídem)”. Sala II de la Corte Suprema de Justicia. Resolución 00324-2009 de 24 de abril de 2009.

Así las cosas, esta Intendencia ha insistido en que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud ocupacional, se reconoce con el respectivo pago de la seguridad social y la póliza de riesgos de trabajo en las cuentas correspondientes, razón por la cual no se reconocen los costos de Médico de empresa y servicio de fisioterapeuta en los términos solicitados por la Esph, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593, dichos conceptos son excluidos de las liquidaciones.

- **Cuenta 600-010-342-000-000-000 Impuesto al valor agregado (IVA)**

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 Esph llenó un formulario que se le suministró.

La IE mediante el oficio OF-0820-IE-2021, le requirió información respecto al cálculo del IVA (folio 193-194).

La Esph da respuesta a la información requerida mediante el oficio GER-712-2021 (folio 223-224), se aportó el oficio DGH-551-2019 DGT-1829-2019, señalando en lo que interesa:

...En conclusión la Empresa de Servicios Públicos de Heredia mantiene la vigencia de la exoneración otorgada para el Impuesto General sobre las Ventas establecida en los artículos 152 de la Ley N° 6995 y 36 inciso 14) de la Ley N° 7040. En consecuencia se encuentra exonerada del Impuesto sobre el Valor Agregado temporalmente, manteniendo dicha exoneración únicamente para el ejercicio presupuestario vigente (2019), por cuanto al ser una Institución Pública perderá el beneficio 9 acorde a lo establecido en el Transitorio XIV, debiendo sujetarse al pago del IVA a partir del 1 de enero de 2020.

En concordancia con lo externado por el Ministerio de Hacienda no se reconoce tarifariamente para el 2019, ningún monto asociado al Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Asimismo, la empresa facilitó una certificación de un Contador Público Autorizado que muestra únicamente el detalle mensual con los montos

reportados por Esph al Ministerio de Hacienda para el 2019 y 2020, para las ventas siendo omisa en cuanto a las compras.

En el caso de generación el dato solicitado por la empresa como gasto por IVA es superior al presentado en el formulario, al no poder conciliar el dato por compras, se validará para efectos de la liquidación del 2020 el dato suministrado como gasto en el formulario.

- **Cuenta 600-010-210-001-000-000 Canon de regulación**

El canon de regulación fue actualizado cada año, según el monto erogado.

- **Cuenta 600-010-210-001-000-000 Gastos administrativos de planta general**

En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se consideraron los conductores o drivers de la Esph, analizando los conceptos de gastos de manera individualizada. Es importante indicar que todos los conceptos son computados en la cuenta 600-030-000-000-000-000, sin embargo a la hora de presentar las justificaciones la Esph detalla cada concepto utilizando otra cuenta contable, lo que genera confusión y ambigüedad, asimismo la cuenta 600-030-000-000-000-000 tuvo cargo a diferentes actividades y no solo a los gastos administrativos por lo que en esta ocasión se analiza la aprobación de estos costos siguiendo el detalle presentado por la Esph, sin embargo para futuras liquidaciones aquellos cargos que impacten otras actividades distintas a la administrativa no serán admitidos en esta cuenta, por otra parte se indica que el sistema de generación no acarrea cargos de la actividad de comercialización, no obstante al liquidar los datos si se incorporan cargos por esta actividad, dado que la información presentada por la Esph indica en algunos cálculos que los gastos pertenecen a comercialización y en otras ocasiones a gastos no recurrentes.

Esta confusión provocó que la cuenta tuviese que ser analizada de manera independiente.

- **Capital de trabajo**

Con respecto al capital de trabajo, el sistema de generación 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, por este concepto.

- **Incorporación del Proyecto Los Negros II**

Siendo que esta Intendencia conoce la inversión tan significativa que desarrolló la Esph en el 2019 con la adquisición del proyecto Los Negros II, se consideró que lo más apropiado en las liquidaciones era ajustar el rédito otorgado en los ordinarios del 2019 y 2020, con el fin de incorporar la coyuntura empresarial real generada a partir de este evento, en consecuencia, en las liquidaciones se incorpora el impacto de dicha inversión.

- ii. **Criterios regulatorios aplicados para las proyecciones**

Los criterios utilizados por la IE para proyectar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación (2022 al 2024) son:

- **Año base**

En lo que respecta a la proyección del periodo 2022 al 2024 la Esph proyectó algunos costos considerando los datos con corte a junio 2021 y otros por inflación, incluyendo algunos gastos como extraordinarios.

La IE considera que para incorporar datos con la ejecución real del primer semestre del 2021 y proyecciones para el resto del periodo, se requería que estos estuvieran justificados y avalados para poder sustentar adecuadamente las estimaciones, inclusive considerar con especial atención la estacionalidad de cada uno de los gastos, considerando que el primer semestre no necesariamente corresponde a la realidad del resto del periodo para todos los rubros.

En concordancia con lo anterior para las proyecciones la IE utilizó como años base el 2020, con los ajustes correspondientes a su liquidación, actualizó el 2021 aplicando índices, y este se convirtió en la base de proyección para el 2022 y así sucesivamente.

Asimismo, se revisaron las justificaciones presentadas por la empresa para los gastos no recurrentes o extraordinarios, este análisis se presentará en la respectiva sección.

- **Criterios generales para las restantes cuentas de gasto:**

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

- *Los indicadores de tipo de cambio y factor de actualización local utilizados en la estimación de costos y gastos del 2022 al 2024 son los detallados en la sección 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).*
- *Se verifican los datos incluidos en los formularios regulatorios con el fin de identificar, de tal manera que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes. Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto a indicador económico de proyección correspondiente (factor de actualización local, decretos salariales, inflación, etc.).*
- *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
 - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: factor de actualización local).*
 - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- *Para el análisis de las partidas se valoraron las justificaciones y documentación de respaldo que presentó la Esph.*
- *Sobre la base de los datos de la cuenta de salarios del 2020 cotejados con los reportes presentados a la Caja Costarricense de Seguro Social, se proyectan los salarios utilizando la variación anual del IPC, según el año que se proyecta, incorporando las plazas nuevas que fueron validadas para el 2022.*
- *Se incluyó en la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente que se presentarán en el futuro según lo indicado por la Esph y fueron validadas solo para el año que corresponda.*

- *En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se consideraron los conductores o drivers de la Esph, analizando los conceptos de gastos de manera individualizada. Es importante indicar que todos los conceptos son computados en la cuenta 600-030-000-000-000-000, sin embargo, a la hora de presentar las justificaciones la Esph detalla cada concepto utilizando otra cuenta contable, lo que genera confusión y ambigüedad.*

Se analiza la aprobación de estos costos siguiendo el detalle presentado por la Esph, no obstante una vez que se ejecute lo correspondiente al período del 2022 al 2024, la Esph deberá conforme a la metodología proceder a liquidar estos rubros, por lo que resulta necesario advertirle que en el proceso de liquidación tarifaria deberá justificar la ejecución de los gastos en su totalidad de conformidad con las cuentas aprobadas y deberá consignar las respectivas cuentas regulatorias a las que asignará los concepto, mismas que deberán necesariamente corresponder con la cuenta madre 5.4., ya que todos los costos aprobados corresponde exclusivamente a cuentas administrativas.

iii. 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 .

En este sentido se ha manifestado la Procuraduría General de la República al señalar que:

El legislador define no sólo cómo debe ser la tarifa, qué elementos debe contemplar, sino también cuáles costos no puede considerar. Se trata de una facultad atribuida en el artículo 32, que autoriza a la Autoridad para desconocer como costos de las empresas reguladas las erogaciones que considere innecesarias o ajenas a la prestación del servicio, así como para apreciar si los gastos de operación son proporcionales respecto de los gastos normales de actividades equivalentes. Dictámenes Ns. C- 329-2002 de 4 de diciembre de 2002 y C-242-2003 de 11 de agosto de 2003), reiterado en C-1141-2016 de 20 de junio de 2016.

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.

Por lo anterior en el siguiente apartado se hará el análisis de los costos y gastos presentados por Esph, a la luz de la normativa y los principios que regulan las fijaciones tarifarias.

iv. Diferencias entre los resultados de la IE vrs los de la Esph:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 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 documento.

En este contexto, cabe recordar que, tal y como se indicó en la sección III.2.f.iii. del presente informe 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.

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 ya analizadas, 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, atentaría 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. Lo anterior 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.

▪ **Liquidación de gastos 2019:**

Para el 2019 las tarifas fueron fijadas mediante la resolución RIE-025-2018, tramitada bajo el expediente administrativo ET-077-2017, los archivos de cálculo correspondientes constan a folio 297 y se realizan los ajustes explicados en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”.

En la información tarifaria suministrada por la Esph, denominada **“LIQUIDACIÓN GENERACIÓN 2019 ETAR-07-2021”** carpeta **“CAPITULO 7. FINANCIERO”** se especifican los archivos que justifican la liquidación correspondiente al este periodo para el sistema de generación.

Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los criterios descritos con anterioridad, la IE determinó que en el periodo con respecto a las tarifas vigentes se subejecutaron ¢4 452 063 698,86 (ver documento **“Liquidación 7744-IE-2019 final.xlsx**, hoja de cálculo **LIZ 2019”**), correspondientes a ¢1 833 095 333,05 de ingresos (ITA) y ¢6 285 159 031,91 de costos y gastos (GTaz), adicional a esto, se debe incorporar el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria e incorpora el efecto de la adquisición del proyecto Los Negros II) por la suma ¢¢2 381 870 294,60.

La liquidación total a favor de usuario, considerando todo lo anterior asciende a ¢2 070 195 753,80.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la Esph en el rubro de gastos totales ajustados (GTaz), se debe al no reconocimiento de algunos gastos que impactan básicamente en la cuenta de operación y mantenimiento y financieros, así como los gastos no considerados para la liquidación que incluye la Esph, el detalle de los ajustes por concepto de liquidación del periodo 2019 se presentan más adelante.

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

Actualización de los ingresos:

ITA_z

Para el año base estimado, la IE aprobó la suma de ¢12 500 900 000,00 por concepto de ingresos por ventas mediante la resolución RIE-025-2018, por su parte para el 2019 la Esph refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢10 069 989 636,88 al considerar la información aportada en el formulario “IE_RE_7742_Liquidación_de_otros_ingresos.xls ” y los ajustes de periodos anteriores (2017-2018) que inciden en el ejercicio 2019, el monto de ingresos regulados totales corresponde según Esph a la suma total de ¢11 369 268 072,81. El ingreso total una vez actualizado y depurado por la IE asciende a la suma de ¢11 321 619 589,10 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N.º 20
Determinación de ITAz
Sistema de generación
2019

(Datos expresados en colones)

	Esph	IE	Var. (Δ)
<i>Dato real</i>	11 369 268 072,81	11 321 619 589,10	
<i>Dato estimado</i>	12 979 434 922,15	13 154 714 922,15	
ITAz	-1 610 166 849,34	-1 833 095 333,05	(222 928 483,71)

Fuente: Elaboración propia

Dicha diferencia se explica en el apartado de mercado de este informe.

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 ¢1 833 095 333,05, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes de para el 2022 y 2023.

Actualización de los gastos:

$$GTA_z$$

Para efectos de determinar las desviaciones entre los gastos estimados y reales del 2019, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por Esph en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RIE-025-2018, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 1
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Esph
2019
(Datos en colones)

Costos y Gastos	Esph (Real)(1)	ARESEP (Estimado) RIE-025-2018(2)	Esph Ajustado(3)	Δ Abs Liq (3-1)	Δ % (3-1)/1
Costos de operación y mantenimiento	4 931 023 931,07	11 392 594 969,99	4 591 611 789,12	(6 800 983 180,87)	-60%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión)	277 267 248,43	288 510 132,70	294 691 101,42	6 180 968,72	2%
Gastos administrativos Indirectos	46 234 855,05	38 157 184,87	42 824 408,02	4 667 223,15	12%
Canon de regulación	19 048 570,08	5 802 779,44	19 065 179,27	13 262 399,84	229%
Canon de agua	136 483 461,45	158 079 032,65	136 483 461,45	(21 595 571,20)	-14%
Gastos de investigación y desarrollo	246 849 338,42	131 657 288,83	245 477 944,67	113 820 655,84	86%
Gastos de investigación y desarrollo Indirectos	2 165 012,42	-	2 005 313,42	2 005 313,42	
Gastos sociales y ambientales	43 287 681,86	415 393,33	42 957 996,89	42 542 603,56	10242%
Gastos sociales y ambientales Indirectos	507 424,79	-	469 995,33	469 995,33	
Otros gastos	19 725 891,53	-	125 332,09	125 332,09	
Otros gastos Indirectos	135 313,28	-	-	-	
Gastos no considerados para Liquidación	(37 798 362,37)				
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	996 150 456,84	644 715 028,08	996 150 456,84	351 435 428,76	35%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo Indirectos	34 005 917,72	-	34 005 917,72	34 005 917,72	100%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	55 623 258,61	66 422 299,47	55 623 258,61	(10 799 040,86)	-19%
Perdidas por deterioro y desvalorización	2 091 395,85	-	2 091 395,85	2 091 395,85	100%
Otros gastos financieros	36 827 723,35	22 388 473,25		(22 388 473,25)	
TOTAL GASTOS REGULADOS	6 809 629 118,37	12 748 742 582,62	6 463 583 550,70	(6 285 754 359,33)	-97%

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos de conformidad con las cuentas contables de Esph, ya que como se explicó esta fue la manera en que presentaron las justificaciones:

En cuanto a las cuentas:

Relacionadas a servicios públicos: 600-010-060-001-000-000 Energía Eléctrica, 600-010-060-002-000-000 Acueducto, 600-010-060-003-001-000 Teléfonos, 600-010-060-006-000-000 Alumbrado Público, relacionada a servicios diversos: 600-010-100-017-000-000 Servicio de Mantenimiento Sistemas Informáticos, relacionada a mantenimiento, 600-010-150-004-001-000 Vías públicas, cuya ejecución fue superior a la proyectada por la IE en el 2019, se considera que la naturaleza de estos conceptos está directamente relacionada con la atención del servicio público que se brinda y que las justificaciones y evidencias aportadas permiten razonablemente validar los montos presentados por Esph, por lo que se aceptan los montos pretendidos.

Sobre las cuentas de salarios y relacionadas con excepción de las vacaciones y las prestaciones legales, se encuentran conciliadas con las bases de datos, no obstante, como se explicó en los criterios generales, fueron excluidos los montos de funcionarios de telecomunicaciones y tarifa hídrica, servicios que no se está tarifando en esta ocasión, por lo que dichos montos no son incorporados en el cálculo del 2019. Para efecto de las cargas sociales, a los montos depurados de salarios se les aplicó los porcentajes especificados en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”. Asimismo, para las vacaciones y las prestaciones legales, se siguió lo ahí indicado.

Cabe aclarar que varias de las partidas de salarios están ligadas a cuentas regulatorias relacionadas con las diferentes actividades principalmente la actividad de investigación y desarrollo (cuentas 5.5) y gastos sociales y ambientales (cuentas 5.7), sin embargo, Esph las consideró en cuentas de operación y mantenimiento (5.2). Debido a que las planillas fueron conciliadas de manera independiente se avalan los montos, aunque se muestren diferencias significativas a nivel de actividades.

Sobre la cuenta 600-010-060-004-000-000, relacionada al pago de impuesto, la Esph aclaró que dichos conceptos son registrados en las cuentas 600-010-060-009-001-000 Impuestos Municipales y 600-010-060-009-003-000 Impuesto a las Sociedades, se considera que la naturaleza de estos conceptos está directamente relacionada con la atención del servicio público que se brinda y que

las justificaciones y evidencias aportadas permiten razonablemente validar los montos presentados por Esph, por lo que se aceptan los montos pretendidos. No obstante, se aclara que siendo que no le corresponde a esta Intendencia definir los catálogos internos, la empresa puede realizar los cambios que considere pertinentes, sin embargo, para efectos de los formularios regulatorios en este caso el monto aprobado por la IE impactaba varias actividades y el ejecutado por la Esph impacta únicamente operación y mantenimiento, por lo que eventualmente podría mostrarse el impacto regulatorio en solo una actividad.

Sobre las cuentas 600-010-100-005-000-000 Servicios diversos y 600-010-100-007-000-000, Servicios profesionales, según corresponda, esta cuenta incluye varios servicios entre los que se encuentran el del médico y fisioterapeuta, al respecto, la Esph justificó estos cargos, señalando entre otras cosas:

Médico de empresa: Este tipo de servicio es beneficioso porque el personal puede ser atendido dentro de las instalaciones de la Esph S.A., tanto para padecimientos médicos como por situaciones generadas a raíz de accidentes laborales, al mismo tiempo que se promueve la cultura preventiva y fortalece el clima laboral.

Contar con un consultorio médico empresarial permite disminuir el tiempo que el colaborador esta fuera del lugar de trabajo para recibir atención médica, así como disminuir plazos de incapacidad tanto a nivel de la CCSS como del INS, por ser un consultorio que cuenta con el aval de funcionamiento de ambos sistemas. Así mismo, la especialidad de medicina empresarial permite trabajar la medicina preventiva, enfocada a las labores que ejecuta cada trabajador, mejorando así los niveles de salud de la población laboral...

Servicios de Fisioterapia: Este tipo de servicio es beneficioso porque el personal puede ser atendido dentro de las instalaciones de la Esph S.A., cuando han sido diagnosticados con algún padecimiento producto de un accidente o condición atípica, al mismo tiempo que se promueve la cultura preventiva y fortalece el clima laboral. Además, en el Código de Trabajo, en sus artículos 273 y 282, impone al patrono a tener estos tipos de servicios.

Sobre estos conceptos se siguió el criterio descrito en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”.

En ese sentido se reitera que, esta Intendencia ha insistido en que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud

ocupacional, se reconoce con el respectivo pago de la seguridad social (cuenta 600-010-020-000-000-000) y la póliza de riesgos de trabajo (cuenta 600-010-270-000-000-000), razón por la cual no se reconocen los costos de Médico de empresa y servicio de fisioterapeuta en los términos solicitados por la Esph, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593. Se aclara que tanto en los costos directos como de planta general son excluidos los correspondientes montos.

Sobre la cuenta 600-010-100-008-000-000, Servicio Análisis en Laboratorio, la Esph justificó el cargo, señalando:

En esta cuenta se presenta una leve sub-ejecución poco significativa en términos monetarios. Por otro lado, en el año 2019 este gasto corresponde específicamente a la Planta Tacaes, en la cual el agua potable se toma de una naciente, y es importante garantizar que la misma esté en óptimas condiciones para el consumo humano. Según lo anterior, es necesario enviar muestras a un laboratorio certificado que garantice la potabilidad de la misma, esto de acuerdo al artículo 11 del Decreto N° 38924-S “Reglamento para la Calidad del Agua Potable”...

Se considera que este costo no está relacionado con el servicio de generación si no con el de agua por lo que se excluye.

Sobre la cuenta 600-010-100-009-000-000, Otros servicios la Esph anotó que en la resolución RIE-025-2018 lo aprobado ascendía a ¢ 23,04 millones, no obstante, de los archivos de cálculo de la IE, se extrae que el monto aprobado ascendió a ¢10,02, lo que genera una diferencia significativa.

Sobre la cuenta 600-010-150-001-000-000, relacionada al Mantenimiento de instalaciones y redes, la Esph aclaró:

Al momento de proyectar esta cuenta, la misma contempló la estimación para el mantenimiento de Terrenos y Edificios, no obstante, el área de Gestión Contable, para un mejor control del gasto, efectuó la segregación de estas partidas por lo que se observa la sub-ejecución de la cuenta que aquí se analiza, lo que a su vez se compensa con el registro en la cuenta creada.

Revisado el monto aprobado por la IE, se coincide con lo indicado por Esph, se considera que la naturaleza de estos conceptos está directamente relacionada con la atención del servicio público que se brinda y que las justificaciones y evidencias aportadas permiten razonablemente validar los montos presentados

por Esph, por lo que se aceptan los montos pretendidos. No obstante, se aclara que siendo que no le corresponde a esta Intendencia definir los catálogos internos, la empresa puede realizar los cambios que considere pertinentes, y que para efectos de los formularios regulatorios en este caso, tanto el monto aprobado por la IE como el ejecutado por la Esph en las diferentes cuentas impacta únicamente la actividad de operación y mantenimiento.

Para la cuenta 600-010-190-003-000-000 Daños y Perjuicios particulares, Esph justificó el cargo, señalando:

Pago de deducibles del choque del 10-12-2018 provocado con la unidad 09-14, conducida por el compañero Randy Alberto Villareal Salas, parte oficial 2-2018-328300185. Paralelamente se creó la cuenta por cobrar al funcionario.

Se considera que este cargo no constituye un costo, ya que como bien lo indica la empresa “se creó la cuenta por cobrar al funcionario”, motivo por el cual, se excluye del cálculo tarifario.

Para la cuenta 600-010-221-000-000-000 amortizaciones, Esph justificó el cargo, señalando:

Por concepto de amortización de licencias en forma mensual se registró un total de ¢ 4 397 916,50, adicionalmente se cancelaron ¢ 2 870 100,66 por renovación del correo electrónico.

No obstante, el comprobante aportado para justificar el cargo correspondiente a la renovación del correo electrónico no coincide con el monto señalado, se incorpora el monto de la factura aportada, lo que genera una pequeña diferencia.

Para la cuenta 600-010-222-000-000-000 Gasto por depreciación activos con derecho de uso, Esph justificó el cargo, señalando:

esta cuenta se registró bajo esta norma lo concerniente al contrato establecido con la empresa Edgarsol...

Al respecto, de las hojas de cálculo no se logró identificar el monto pretendido, no pudiendo dar trazabilidad de la información, el costo no fue incorporado en las liquidaciones.

Para la cuenta 600-010-261-000-000-000 Combustibles y Lubricantes, para el caso de los gastos administrativos de planta general, Esph justificó el cargo que pertenecía los gastos administrativos aplicados, señalando:

...importante señalar que en esta partida se registran los costos asociados al combustible (gasolina, diésel) que utilizan los vehículos y equipos del negocio de generación, así como los lubricantes que requieren dichas unidades, así como también para el mantenimiento de los equipos de generación, según lo contemplado en los planes de mantenimiento de las distintas plantas.

En ese sentido los montos computados en la planta general fueron trasladados a esta cuenta, lo que provoca que el monto aprobado sea superior al especificado por Esph como costo directo.

Para la cuenta 600-010-342-000-000-000 Gasto por impuesto al valor agregado, Esph aportó el oficio DGH-551-2019 DGT-1829-2019 que indica:

...En conclusión la Empresa de Servicios Públicos de Heredia mantiene la vigencia de la exoneración otorgada para el Impuesto General sobre las Ventas establecida en los artículos 152 de la Ley N° 6995 y 36 inciso 14) de la Ley N° 7040. En consecuencia, se encuentra exonerada del Impuesto sobre el Valor Agregado temporalmente, manteniendo dicha exoneración únicamente para el ejercicio presupuestario vigente (2019), por cuanto al ser una Institución Pública perderá el beneficio 9 acorde a lo establecido en el Transitorio XIV, debiendo sujetarse al pago del IVA a partir del 1 de enero de 20.

En concordancia con lo externado por el Ministerio de Hacienda no se reconoce tarifariamente para el 2019, ningún monto asociado al Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Para la cuenta 600-010-340-000-000-000 gastos diversos, la cual pertenece a los gastos de operación mantenimiento, la empresa omitió justificarlo en la propuesta tarifaria, la IE mediante el oficio OF-0813-IE-2021 (folio del 169 al 176) se consultó:

... Gastos Diversos, ampliar esta justificación y aportar los comprobantes que sustentan el gasto computado en las liquidaciones y de ser necesario un cuadro que detalle las erogaciones que sustentan el registro.

La empresa respondió únicamente para el 2020, según lo analizado en la sección III.2.f.i. de este informe. Por lo anterior lo procedente es no reconocer ningún monto para esta cuenta, ya que no se encuentra dentro del expediente ningún justificante.

Costos de operación y mantenimiento:

Para esta actividad la IE estimó la suma de ¢11 392 594 969,99, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢5 193 890 732,55, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde al monto de ¢4 591 611 789,12.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, la Esph obtuvo la suma de ¢ 6 198 704 237,44 mientras que la IE determinó el monto de ¢6 800 983 180,87 ambos a favor del usuario, entre la Esph y la IE existe un diferencial de ¢602 278 943,43, el cual se explica principalmente por:

Las partidas de salarios que están ligadas a cuentas regulatorias relacionadas principalmente a las actividades de investigación y desarrollo (cuentas 5.5) y gastos sociales y ambientales (cuentas 5.7), sin embargo, Esph las consideró en cuentas de operación y mantenimiento (5.2). Debido a que las planillas fueron conciliadas de manera independiente se avalan los montos, aunque se muestren diferencias significativas a nivel de actividades.

La cuenta 600-010-340-000-000-000 gastos diversos por de ¢294 206 216,90.

Gastos administrativos:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢490 549 129,66 que incluye los costos administrativos de planta general aplicados y los cánones tanto de regulación como de aguas, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢491 867 339,32, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢495 539 458,92.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, la Esph obtuvo la suma de ¢1 318 209,66, mientras que la IE determinó el monto de ¢4 990 329,26, ambos a favor de la Esph, existe un diferencial de ¢3 672 119,60, el cual se explica debido a que al separar los costos administrativos de planta general aplicados se impactan varias actividades y el efecto poco significativo de las cuentas de salario ya explicado.

Canon de regulación y de agua:

Para estas cuentas la IE estimó la suma de ¢163 881 812,09, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢155 548 640,72, igual al dato actualizado por la IE.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, se obtuvo la suma de ¢ 8 333 171,36, a favor de la empresa.

Gastos de investigación y desarrollo:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢131 657 288,83, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢17 535 428,21, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢245 477 944,67.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, la Esph obtuvo la suma de ¢114 121 860,62, a favor del usuario mientras que la IE determinó el monto de ¢113 820 655,84 a favor de la Esph, existe un diferencial de ¢227 942 516,46, el cual se explica debido al efecto tan significativo de las cuentas de salario ya explicado, en este caso por la suma de ¢238 068 698,31 que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.5.2.01. que pertenecen a esta actividad y no a costos de operación y mantenimiento.

Gastos sociales y ambientales:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢415 393,33 mientras que, la Esph presentó un saldo por la suma de ¢5 028 135,31, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢42 957 996,89.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, la Esph obtuvo la suma de ¢4 612 741,99, mientras que la IE determinó el monto de ¢42 542 603,56, ambos a favor de la Esph, existe un diferencial de ¢37 929 861,58 a favor de Esph, el cual se explica debido al efecto tan significativo de las cuentas de salario ya explicado, en este caso por la suma de ¢43 210 067,16 que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.7. que pertenecen a esta actividad y no a costos de operación y mantenimiento.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢711 137 327,56, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢1 085 779 633,17, que coincide con el dato actualizado por la IE, la diferencia asciende a ¢374 642 305,61.

Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Para esta cuenta la IE no hizo ninguna estimación, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢2 091 395,85, se mantiene el dato presentado.

Otros gastos y gastos financieros:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢22 388 473,25, mientras que la Esph incluyó la suma de ¢56 688 928,16, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢125 332,09.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2019, la Esph obtuvo la suma de ¢ 34 300 454,91 a favor de Esph, mientras que la IE determinó el monto de ¢22 263 141,16, a favor del usuario, existe un diferencial de ¢56 563 596,07, el cual se explica debido a que no se reconocen ¢36 827 723,35 de intereses y comisiones que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.11.1.02.02., ¢1 244 346,82 de gastos financieros aplicados que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.11.9.99., ¢3 844 459,68 de IVA que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.12.9.01.01.99., ¢258 699,44 de Indemnizaciones que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.12.9.99.04.y ¢15 622 732,41 de Gastos de Periodos Anteriores que fueron ligados a la cuenta regulatoria 5.12.9.99.99.

Por otra parte la Esph muestra restando ¢37 798 362,37 que indican que son corresponden a gastos no relacionados con la liquidación, sin embargo esta línea no es considerada por la IE.

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

**Cuadro N.º 2
Determinación del GTAz
Sistema de generación
2019**

(Datos expresados en colones)

Esph	IE	Δ

Dato real	6 815 083 230,20	6 463 583 550,70	(351 499 679,50)
Dato estimado	12 748 742 582,62	12 748 742 582,62	-
GTAz	-5 933 659 352,41	-6 285 159 031,91	(351 499 679,50)

Fuente: Elaboración propia

Es así como se logra determinar que el monto únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de \$6 285 159 031,91 a favor del usuario, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

En resumen la diferencia en cuanto a gastos se explica principalmente por los siguientes ajustes:

Cuadro N.º 3
Resumen de diferencias en gastos
Sistema de generación
2019
(Datos expresados en colones)

Conceptos	IE
Salarios y partidas relacionadas	66 362 013,74
Servicios diversos	4 149 168,27
Combustibles	(8 717 812,95)
Gastos diversos	294 206 216,90
IVA	3 844 459,68
Gastos de planta general	6 238 242,24
Gastos financieros	1 244 346,82
Gastos no considerados para Liquidación	(37 798 362,37)
Gasto por Depreciación Activos con derecho de uso	2 091 395,85
Amortizaciones	907 339,96
Total	332 527 008,13

Fuente: Elaboración propia

Actualización de la rentabilidad:

Tal como cita la metodología, para el cálculo del ajuste tarifario, deben revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas, en este sentido corresponde

actualizar la base tarifaria sobre la cual se estima el rédito para el desarrollo, es por ello que se contempla la ejecución de las adiciones y los retiros reales para el periodo a liquidar, lo que incide en el resultado del activo fijo neto en operación promedio y la depreciación del periodo. En el 2019 tiene especial relevancia el proyecto Los Negros II, por lo que en este apartado se amplía sobre el tema:

Tasa de rédito asociada al proyecto

En cuanto a la tasa de rédito asociada a la capitalización del proyecto en los años 2019 y 2020, se sigue para su cálculo el mismo criterio aplicado por la Intendencia de Energía a empresas del sector en similar situación, esto es en liquidaciones donde se han capitalizado obras mayores.

El criterio aplicado consiste en actualizar, en la fórmula del WACC, la proporción del valor y costo de la deuda del proyecto capitalizado, manteniendo todas las demás variables tal y como se incluyeron en el cálculo de la tarifa vigente para los años 2019 y 2020.

La empresa presenta el cálculo actualizando todas las variables tanto del CAPM como del WACC, esto se observa en los archivos “Liquidacion Redito GEN-2019” y “IE-RE-7745 Redito 2020” visible en las subcarpetas “CAPITULO 5. REDITO”, en “Liquidación 2019” y “Liquidación 2020”. Eso crea una diferencia con la pretensión de liquidación para este periodo.

Por lo tanto, en el cálculo del costo de la deuda y del valor de la deuda para el año 2019, se le incluyen las siguientes operaciones de crédito asociadas al proyecto:

- *Operación 21-017-071738-0: Los Negros subestación móvil*
- *Operación 21-017-072215-1: Los Negros aumento capacidad*
- *Operación 159401025994527: Los Negros compra*
- *Operación 202-003-31025037: Los Negros compra*
- *Operación 21-017-073255-5: Los Negros compra*

Para el año 2020, las operaciones Operación 21-017-071738-0: Los Negros subestación móvil y Operación 21-017-072215-1: Los Negros aumento capacidad ya se habían incluido en el cálculo de la tarifa de ese periodo, por lo que únicamente se agregaron:

- *Operación 159401025994527: Los Negros compra*
- *Operación 202-003-31025037: Los Negros compra*
- *Operación 21-017-073255-5: Los Negros compra*

Con base en la información anterior, a partir del método del costo promedio ponderado de capital, la tasa de rédito para el desarrollo (R_k) a aplicarle AFNORP correspondiente a la planta Los Negros capitalizada en el año 2019 es **6,65%**.

Cuadro 24
Tasa de rédito para el desarrollo
2019

Variable	Descripción	Valor
r_d	Costo del endeudamiento	6,89%
t_i	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (mil de colones)	83 748 128
VCP	Valor del capital propio (mil de colones)	7 945 967
A	VC+VCP (mil de colones)	91 694 096
k_e	Costo del capital propio	4,18%
R_k	Tasa de rédito para el desarrollo $R_k = r_d*(1-t_i)*VD/A + k_e*VCP/A$	6,65%

Fuente: Intendencia de Energía.

Todos los cálculos realizados se encuentran en el anexo 10.

En el apartado “Análisis de inversiones” se puede observar las desviaciones de las adiciones y retiros para el 2019. Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 26
Actualización de la base tarifaria
Sistema de generación
2019
(Datos expresados en colones)

Adiciones	Esph	IE	Diferencia a reconocer
2019	76 209 398 196	1 920 581 383	74 288 816 813
2020	3 734 932 677	541 124 639	3 193 808 038
Rédito			
2019	6,65%		2 471 443 952
			5 127 120
			2 476 571 072
Rédito			
2020	6,58%		210 152 569
			5 139 553
			215 292 122

Fuente: Intendencia de Energía.

Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo.

Base tarifaria

Para el cálculo del activo fijo neto revaluado en la estimación del 2019, no se contaba con información para incluir la compra del proyecto Los Negros II, en ese contexto los montos estimados por base tarifaria no incluyeron este elemento, por lo tanto, en el caso del Proyecto Hidroeléctrico Los Negros II, se reconoce el monto de \$74 288 millones correspondiente al registro regulatorio de dicha planta, es importan indicar que este proyecto tiene impacto también en el 2020.

Por otra parte, se verificó la consistencia del dato actualizado al 2019 con los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2019 correspondientes al sistema de generación, el cálculo considera la exclusión de los activos totalmente depreciados y la identificación de los activos donados.

Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluidas en la petición tarifaria, tanto las aprobadas por el SNE como su correspondiente actualización según la Resolución RE-0093-IE-2019.

Las adiciones y retiros de activos se actualizaron con de las cifras reales detalladas en el apartado “Análisis de inversiones”. del presente informe técnico.

Es importante indicar que tal como se muestra en el siguiente cuadro la Esph pretendía como liquidación de la rentabilidad sobre la base tarifaria incluyendo el Proyecto Los Negros II, para el 2019 ¢2 896 719 479,66, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢2 381 870 294,60. para el 2020 la Esph pretendía ¢2 896 719 479,66, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ¢2 381 870 294,60.

Es importante aclarar que las tasas de rentabilidad utilizadas para este cálculo muestran diferencias importantes.

Cuadro N.º 27
Determinación de la liquidación base tarifaria
Sistema de generación
2019-2020
(Datos expresados en colones)

Resumen liquidación	Esph	IE	Δ
Rentabilidad y los Negros II			
2019	2 896 719 479,66	2 381 870 294,60	(514 849 185,06)
Rentabilidad y los Negros II			
2020	3 605 069 207,09	2 739 455 123,41	(865 614 083,68)

Fuente: Elaboración propia.

Efecto de la liquidación del 2019:

$$LI_z$$

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 28
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de generación
2019

(Datos expresados en colones)

Resumen liquidación	Esph	IE	Δ
ITAz	-1 610 166 849,34	-1 833 095 333,05	(222 928 483,71)
GTAz	-5 933 659 352,41	-6 285 159 031,91	(351 499 679,50)
Rentabilidad y los Negros II	2 896 719 479,66	2 381 870 294,60	(514 849 185,06)
Liz	-1 426 773 023,41	-2 070 195 753,80	(643 422 730,38)

Fuente: Elaboración propia.

Nota: El resultado muestra una devolución al usuario.

En el caso de la Esph con la información suministrada, la liquidación para el 2019 es de ₡1 426 773 023,41 a favor del usuario, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ₡2 070 195 753,80 a favor del usuario.

▪ **Liquidación de gastos 2020:**

Para el 2020 las tarifas fueron fijadas mediante la resolución RE-0101-IE-2019, tramitada bajo el expediente administrativo ET-081-2019, los archivos de cálculo correspondientes constan a folio 209 y se realizan los ajustes explicados en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”.

En el apartado de la petición tarifaria, denominado “**ETAR-11-2021**” en la carpeta “**Liquidación 2020**” específicamente el archivo “**CAPITULO 7 ANALISIS FINANCIERO**” se detalla la liquidación de costos y gastos correspondiente al periodo 2020 remitida por Esph.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en ese periodo se subejecutaron ₡1 152 925 809,60 (ver documento “**Liquidación 7738 7744 - 2020 final.xlsx**, hoja de cálculo **LIZ 2020**”), correspondientes a ₡675 587 349,60 de ingresos (ITA) y ₡910 941 964,21 de costos y gastos (GTaz), adicional a esto, se debe incorporar el ajuste en la rentabilidad (que surge por las variaciones en la base tarifaria) por la suma ₡2 739 455 123,41, lo que arroja como resultado una liquidación total para el 2020 a favor de Esph por ₡1 152 925 809,60.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la Esph en el rubro de gastos totales ajustados (GTAz), se debe al no reconocimiento de algunos gastos que impactan básicamente en la cuenta de operación y mantenimiento y financieros, así como los gastos no considerados para la liquidación que incluye la Esph, el detalle de los ajustes por concepto de liquidación del periodo 2020 se presentan más adelante.

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

Actualización de los ingresos:

ITA_z

Para el año base estimado, la IE aprobó la suma de ¢ 10 490 926 653,00 de ingresos por ventas mediante la resolución RE-0101-IE-2019, por su parte para el 2020 la Esph refirió en su estado de resultados financiero a la suma de ¢11 027 334 676,81 al considerar la información aportada en el formulario “IE_RE_7742_Liquidación_de_otros_ingresos.xls ” y los ajustes de periodos anteriores (2018) que inciden en el ejercicio 2020, el monto de ingresos regulados totales de Esph corresponde a la suma total de ¢10 863 340 717,42. El ingreso total una vez actualizado y depurado por la IE asciende a la suma de ¢10 862 809 465,82 esto repercute sobre las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación, tal como sigue:

Cuadro N.º 29 Determinación de ITAz Sistema de generación 2020

(Datos expresados en colones)

	Esph	IE	Var. (Δ)
Dato real	10 863 340 717,42	10 862 809 465,82	
Dato estimado	10 187 222 116,22	10 187 222 116,22	-
ITAz	676 118 601,20	675 587 349,60	(531 251,60)

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 ¢675 587 349,60, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, afectando los ingresos vigentes de para el 2022 y 2023.

Estas diferencias se explican ampliamente en el apartado de mercado de este informe.

Actualización de los gastos:

$$GTA_z$$

Para efectos de determinar las desviaciones entre los gastos estimados y reales del 2020, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Análisis de costos y gastos:

Se procedió a comparar las cifras detalladas por Esph en su base de datos y los datos actualizados por la IE, respecto a los gastos estimados en la resolución RE-0101-IE-2019, obteniendo las siguientes desviaciones:

Cuadro N.º 30
Comparativo monto actualizado costos y gastos
IE Vrs Esph
2020
(Datos en colones)

Costos y Gastos	Esph (Real)(1)	ARESEP (Estimado) RE-0101-IE-2019(2)	Esph Ajustado por la IE(3)	Δ Abs Liq (3-1)	Δ % (3-1)/1
Costos de operación y mantenimiento	4 375 728 779,08	4 848 258 471,41	3 875 679 572,64	(972 578 898,77)	-25%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión)	262 936 399,29	268 496 512,67	251 633 945,48	(16 862 567,20)	-7%
Gastos administrativos Indirectos	45 791 177,21	63 303 312,53	38 343 819,35	(24 959 493,18)	-65%
Canon de regulación	14 127 862,42	21 661 395,02	23 792 172,22	2 130 777,20	9%
Canon de agua	166 555 172,67	195 118 604,19	166 555 172,67	(28 563 431,52)	-17%
Gastos de investigación y desarrollo	10 065 145,72	17 366 550,31	9 632 490,35	(7 734 059,96)	-80%
Gastos de investigación y desarrollo Indirectos	1 750 937,22	-	1 466 169,35	1 466 169,35	100%
Gastos sociales y ambientales	8 201 229,85	5 010 920,64	7 848 695,84	2 837 775,21	36%
Gastos sociales y ambientales Indirectos	408 552,02	-	342 106,18	342 106,18	100%
Otros gastos	-	369 040,51	-	101 197 489,42	100%
Otros gastos Indirectos	262 936 399,29	268 496 512,67	251 633 945,48	(16 862 567,20)	-7%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	2 180 452 826,99	1 486 198 997,37	2 180 452 826,99	694 253 829,62	32%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo Indirectos	34 218 315,96	-	27 801 363,56	27 801 363,56	100%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	54 097 508,90	70 694 855,66	54 097 508,90	(16 597 346,76)	-31%
Perdidas por deterioro y desvalorización	2 684 322,64	-	2 684 322,64	2 684 322,64	100%
Otros gastos financieros	294 574 527,60	676 360 000,00	101 566 529,93	(574 793 470,07)	-566%
TOTAL GASTOS REGULADOS	7 451 592 757,56	7 652 838 660,31	6 741 896 696,10	(910 941 964,21)	-14%

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos de conformidad con las cuentas contables de Esph, ya que como se expuso esta fue la manera en que presentaron las justificaciones:

En cuanto a las cuentas:

600-010-031-001-000-000 Capacitación, 600-010-060-003-003-000 Servicios de internet, 600-010-060-006-000-000 Alumbrado Público, entre otras cuya ejecución fue superior a la proyectada por la IE en el 2020, se considera que la naturaleza de estos conceptos está directamente relacionada con la atención del servicio público que se brinda y que las justificaciones y evidencias aportadas permiten razonablemente validar los montos presentados por Esph, por lo que se aceptan los montos pretendidos.

Sobre las cuentas de salarios y relacionadas con excepción de las vacaciones y las prestaciones legales, se encuentran conciliadas con las bases de datos, no obstante, como se explicó en los criterios generales, fueron excluidos los montos de funcionarios de telecomunicaciones y tarifa hídrica, servicios que no se está tarifando en esta ocasión, por lo que dichos montos no son incorporados en el cálculo del 2020

. Para efecto de las cargas sociales, a los montos depurados de salarios se les aplicó los porcentajes especificados en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”. Asimismo, para las vacaciones y las prestaciones legales, se siguió lo ahí indicado.

Sobre la cuenta 600-010-120-001-000-000 Divulgación, la Esph señala que el gasto corresponde a: “la publicación de un edicto en el diario oficial La Gaceta para la concesión de agua para el consumo humano de la Planta Los Negros I”., se considera que este cargo no está relacionado con el servicio de generación de electricidad, se procede a excluirlo del cálculo.

Sobre las cuentas 600-010-100-005-000-000 Servicios diversos y 600-010-100-007-000-000, Servicios profesionales, según corresponda, esta cuenta incluye varios servicios entre los que se encuentran el del médico y fisioterapeuta, al respecto, la Esph justificó estos cargos, señalando entre otras cosas:

Médico de empresa: Este tipo de servicio es beneficioso porque el personal puede ser atendido dentro de las instalaciones de la Esph S.A., tanto para padecimientos médicos como por situaciones generadas a

raíz de accidentes laborales, al mismo tiempo que se promueve la cultura preventiva y fortalece el clima laboral.

Contar con un consultorio médico empresarial permite disminuir el tiempo que el colaborador esta fuera del lugar de trabajo para recibir atención médica, así como disminuir plazos de incapacidad tanto a nivel de la CCSS como del INS, por ser un consultorio que cuenta con el aval de funcionamiento de ambos sistemas. Así mismo, la especialidad de medicina empresarial permite trabajar la medicina preventiva, enfocada a las labores que ejecuta cada trabajador, mejorando así los niveles de salud de la población laboral...

Servicios de Fisioterapia: Este tipo de servicio es beneficioso porque el personal puede ser atendido dentro de las instalaciones de la Esph S.A., cuando han sido diagnosticados con algún padecimiento producto de un accidente o condición atípica, al mismo tiempo que se promueve la cultura preventiva y fortalece el clima laboral. Además, en el Código de Trabajo, en sus artículos 273 y 282, impone al patrono a tener estos tipos de servicios.

Sobre estos conceptos se siguió el criterio descrito en la sección de “i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”.

En ese sentido se reitera que, esta Intendencia ha insistido en que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud ocupacional, se reconoce con el respectivo pago de la seguridad social (cuenta 600-010-020-000-000-000) y la póliza de riesgos de trabajo (cuenta 600-010-270-000-000-000), razón por la cual no se reconocen los costos de Médico de empresa y servicio de fisioterapeuta en los términos solicitados por la Esph, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593. Se aclara que tanto en los costos directos como de planta general son excluidos los correspondientes montos.

Sobre la cuenta 600-010-100-008-000-000 Servicio Análisis en Laboratorio, la Esph señala que el gasto corresponde a que: “fue necesario incurrir en el pago de pruebas de laboratorio para la detección del virus en algunos funcionarios del negocio de Generación”, se considera que este cargo no debe ser reconocido tarifariamente, toda vez que se reconoce la erogación por todas las garantías sociales y laborales, incluida la Caja Costarricense del Seguro Social, entidad que aplica las pruebas referidas de manera gratuita, asistiendo a aquellas personas que tengan un resultado positivo al virus, se procede a excluirlo del

cálculo de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593.

Sobre la cuenta 600-010-221-001-000-000 Amortizaciones, la Esph aporta un auxiliar que elimina el saldo de las licencias pendientes de acabar su vida útil en el 2020, por lo que la IE crea el propio auxiliar dando seguimiento a los activos intangibles que estaban en el auxiliar del 2019, incorporando las adquisiciones del 2020, no obstante, los datos finales muestran variaciones respecto al auxiliar de Esph y al dato consignado en la liquidación de este año.

Para la cuenta 600-010-222-000-000-000 Gasto por depreciación activos con derecho de uso, Esph justificó el cargo, señalando:

esta cuenta se registró bajo esta norma lo concerniente al contrato establecido con la empresa Edgarsol...

Al respecto, de las hojas de cálculo no se logró identificar el monto pretendido, no pudiendo dar trazabilidad de la información, el costo no fue incorporado en las liquidaciones.

Para la cuenta 600-010-261-000-000-000 Combustibles y Lubricantes, para el caso de los gastos administrativos de planta general, Esph justificó el cargo que pertenecía los gastos administrativos aplicados, señalando:

...importante señalar que en esta partida se registran los costos asociados al combustible (gasolina, diésel) que utilizan los vehículos y equipos del negocio de generación, así como los lubricantes que requieren dichas unidades, así como también para el mantenimiento de los equipos de generación, según lo contemplado en los planes de mantenimiento de las distintas plantas.

En ese sentido los montos computados en la planta general fueron trasladados a esta cuenta, lo que provoca que el monto aprobado sea superior al especificado por Esph como costo directo.

Para la cuenta 600-010-342-000-000-000 Gasto por impuesto al valor agregado, Esph facilitó una certificación de un Contador Público Autorizado que muestra únicamente el detalle mensual con los montos reportados por Esph al Ministerio de Hacienda para el 2019 y 2020, para las ventas siendo omisa en cuanto a las compras.

En el caso de generación el dato solicitado por la empresa como gasto por IVA es superior al presentado en el formulario, al no poder conciliar el dato por compras, se validará para efectos de la liquidación del 2020 el dato suministrado como gasto en el formulario.

Para la cuenta 600-010-340-000-000-000 gastos diversos, la cual pertenece a los gastos de operación mantenimiento, la empresa omitió justificarlo en la propuesta tarifaria, la IE mediante el oficio OF-0813-IE-2021 (folio del 169 al 176) se consultó:

... Gastos Diversos, ampliar esta justificación y aportar los comprobantes que sustentan el gasto computado en las liquidaciones y de ser necesario un cuadro que detalle las erogaciones que sustentan el registro.

Sobre este gasto cabe indicar que según se analizó en la sección II.2.f.i. de este informe, la documentación aportada por la empresa solicitante para cumplir con lo solicitado por esta Intendencia no constituye en evidencia suficiente que justifique la erogación pretendida, lo anterior por cuanto la Esph no aportó al Ente Regulador, el Acta de entrega de obras de conexión y repuestos ya citada, debidamente firmada por el señor Rodrigo Vargas Araya en su condición de presidente de la Junta Directiva, por lo que no consta en el expediente administrativo ET-072-2021, evidencia de que dicha gestión se haya llevado a cabo.

Por lo tanto, en concordancia con lo procedente, se recomienda no reconocer ningún monto para esta cuenta, ya que no se encuentra dentro del expediente ningún justificante válido que permita dar razonabilidad del monto erogado, por lo que deberá consignarse cero durante todos los años a liquidar.

Costos de operación y mantenimiento:

Para esta actividad la IE estimó la suma de \$4 848 258 471,41, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de \$4 375 728 779,08, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde al monto de \$3 875 679 572,64.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de \$472 529 692,34 mientras que la IE determinó el monto de \$972 578 898,77 ambos a favor del usuario, entre la Esph y la IE existe un diferencial de \$500 049 206,43, el cual se explica principalmente por las partidas

de salarios que impactan todas las actividades de conformidad con los ajustes realizados.

La cuenta 600-010-340-000-000-000 gastos diversos por de ¢460 681 258,97.

Gastos administrativos:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢548 579 824,41 que incluye los costos administrativos de planta general aplicados y los cánones tanto de regulación como de aguas, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢489 410 611,59, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢509 934 748,81.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢59 169 212,82, mientras que la IE determinó el monto de ¢38 645 075,61, ambos a favor del usuario, existe un diferencial de ¢20 524 137,21, el cual se explica debido a que se cargó el gasto por combustible total, se actualizó el canon de regulación al separar los costos administrativos de planta general aplicados se impactan varias actividades y el efecto poco significativo de las cuentas de salario ya explicado.

Canon de regulación y de agua:

Para estas cuentas la IE estimó la suma de ¢216 779 999,21, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢180 683 035,09, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢190 347 344,89.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢36 096 964,12, mientras que la IE determinó el monto de ¢26 432 654,32 ambos a favor del usuario, existe un diferencial de ¢9 664 309,80, esto debido a que se utilizó para el canon de regulación el dato realmente pagado y fue distribuido en los diferentes servicios de conformidad con los ingresos del 2020, el canon de agua no mostró variación.

Gastos de investigación y desarrollo:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢17 366 550,31, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢11 816 082,94, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢9 632 490,35.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢ 5 550 467,37, mientras que la IE determinó el monto de ¢ 7

734 059,96 ambos a favor del usuario, existe un diferencial de ¢2 183 592,59, el cual se explica debido al efecto de las cuentas de salario ya explicado.

Gastos sociales y ambientales:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢5 010 920,64 mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢8 609 781,86, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢7 848 695,84.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢3 598 861,23, mientras que la IE determinó el monto de ¢2 837 775,21, ambos a favor de la Esph, existe un diferencial de ¢761 086,02 a favor de Esph, el cual se explica debido al efecto de las cuentas de salario ya explicado.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢1 556 893 853,03, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢2 214 671 142,95, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢2 234 550 335,89.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢657 777 289,92, mientras que la IE determinó el monto de ¢677 656 482,86, ambos a favor de la Esph, existe un diferencial de ¢19 879 192,94.

Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Para esta cuenta la IE no hizo ninguna estimación, mientras que la Esph presentó un saldo por la suma de ¢2 684 322,64, se mantiene el dato presentado.

Otros gastos y gastos financieros:

Para esta cuenta la IE estimó la suma de ¢676 729 040,51, mientras que la Esph incluyó la suma de ¢294 574 527,60, en el tanto, el dato actualizado por la IE corresponde a ¢101 566 529,93.

En cuanto a las desviaciones a reconocer en la liquidación del 2020, la Esph obtuvo la suma de ¢382 154 512,91, mientras que la IE determinó el monto de ¢575 162 510,58, ambos a favor del usuario, existe un diferencial de ¢193 007 997,67, el cual se explica debido a que el IVA se reconoce por el monto indicado en el formulario y no por el incluido en la liquidación, ya que no fue posible darle trazabilidad a las compras debido a que en la certificación presentada solo se incluyeron las ventas.

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

Cuadro N.º 31
Determinación del GTAz
Sistema de generación
2020

(Datos expresados en colones)

	Esph	IE	Δ
Dato real	7 451 592 757,56	6 741 896 696,10	
Dato estimado	7 652 838 660,31	7 652 838 660,31	-
GTaz	-201 245 902,75	-910 941 964,21	(709 696 061,46)

Fuente: Elaboración propia

Es así como se logra determinar que el monto a favor del usuario, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢910 941 964,21, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2020, afectando los ingresos vigentes para el 2022 y 2023.

En resumen la diferencia en cuanto a gastos se explica principalmente por los siguientes ajustes:

Cuadro N.º 32
Resumen de diferencias en gastos
Sistema de generación
2020

(Datos expresados en colones)

Conceptos	IE
Salarios y partidas relacionadas	53 414 242,99
Servicios diversos	3 989 166,95
Combustibles	-5 954 849,29
Gastos diversos	460 681 258,97
IVA	193 007 997,67
Gastos de planta general	13 560 374,83
Gastos financieros	1 126 476,83

Cánones	-9 664 309,80
Intereses y comisiones	-9 584 871,42
Amortizaciones	4 132 127,36
Gasto por Depreciación Activos con derecho de uso	2 684 322,64
Pérdida en Venta y Retiro de Activos	2 946 219,86
Total	710 338 157,60

Fuente: Elaboración propia

Actualización de la rentabilidad:

Tal como cita la metodología, para el cálculo del ajuste tarifario, deben revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas, en este sentido corresponde actualizar la base tarifaria sobre la cual se estima el rédito para el desarrollo, es por ello que se contempla la ejecución de las adiciones y los retiros reales para el periodo a liquidar, lo que incide en el resultado del activo fijo neto en operación promedio y la depreciación del periodo. En el 2020 tiene relevancia el proyecto Los Negros II, por lo que en este apartado se amplía sobre el tema:

Tasa de rédito asociada al proyecto

En cuanto a la tasa de rédito asociada a la capitalización del proyecto en los años 2019 y 2020, se sigue para su cálculo el mismo criterio aplicado por la Intendencia de Energía a empresas del sector en similar situación, esto es en liquidaciones donde se han capitalizado obras mayores. Véase este mismo apartado para la liquidación 2019, del cual se reitera en lo que interesa:

Para el año 2020, las operaciones Operación 21-017-071738-0: Los Negros subestación móvil y Operación 21-017-072215-1: Los Negros aumento capacidad ya se habían incluido en el cálculo de la tarifa de ese periodo, por lo que únicamente se agregaron:

- Operación 159401025994527: Los Negros compra
- Operación 202-003-31025037: Los Negros compra
- Operación 21-017-073255-5: Los Negros compra

*Para el año 2020 corresponde aplicarle al AFNORP de la planta Los Negros un porcentaje de rédito del **6,58%** según el siguiente detalle:*

Cuadro 33
Tasa de rédito para el desarrollo
2020

Variable	Descripción	Valor
r_d	Costo del endeudamiento	6,69%
t_i	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (mil de colones)	127 694 316
VCP	Valor del capital propio (mil de colones)	6 952 314
A	VC+VCP (mil de colones)	134 646 630
k_e	Costo del capital propio	4,53%
R_k	Tasa de rédito para el desarrollo $R_k = r_d \cdot (1-t_i) \cdot VD/A + k_e \cdot VCP/A$	6,58%

Fuente: Intendencia de Energía.

Todos los cálculos realizados se encuentran en el 10.

En el apartado “Análisis de inversiones” se puede observar las desviaciones de las adiciones y retiros para el 2020. Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

Cuadro N.º 4
Actualización de la base tarifaria
Sistema de generación
2020
(Datos expresados en colones)

Adiciones	Esph	IE	Diferencia a reconocer
2019	76 209 398 196	1 920 581 383	74 288 816 813
2020	3 734 932 677	541 124 639	3 193 808 038
Rédito			
2020	6,58%		210 152 569 5 139 553

Fuente: Intendencia de Energía.

Nota: Corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

Al determinar las desviaciones en la base tarifaria, se estima sobre estas el diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), que se debe incorporar en la liquidación del periodo, asciende a \$292 515 404,71.

Efecto de la liquidación del 2020:

$$LI_z$$

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario, por efecto de liquidación se obtienen los siguientes resultados:

Cuadro N.º 5
Determinación de la liquidación del periodo (Liz)
Sistema de generación
2020
(Datos expresados colones)

Resumen liquidación	Esph	IE	Δ
ITAz	676 118 601,20	675 587 349,60	(531 251,60)
GTAz	-201 250 527,80	-910 941 964,21	(709 691 436,42)
Rentabilidad	3 605 069 207,09	2 739 455 123,41	(865 614 083,68)
Liz	-2 727 700 078,10	-1 152 925 809,60	(1 574 774 268,50)

Fuente: Elaboración propia.

Nota: El resultado muestra una devolución a Esph.

En el caso de la Esph con la información suministrada, la liquidación para el 2020 es de \$2 727 700 078,10 mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de \$1 152 925 809,60.

Base tarifaria

Para el cálculo del activo fijo neto revaluado en la estimación del 2019, no se contaba con información para incluir la compra del proyecto Los Negros II, en ese contexto los montos estimados por base tarifaria no incluyeron este

elemento, por lo tanto, en el caso del Proyecto Hidroeléctrico Los Negros II, se reconoce el monto de ₡74 288 millones correspondiente al registro regulatorio de dicha planta, es importan indicar que este proyecto tiene impacto también en el 2020.

Por otra parte, se verificó la consistencia del dato actualizado al 2019 con los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2019 correspondientes al sistema de generación, el cálculo considera la exclusión de los activos totalmente depreciados y la identificación de los activos donados.

Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluidas en la petición tarifaria, tanto las aprobadas por el SNE como su correspondiente actualización según la Resolución RE-0093-IE-2019.

Las adiciones y retiros de activos se actualizaron con de las cifras reales detalladas en el apartado “Análisis de inversiones”. del presente informe técnico.

Es importante indicar que tal como se muestra en el siguiente cuadro la Esph pretendía como liquidación de la rentabilidad sobre la base tarifaria incluyendo el Proyecto Los Negros II, para el 2019 ₡2 896 719 479,66, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ₡2 381 870 294,60. para el 2020 la Esph pretendía ₡2 896 719 479,66, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto por concepto de liquidación es de ₡2 381 870 294,60.

Es importante aclarar que las tasas de rentabilidad utilizadas para este cálculo muestran diferencias importantes.

Cuadro N.º 36
Determinación de la liquidación base tarifaria
Sistema de generación
2019-2020

(Datos expresados en colones)

Resumen liquidación	Esph	IE	Δ
<i>Rentabilidad y los Negros II</i>			
2019	2 896 719 479,66	2 381 870 294,60	(514 849 185,06)
<i>Rentabilidad y los Negros II</i>			
2020	3 605 069 207,09	2 739 455 123,41	(865 614 083,68)

Fuente: Elaboración propia.

Efecto de la liquidación de 2019 y 2020:

LI_z

Para la liquidación se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y la rentabilidad, de cada periodo (2019 y 2020).

Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario de los dos años, se obtienen los siguientes resultados por efecto de liquidación:

Cuadro N.º 37
Determinación de LIz
Sistema de generación
Acumulados periodos 2019 y 2020
(Datos expresados en colones)

Resumen liquidación	Esph	ARESEP	Δ
Liquidación 2019	1 426 773 023,41	2 070 193 404,26	(643 420 380,85)
Liquidación 2020	-2 727 700 078,10	-1 152 925 809,60	(1 574 774 268,50)
Total a liquidar	-1 300 927 054,69	917 267 594,66	(2 218 194 649,35)

Fuente: Elaboración propia.

Nótese que en el caso de Esph con la información suministrada, la liquidación para el 2019 y 2020 asciende a ¢1 300 927 054,69 a favor de Esph, mientras que con la actualización de esta Intendencia el monto a incluir por concepto de liquidación es de ¢917 267 594,66 a favor de los usuarios.

De conformidad con lo planteado por la Esph, el efecto acumulado de estas liquidaciones ajustará los ingresos del 2022 y 2023, en sumas iguales de ¢458 633 797,33 anuales, lo que implica un impacto en las tarifas de esos.

b) Estimaciones para los periodos del 2022 al 2024:

En este apartado se procederá a estimar los costos y gastos de la empresa para los años 2022, 2023 y 2024, según lo establecido mediante la resolución RJD-141-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este documento.

En este contexto, cabe recordar que, tal y como se indicó en la sección III.2.f.iii. del presente informe 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.

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 ya analizadas, 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, atentaría 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. Lo anterior 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.

- **Estimación de otros ingresos del 2022 al 2024:**

Para la cuenta de otros ingresos del 2022 al 2024, se mantienen los datos presentados por Esph, en virtud de que estas transacciones regularmente cuentan con un comportamiento que no mantiene relación con la ejecución histórica y es la empresa la que mejor los puede estimar.

- **Estimación de costos y gastos del 2022 al 2024:**

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la Esph y lo incorporado por la IE en el cálculo tarifario:

Cuadro N.º 38
Comparativa
Proyección costos y gastos
2022
(Monto en colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	Esph	IE	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 806 003 356,49	4 007 273 544,89	798 729 811,59	16,62%
5.4	Gastos administrativos	351 496 226,76	274 678 113,64		-6,98%
	Gastos administrativos indirectos		101 342 273,62	-24 524 160,51	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	26 987 142,11	14 662 354,22	12 324 787,89	45,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	179 121 528,09	172 434 418,69	6 687 109,40	3,73%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 232 710,66	10 192 175,88	4 040 534,78	28,39%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9 710 004,35	8 304 735,90	1 405 268,45	14,47%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 347 167 275,40	1 773 113 547,95	95 457 910,37	4,07%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		478 595 817,08		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	57 769 745,40	54 387 659,23	3 382 086,17	5,85%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	9 923 208,66	-9 923 208,66	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	437 700 152,87	35 745 215,48	401 954 937,39	91,83%
	Total de gastos	8 233 030 169,60	6 940 653 065,24	1 292 377 104,35	

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

Cuadro N.º 39
Comparativa
Proyección costos y gastos
2023
(Monto en colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	Esph	IE	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 848 431 490,65	3 950 337 190,88	898 094 299,77	18,52%
5.4	Gastos administrativos	380 883 433,49	280 721 032,14		3,50%
	Gastos administrativos indirectos		86 840 416,77	13 321 984,58	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	27 653 724,52	14 984 926,01	12 668 798,50	45,81%
5.4.1.07.07	Canon de agua	183 563 741,99	176 227 975,90	7 335 766,09	4,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	15 375 993,61	10 416 403,75	4 959 589,86	32,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 103 713,98	8 487 440,09	1 616 273,89	16,00%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 403 501 804,66	1 796 428 354,94	134 354 092,84	5,59%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		472 719 356,88		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	61 860 397,53	54 185 157,16	7 675 240,37	12,41%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 141 519,25	-10 141 519,25	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	273 954 702,94	169 777 390,90	104 177 312,04	38,03%
	Total de gastos	8 208 171 030,83	7 031 267 164,66	1 176 903 866,17	

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

Cuadro N.° 40
Comparativa
Proyección costos y gastos
2024
(Monto en colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	Esph	IE	2022	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 826 678 144,93	4 012 104 232,49	814 573 912,44	16,88%
5.4	Gastos administrativos	361 045 797,59	286 896 894,85		-3,08%
	Gastos administrativos indirectos		85 281 895,67	-11 132 992,92	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	28 270 402,57	15 314 594,38	12 955 808,19	45,83%
5.4.1.07.07	Canon de agua	187 657 213,43	180 104 991,37	7 552 222,06	4,02%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 635 740,56	10 645 564,63	3 990 175,93	27,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 170 912,43	8 674 163,77	1 496 748,66	14,72%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 392 136 671,40	1 791 266 777,21	141 314 702,36	5,91%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		459 555 191,83		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	59 324 731,85	54 319 608,76	5 005 123,09	8,44%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 364 632,67	-10 364 632,67	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	268 662 146,07	17 608 948,50	251 053 197,57	93,45%
	Total de gastos	8 151 423 788,31	6 932 137 496,14	1 219 286 292,17	

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

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

En cuanto a los gastos extraordinarios solicitados se tiene lo siguiente:

Índices utilizados

Se indica que existe diferencias en los índices de proyección utilizados por la Esph y los utilizados por la IE, lo que provocará que todas las partidas se vean impactadas por dichos datos, a continuación se muestran los índices utilizados:

Cuadro N.º 6
IPC
Sistema de generación
Periodos 2021 al 2024

Año	Inflación/Esph	Inflación/IE
<i>2021</i>	<i>1,30%</i>	<i>1,50%</i>
<i>2022</i>	<i>2,35%</i>	<i>2,00%</i>
<i>2023</i>	<i>2,48%</i>	<i>2,20%</i>
<i>2024</i>	<i>2,23%</i>	<i>2,20%</i>

Fuente: Elaboración propia.

Salarios y cargas sociales

Se indica que las nuevas plazas han sido avaladas mediante los acuerdos de Junta Directiva JD-036-2021 y JD-068-2020, se solicitan a partir del 2022, las siguientes plazas:

- 1 ejecutivo de servicios 2, para el Proceso de Gestión Integrada.*
- 1 ejecutivo de servicios 2, para el Proceso de Gestión y Desarrollo Humano.*
- 2 ejecutivos de servicios 3, para el Proceso de Gestión Jurídica.*

El gasto adicional asciende a los ¢ 99,89 millones, se considera que es razonable la justificación presentada, por lo que se incorporan los cargos a partir del 2022.

No obstante, lo anterior es importante recordar que la base de salarios y partidas relacionadas fue depurada por lo que en las proyecciones seguirá mostrando diferencias con respecto a lo estimado por la Esph. Por otra parte, se aclara que estas partidas son proyectadas utilizando la variación anual del IPC.

Servicios especiales

En cuanto a este costo la Esph, señala:

Esta sección corresponde a servicio especiales que requiere la Esph S.A., para un proyecto específico, como lo es la actualización de la base de datos del SAF, por esa razón se requiere la contratación de un Gestor de Servicios 2, dos Técnico Especializado 1 y un Supervisor. Estos servicios especiales corresponden específicamente a los procesos de Planta General.

Justificación

Es requerido actualizar las bases de datos del sistema administrativo financiero y el GIS, con el fin de que se logre establecer registros auxiliares, por medio de los cuales se cumpla con las NIIF para las partidas de: Planta de distribución eléctrica, Planta de Alumbrado Público, Planta de Acueductos y Planta de Alcantarillado Sanitario, más todos aquellos activos que se consideren estratégicos para la Esph S.A.

En cuanto a este costo: Esph en el cuadro 5 incorporó de manera permanente el cargo, para los años proyectados, pareciendo ser más bien otra adición a la planilla, omite adjuntar la especificación y temporalidad del proyecto que se atendería, así como el cronograma para evidenciar la recurrencia del cargo y la necesidad de incurrir en todas las cargas sociales para cubrir un proyecto especial. Por otra parte, las funciones descritas son actividades ordinarias de cualquier departamento de contabilidad, por lo que no se logra acreditar la necesidad de incurrir en este costo, en consecuencia no se incluye este cargo en las tarifas.

Capacitaciones

En cuanto a este costo si bien pareciera que la Esph describe las posibles capacitaciones a realizar en el 2022, omite al remitir la hoja de cálculo señalar los montos requeridos para el 2022, las capacitaciones listadas solamente corresponden a las recibidas en el 2021. Siendo que la IE es consciente de la necesidad de contar con personal altamente capacitado en las funciones que desarrolla, proyectará este costo con base en el listado de capacitaciones desarrolladas en el 2021, a las que se considera que se les debería dar continuidad en el 2022, la Esph no proyecta este costo para los años subsiguientes y en concordancia con la empresa, la IE tampoco.

Paquete de datos 4G

Esph señaló que:

Se necesitan para la comunicación de estaciones meteorológicas que se deben implementar en las cuatro plantas hidroeléctricas. Con esta comunicación se realizará un análisis de las precipitaciones en línea, para poder hacer mejores análisis de la generación de energía de las plantas; estas comunicaciones de las estaciones meteorológicas han sido solicitadas reiteradamente por las regencias ambientales de cada planta.

Se considera que el costo está justificado y se adiciona a partir del 2022 en la cuenta 600-010-060-003-001-000.

Se contará con información al día en tiempo real, que puede ser suministrada en cualquier momento para realizar una adecuada gestión de la generación de energía eléctrica. Además, se mejoran los procesos internos de la Esph S.A., mejor registro de información, estandarizando las causas y efectos. También, con la información recolectada en campo de ubicaciones, se podrán elaborar diferentes mapas, que permitirán analizar el comportamiento de las averías y las labores de mantenimiento a lo largo del tiempo.

Servicio administrado de migración del módulo b de InterGIS y ArcGIS

Corresponde al monto mensual por servicio administrado de migración del módulo B de InterGIS y al monto mensual por servicio administrado de migración de la solución ArcGIS a versión 10.8.1. La Esph justifica que ambos son requeridos para poder migrar a nuevos sistemas por obsolescencia tecnológica.

Se considera que el costo se ajusta a las necesidades de actualización de la empresa, no obstante no se presenta copia de la factura o proforma, en el archivo de cálculo se indica que el comprobante se encuentra en el archivo:

“Cotizaciones/ Otros Servicios/ 305”, este archivo no está disponible en la carpeta citada. Se presenta así una imposibilidad de dar la razonable trazabilidad del costo ya que en las hojas de cálculo “Administración negocio” un costo directo por \$2 030 782, no obstante en la denominada “Resumen” se muestra el costo en \$2 030 782, siendo que no fue posible contar con evidencia suficiente que justifique el costo y la ambigüedad en la información presentada, se rechazan estos ítems.

Mantenimiento de edificios

Se proponen algunos mantenimientos por área como: Cambio de techo de parqueo de oficinas, caseta del embalse y caseta de la toma, de inodoros, de lavatorios, de orinales secos, no obstante también se incluyen obras de infraestructura como:

Se requiere construir un taller nuevo para que se puedan realizar trabajos de metal mecánica, de una forma más segura y comodidad para el personal de mantenimiento. Debe de contar con las siguientes dimensiones: 21 m de largo, 6 m de ancho y una altura de 3 m, con techo chorreado, con dos paredes divisorias completas de concreto, con 3 portones de metal de 3 m de ancho cada uno; todas las paredes de concreto.

Construcción de caseta para bomba de lavado de embalse y tubería, la Esph indica:

Se requiere construir una caseta para la instalación de la bomba de lavado del embalse y para el almacenamiento de todos los accesorios de la misma. La misma debe tener 6 m de largo y 4 metros de ancho, 2,5 m de alto, del cual tendrá un 1 metro de alto a nivel de piso y el otro 1,5 m con tubo de hierro, debe de tener un portón de hierro de 3 metros y techo de zinc metálico.

Se requiere construir una caseta para salvaguardar la seguridad y comodidad del oficial de seguridad, con las siguientes dimensiones: 12 m de largo por 9 m de ancho, 2,5 m de alto, con

dos puertas de 1 m por 2,10 m., paredes de concreto y techo de zinc metálico.

Se le aclara a Esph que la construcción de infraestructura no forma parte del mantenimiento del edificio, asimismo se le recuerda que la IE cuenta con los formatos que definen la información requerida para que este tipo de obras sean valoradas para reconocimiento tarifario y no es a través de la esta cuenta que deben presentarse dichos desarrollos, en consecuencia se excluyen los montos correspondientes a obras de infraestructura toda vez que no forman parte del mantenimiento de los edificios.

Mantenimiento de equipo

La Esph señala que por la “modernización de la PH Jorge Manuel Dengo Obregón, los equipos instalados cuentan con la posibilidad de ser ajustados para incrementar la potencia de dicha central hidroeléctrica...” y que se efectuó “un análisis para determinar la viabilidad económica de la propuesta de ampliación de la capacidad de la planta en 730 kW. Dicho análisis fue positivo, ...”

Siendo que adicional a lo anterior se expone el beneficio económico esperado, se valida en el 2022 el gasto no recurrente para realizar dichas ampliaciones en la cuenta 600-010-150-001-000-000.

Licencias de software

Se comparte el criterio sobre la necesidad de contar con un software operativo adecuado para el desempeño de los servidores que gestionan los accesos a la red empresarial. Se considera razonable el costo y se incluye la amortización correspondiente a estos activos intangibles.

Prestaciones legales

La Esph presenta una estimación para este costo, no obstante, en sus estados financieros auditados 2020 sobre las prestaciones legales, se indicó:

*La legislación laboral requiere el pago de auxilio de cesantía al personal despedido sin justa causa, por pensión o por muerte, equivalente a dos tercios de mes por cada año de servicio continuo. **Esph, S.A. registra como gasto por prestaciones legales y traspasa mensualmente los fondos correspondientes al Fondo de Retiro, Ahorro y Préstamo***

(FRAP). Este Fondo es una entidad creada bajo el decreto ejecutivo número 4275, del 14 de diciembre de 1968 y cuyo propósito es cubrir el pago de las prestaciones legales de los empleados.

... El objetivo principal del Fondo es dotar a Esph S.A. de un fondo para afrontar el pago de las prestaciones legales del personal que labora para dicha Empresa, contar con un fondo de retiro para el personal que deja de laborar para Esph S.A. así como brindar a los funcionarios de la Empresa la posibilidad de tener acceso a créditos para ayudar a satisfacer sus necesidades personales, así como sus necesidades de vivienda.

El Fondo de Retiro, Ahorro y Préstamo (FRAP), es financiado principalmente a través de los aportes de los empleados de Esph, S.A. que voluntariamente se afilian al Fondo. También se financia por el aporte de la Empresa, el cual es del porcentaje correspondiente al auxilio de cesantía. **Los aportes de Esph, S.A. al FRAP son del 8% (7% + 1 %) del salario ordinario del personal que labora para Empresa...**(el resaltado no es del original)

Para efectos de la estimación por este concepto se le proyectará a partir del 2022 un 8% del salario ordinario a todos los empleados, en la cuenta 600-010-020-005-000-000 F.R.A.P. No se computa ningún monto adicional ya que según se indica en los EEFF auditados, con este fondo es que se afronta el cargo por prestaciones legales.

Vacaciones

A pesar de que la Esph señala que “para este estudio se utilizan los datos reales del año 2020, para estimar los años siguientes, esto debido a que se está trabajando a nivel institucional para contar con el insumo real”, siendo que no hay un mejor dato de proyección, para efectos de la estimación por este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-010-017-000-000 Vacaciones.

Servicio de limpieza

La Esph señala que este gasto, se estima con base al contrato y se le debe de adicionar la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-100-005-000-000.

Servicio de vigilancia

La Esph señala que este gasto, se estima con base al contrato, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-100-006-000-000.

Depreciación

El monto correspondiente a la depreciación al costo como revaluada para los periodos 2022- 2024 considerando los elementos indicados en el apartado anterior, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 42
Depreciación de los periodos 2022 a 2024
(Datos millones)

	2022	2023	2024
Depreciación Costo			
Esph	¢1 817,59	¢1 849,52	¢1 857,97
ARESEP	¢1 773,11	¢1 796,43	¢1 791,27
Depreciación Revaluada			
Esph	¢57,77	¢61,86	¢59,32
ARESEP	¢54,39	¢54,19	¢54,32

Alquiler de edificios, locales y terrenos

La Esph señala que este gasto, se estima con base al contrato y se le debe de adicionar la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-170-001-000-000, no obstante, en la hoja de

cálculo de la Esph se presenta para el 2022 un alquiler por los Negros II, la IE no considera el monto correspondiente a este alquiler.

Canon de regulación

En el caso del canon de regulación, para el 2022 se tomó el dato señalado en el Anexo 14 del oficio OF-0360-DGEE-2021 del 30 de setiembre de 2021 (folio 383 a 385 y 390 OT-315-2021), distribuido de conformidad con los ingresos del EEFF auditado del 2020, para el 2023 y 2024, se estima utilizando la inflación en la cuenta 600-010-210-001-000-000.

La principal diferencia radica en que la Esph consideró el canon de regulación del 2021 y le aplicó inflación para los años a proyectar, mientras que la IE incluyó el dato que regirá para el 2022 y le aplicó inflación a los demás años. Cabe mencionar que la disminución que sufrirá el canon para el 2022 es significativa.

Canon de aprovechamiento

La Esph señala que este gasto, se estima con base en los pagos reales durante el 2020, y se le agrega la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-210-002-000-000.

Canon por explotación de Planta Hidroeléctricas

El costo anual de \$ 195 595,20 se multiplica por el tipo de cambio promedio proyectado, para obtener el costo en colones, en la cuenta 600-010-210-005-000-000.

Concesiones

Se partió del costo anual contemplando mejoras a la infraestructura, adquisición de equipos de generación, reactivación del embalse y otros del 2020 y las vidas útiles indicadas, la estimación de esta amortización se realiza en la cuenta 600-010-221-002-000-000.

Gasto por depreciación activos con derecho de uso

Esph incorpora este cargo de conformidad con la aplicación de la NIFF 16. Siendo que no se cuenta con información suficiente para cotejar los montos este costo no fue proyectado.

Seguros

La Esph cuenta con pólizas anuales, aunque las fechas de renovación no coincidan con el año calendario, por lo que se estima con base en los pagos reales durante el 2020, y se le agrega la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-270-000-000-000.

Costos de la administración general

En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se reitera que se consideraron los conductores o drivers de la Esph, analizando los conceptos de gastos de manera individualizada. Es importante indicar que todos los conceptos son computados en la cuenta 600-030-000-000-000-000, sin embargo a la hora de presentar las justificaciones la Esph detalla cada concepto utilizando otra cuenta contable, lo que genera confusión y ambigüedad. Se analiza la aprobación de estos costos siguiendo el detalle presentado por la Esph, no obstante una vez que se ejecute lo correspondiente al período del 2022 al 2024, la Esph deberá conforme a la metodología proceder a liquidar estos rubros, por lo que resulta necesario advertirle que en el proceso de liquidación tarifaria deberá justificar la ejecución de los gastos en su totalidad de conformidad con las cuentas aprobadas y deberá consignar las respectivas cuentas regulatorias a las que asignará los concepto, mismas que deberán necesariamente corresponder con la cuenta madre 5.4., ya que todos los costos aprobados corresponde exclusivamente a cuentas administrativas.

Asimismo señala la Esph que:

Tal como se observa en el cuadro anterior, la Administración Superior está dividida en dos secciones, Planta General y Servicio al Cliente y Mercadeo. Sin embargo, este servicio por su naturaleza no debe de cubrir nada referente al Servicio al Cliente y Mercadeo, por esa razón el porcentaje que debe de atender es de 8,50%, correspondiente a Planta General.

En concordancia con lo señalado por la Esph al momento de presentar las respectivas liquidaciones no se deberá admitir ningún costo de comercialización que se pretenda cargar al sistema de generación.

Los gastos, con excepción de los que se listarán más adelante, se estimaron utilizando la base de liquidación tarifaria a diciembre 2020 ajustados y liquidados, los datos fueron actualizados con la inflación para obtener la base 2021, a la cual se le aplicó inflación para obtener el 2022 y así sucesivamente.

Capacitación

La Esph señala que este gasto, se estima con base en los pagos reales durante el 2020, y se le agrega la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-031-001-000-000.

Servicios profesionales

La Esph señala que:

En este apartado se indicará los otros servicios necesarios en los diversos procesos que conforman la Esph S.A., con el objetivo de atender requisitos que han venido surgiendo a través del año, por lo cual se aprecia que es necesario darles solución, para dar un buen servicio al cliente y con los cuales se puede facilitar las labores diarias que se realizan.

Y enumera una lista de servicios, no detalla en este informe los montos por cada servicio presuntamente requerido, por lo que se analiza la información aportada en el Excel de conformidad con los comprobantes adjuntos.

No obstante, es importa aclarar que los servicios por especialidades médicas no son avalados de conformidad con lo ya indicado en el apartado de las liquidaciones. Por otra parte, se aclara que, las disposiciones, aun siendo de la Aresep deben cargarse a los servicios que las disponen, no generando subsidios entre servicios públicos diferentes, por ejemplo el costo de poder desarrollar lo establecido en el reglamento técnico “Prestación de los Servicios de Acueducto, Alcantarillado Sanitario e Hidrantes (AR-PSAyA-2015)”, publicado en La Gaceta N°69, Alcance Digital N°55, deberá ser cubierto únicamente por los servicios regulados en la Intendencia de aguas.

De conformidad con lo anterior los servicios por especialidades médicas y honorarios por servicios que no tengan relación con el sistema de generación son excluidos del cálculo.

Otros (Impresos, reproducciones y rótulos)

La Esph señala que este gasto, se estima con base en los pagos reales durante el 2020, y se le agrega la inflación, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-090-002-000-000.

Mantenimiento de equipo

Corresponde al mantenimiento de equipos, del cuarto de máquinas contra incendios del Almacén, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-150-002-000-000.

Mantenimiento de terrenos y edificios

Corresponde al mantenimiento de los edificios por ejemplo: remodelación de la primera planta del Edificio Los Altos, protección de la estructura con lo cual se alarga su vida útil y embellecimiento de la misma, este concepto se le proyectará a partir del 2022 tal como se propone, en la cuenta 600-010-150-006-000-000.

Proyección de gastos utilizando planes de mantenimiento

Sobre los planes de mantenimiento para Planta General son incorporados los tres planes propuestos, se le proyectará a partir del 2022 en la cuenta 600-010-150-002-000-000.

Dietas de Miembros de Junta Directiva

Si bien la Esph muestra un cálculo sobre la proyección de esta cuenta para el 2021 y luego aplica inflación, se consideró que a pesar de conocer que la dieta fijada no ha sido incrementada, y siendo que la base de cálculo para la IE es el 2020, lo procedente era proyectar este dato por inflación.

Impuestos al valor agregado

Este costo fue proyectado de manera directa al servicio de generación, no procede adicionar ningún monto en esta sección.

Otros gastos:

Para esta cuenta la IE estimó un cargo por las comisiones bancarias cobradas por transferencias a proveedores cuyas cuentas están domiciliadas en un banco diferente al que utiliza la Esph para hacer el pago, al dato del 2020 se le aplicó la inflación.

Finalmente en cuanto a los costos y gastos, se aclara que como la propuesta está desarrollada de conformidad con las cuentas contables de Esph, el análisis comparativo por actividad (operación y mantenimiento, administrativo, etc) no se puede desarrollar, no obstante se le advierte a Esph que al momento de presentar las liquidaciones del 2022 al 2024, deberá mostrar el detalle y las justificaciones para cada actividad de manera individualizada, de tal manera que se facilite la trazabilidad de la información y el análisis pormenorizado del impacto tarifario en cada una de las actividades del servicio.

Determinación base tarifaria 2022

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

- Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2020 correspondientes al sistema de Generación de Esph, donde se excluyen los activos totalmente depreciados y los que alcanzaron su valor de rescate.*
- Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluidas en la petición tarifaria, tanto las aprobadas por el SNE como su correspondiente actualización según la Resolución RE-0093-IE-2019.*
- Las adiciones y retiro de activos se tomaron de las cifras detalladas en el apartado “Análisis de inversiones”.*
- El monto del a reconocer por la adquisición de la planta hidroeléctrica Los Negros es de :*

✓ Planta Hidroeléctrica Los Negros II \$74 906 millones

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

Cuadro N° 43
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

	2022	2023	2024
AFNOR			
<i>Esph</i>	¢78 007	¢77 451	¢75 710
<i>ARESEP</i>	¢77 817	¢77 274	¢75 566
AFNOR-P			
<i>Esph</i>	¢78 159	¢77 586	¢75 839
<i>ARESEP</i>	¢78 593	¢77 545	¢76 420

La diferencia con respecto a lo solicitado por *Esph*, corresponde a:

- *Utilizaron otros datos para el cálculo del AFNOR-P, no se realizó bajo el procedimiento que establece en la metodología tarifaria correspondiente.*
- *El reconocimiento de adiciones y retiros proyectados para los periodos 2022-2024, tal y como se detalla en el presente informe en la sección c Análisis de Inversiones.*

v. Consideraciones para estudios posteriores

Para efectos de futuros estudios tarifarios y pensando en la mejora continua de la información, se solicita valorar las siguientes recomendaciones:

- *Como la propuesta está desarrollada de conformidad con las cuentas contables de Esph, el análisis comparativo por actividad (operación y mantenimiento, administrativo, etc) no se puede desarrollar, no obstante se le advierte a Esph que al momento de presentar las liquidaciones del 2022 al 2024, deberá mostrar el detalle y las justificaciones para cada actividad de manera individualizada, de tal manera que se facilite la trazabilidad de la información y el análisis pormenorizado del impacto tarifario en cada una de las actividades del servicio.*
- *Presentación de la liquidación en el estado de resultados tarifario:
La empresa deberá presentar el efecto de la liquidación en el estado de resultados tarifario, considerando el ajuste por el efecto de la rentabilidad sobre la base tarifaria. Se insta a la empresa a buscar un acercamiento con la Intendencia de Energía para una mejor comprensión de la inclusión de este rubro.*
- *En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, es importante indicar que todos los conceptos son computados en la cuenta 600-030-000-000-000-000, sin embargo, a la hora de presentar las justificaciones la Esph detalla cada concepto utilizando otra cuenta contable, lo que genera confusión y ambigüedad. Una vez que se ejecute lo correspondiente al período del 2022 al 2024, la Esph deberá conforme a la metodología proceder a liquidar estos rubros, por lo que resulta necesario advertirle que en el proceso de liquidación tarifaria deberá justificar la ejecución de los gastos en su totalidad de conformidad con las cuentas aprobadas y deberá consignar las respectivas cuentas regulatorias a las que asignará los conceptos, mismas que deberán necesariamente corresponder con la cuenta madre 5.4., ya que todos los costos aprobados corresponde exclusivamente a cuentas administrativas asimismo en esta cuenta no se deberá incorporar ningún costo de comercialización.*

vi. 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 7,58%, se concluye que el servicio de generación de energía eléctrica que presta Esph requiere ingresos por -Ø1 724,66 millones para el periodo 2022, lo que representa una disminución del -12,79% en la tarifa, a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Para el periodo 2023, Esph requiere ingresos por -Ø1 931,49 millones, lo que representa una disminución del -14,10% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2023 y hasta el 31 de diciembre de 2023.

Para el periodo 2024, Esph requiere ingresos por -Ø1 653,91 millones, lo que representa una disminución del -12,07% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2024.

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

Cuadro N°44
Esph Sistema de generación
Estado de resultados 2022
Cifras en colones

Sistema de Generación		2022	2022		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	14 130 212 267,29	11 755 150 095,00	2 375 062 172,29	16,81%
4.9.	Otros Ingresos	685 553 079,28	685 553 079,28	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35	0458 633 797,33	1 109 097 324,68	170,51%
	Total de ingresos regulados	014 165 301 819,23	012 899 336 971,61		
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 806 008 356,49	4 007 273 544,89	798 729 811,59	16,62%
5.4	Gastos administrativos	351 496 226,76	274 678 113,64		-6,98%
	Gastos administrativos indirectos		101 342 273,62	24 524 160,51	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	26 987 142,11	14 662 354,22	12 324 787,89	45,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	179 121 528,09	172 434 418,69	6 687 109,40	3,73%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 232 710,66	10 192 175,88	4 040 534,78	28,39%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9 710 004,35	8 304 735,90	1 405 268,45	14,47%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 347 167 275,40	1 773 113 547,95	95 457 910,37	4,07%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		478 595 817,08		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	57 769 745,40	54 387 659,23	3 382 086,17	5,85%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	9 923 208,66	9 923 208,66	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	437 700 152,87	35 745 215,48	401 954 937,39	91,83%
	Total de gastos	008 233 030 169,60	006 940 653 065,24	001 292 377 104,35	00,16
	Utilidad o pérdida de operación	005 932 271 649,63	005 958 683 906,37	26 412 256,74	-0,45%
	AFNOR-PROMEDIO	78 158 974 517,52	78 593 491 799,98	434 517 282,46	-0,56%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	0078 158 974 517,52	0078 593 491 799,98	434 517 282,46	-0,56%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Cuadro N°45
Esph Sistema de generación
Estado de resultados 2023
Cifras en colones

Sistema de Generación		2023	2023		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	14 060 773 835,77	11 765 749 763,00	2 295 024 072,77	16,32%
4.9	Otros Ingresos	686 621 137,23	686 621 137,23	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35	€458 633 797,33	1 109 097 324,68	170,51%
	Total de ingresos regulados	€14 096 931 445,65	€12 911 004 697,56		
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 848 431 490,65	3 950 337 190,88	898 094 299,77	18,52%
5.4	Gastos administrativos	380 883 433,49	280 721 032,14		3,50%
	Gastos administrativos indirectos		86 840 416,77	13 321 984,58	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	27 653 724,52	14 984 926,01	12 668 798,50	45,81%
5.4.1.07.07	Canon de agua	183 563 741,99	176 227 975,90	7 335 766,09	4,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	15 375 993,61	10 416 403,75	4 959 589,86	32,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 103 713,98	8 487 440,09	1 616 273,89	16,00%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 403 501 804,66	1 796 428 354,94	134 354 092,84	5,59%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		472 719 356,88		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	61 860 397,53	54 185 157,16	7 675 240,37	12,41%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 141 519,25	10 141 519,25	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	273 954 702,94	169 777 390,90	104 177 312,04	38,03%
	Total de gastos	€8 208 171 030,83	€7 031 267 164,66	€1 176 903 866,17	€0,14
	Utilidad o pérdida de operación	€5 888 760 414,82	€5 879 737 532,90	9 022 881,92	0,15%
	AFNOR-PROMEDIO	77 585 710 494,38	77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€77 585 710 494,38	€77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Cuadro N°46
Esph Sistema de generación
Estado de resultados 2024
Cifras en colones

Sistema de Generación		2024		2024	
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	13 224 885 434,66	€12 043 333 153,00	1 181 552 281,66	8,93%
4.9	Otros Ingresos	682 749 827,43	682 749 827,43	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020			-	
	Total de ingresos regulados	€13 907 635 262,09	€12 726 082 980,43		
	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 826 678 144,93	4 012 104 232,49	814 573 912,44	16,88%
5.4	Gastos administrativos	361 045 797,59	286 896 894,85		-3,08%
	Gastos administrativos indirectos		85 281 895,67	11 132 992,92	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	28 270 402,57	15 314 594,38	12 955 808,19	45,83%
5.4.1.07.07	Canon de agua	187 657 213,43	180 104 991,37	7 552 222,06	4,02%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 635 740,56	10 645 564,63	3 990 175,93	27,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 170 912,43	8 674 163,77	1 496 748,66	14,72%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 392 136 671,40	1 791 266 777,21	141 314 702,36	5,91%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		459 555 191,83		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	59 324 731,85	54 319 608,76	5 005 123,09	8,44%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 364 632,67	10 364 632,67	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	268 662 146,07	17 608 948,50	251 053 197,57	93,45%
	Total de gastos	€8 151 423 788,31	€6 932 137 496,14	€1 219 286 292,17	€0,15
	Utilidad o pérdida de operación	€5 756 211 473,78	€5 793 945 484,29	- 37 734 010,51	-0,66%
	AFNOR-PROMEDIO	75 839 420 958,36	76 419 803 501,72	- 580 382 543,36	-0,77%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€75 839 420 958,36	€76 419 803 501,72	- 580 382 543,36	-0,77%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Cuadro N° 47
Composición de la variación tarifaria

Composición de la variación en la tarifa	Aprobado Aresep	% de disminución
<i>Liquidación del periodo 2019</i>	-Ø2 070,19	
<i>Liquidación del periodo 2020</i>	Ø1 152,93	
<i>Efecto Ordinario 2022 + liquidaciones</i>	-Ø1 724,66	-12,79%
<i>Efecto Ordinario 2023 + liquidaciones</i>	-Ø1 931,49	-14,10%
<i>Efecto Ordinario 2024</i>	-Ø1 653,91	-12,07

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.

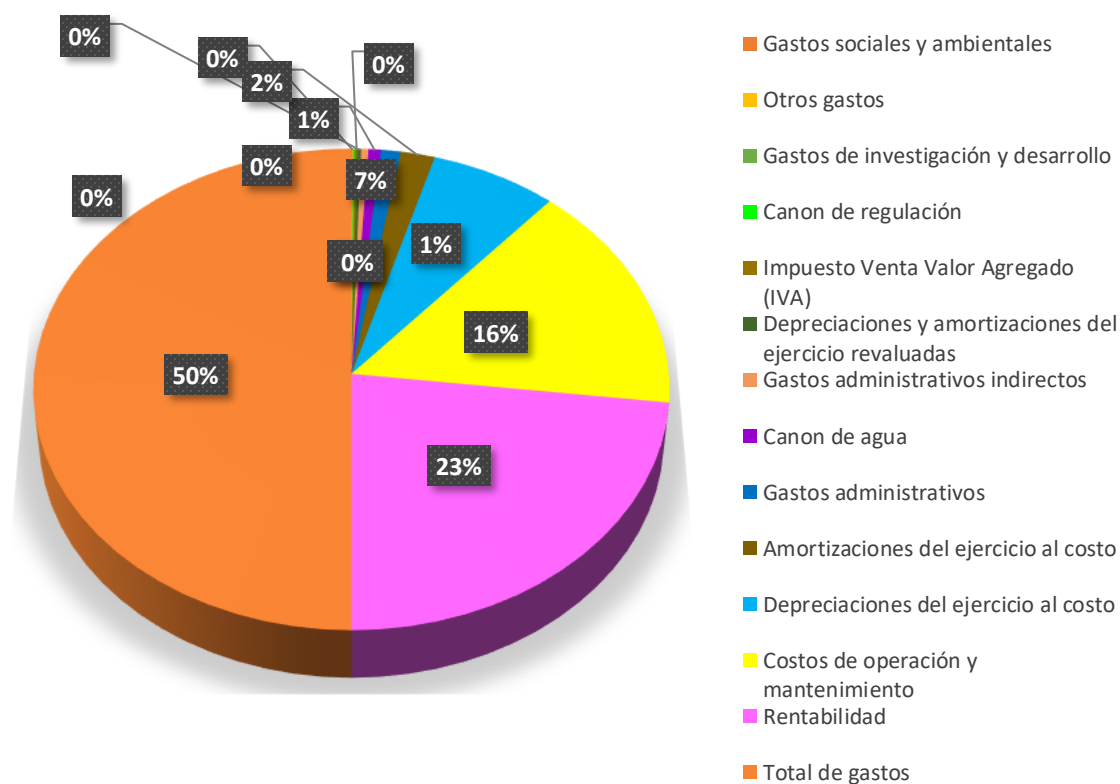
Cuadro N.º 48
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Años: 2022 al 2024
Expresado en términos porcentuales y colones

RUBROS TARIFARIOS	2022		2023		2024	
	IE	Peso Relativo	IE	Peso Relativo	IE	Peso Relativo
Costos de operación y mantenimiento	4 007 273 544,89	31,07%	3 950 337 190,88	30,60%	4 012 104 232,49	31,53%
Gastos administrativos	274 678 113,64	2,13%	280 721 032,14	2,17%	286 896 894,85	2,25%
Gastos administrativos indirectos	101 342 273,62	0,79%	86 840 416,77	0,67%	85 281 895,67	0,67%
Canon de regulación	14 662 354,22	0,11%	14 984 926,01	0,12%	15 314 594,38	0,12%
Canon de agua	172 434 418,69	1,34%	176 227 975,90	1,36%	180 104 991,37	1,42%
Gastos de investigación y desarrollo	10 192 175,88	0,08%	10 416 403,75	0,08%	10 645 564,63	0,08%
Gastos sociales y ambientales	8 304 735,90	0,06%	8 487 440,09	0,07%	8 674 163,77	0,07%
Depreciaciones del ejercicio al costo	1 773 113 547,95	13,75%	1 796 428 354,94	13,91%	1 791 266 777,21	14,08%
Amortizaciones del ejercicio al costo	478 595 817,08	3,71%	472 719 356,88	3,66%	459 555 191,83	3,61%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	54 387 659,23	0,42%	54 185 157,16	0,42%	54 319 608,76	0,43%
Otros gastos	9 923 208,66	0,08%	10 141 519,25	0,08%	10 364 632,67	0,08%
Total	12 899 336 971,61	100%	12 911 004 697,56	100%	12 726 082 980,43	100%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

Gráfico N.º 3
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales

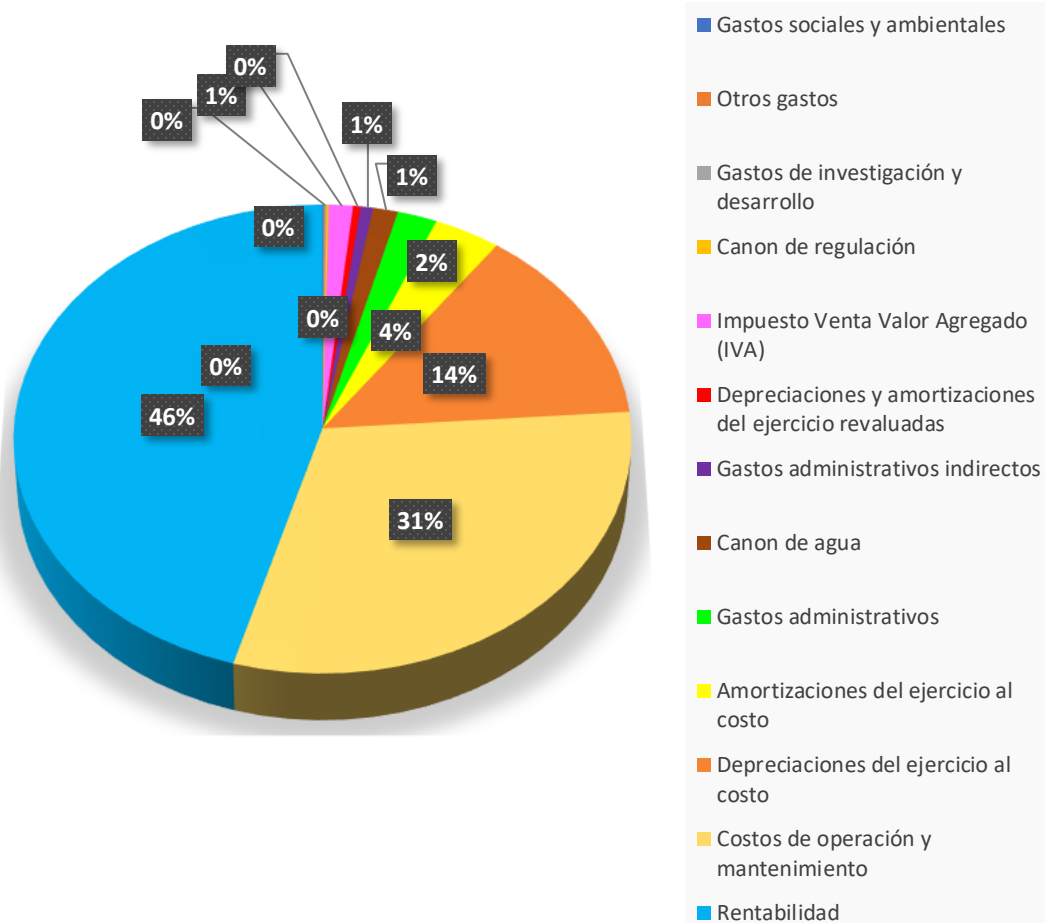
2022 Cifras según la IE



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

Gráfico N.º 4
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales

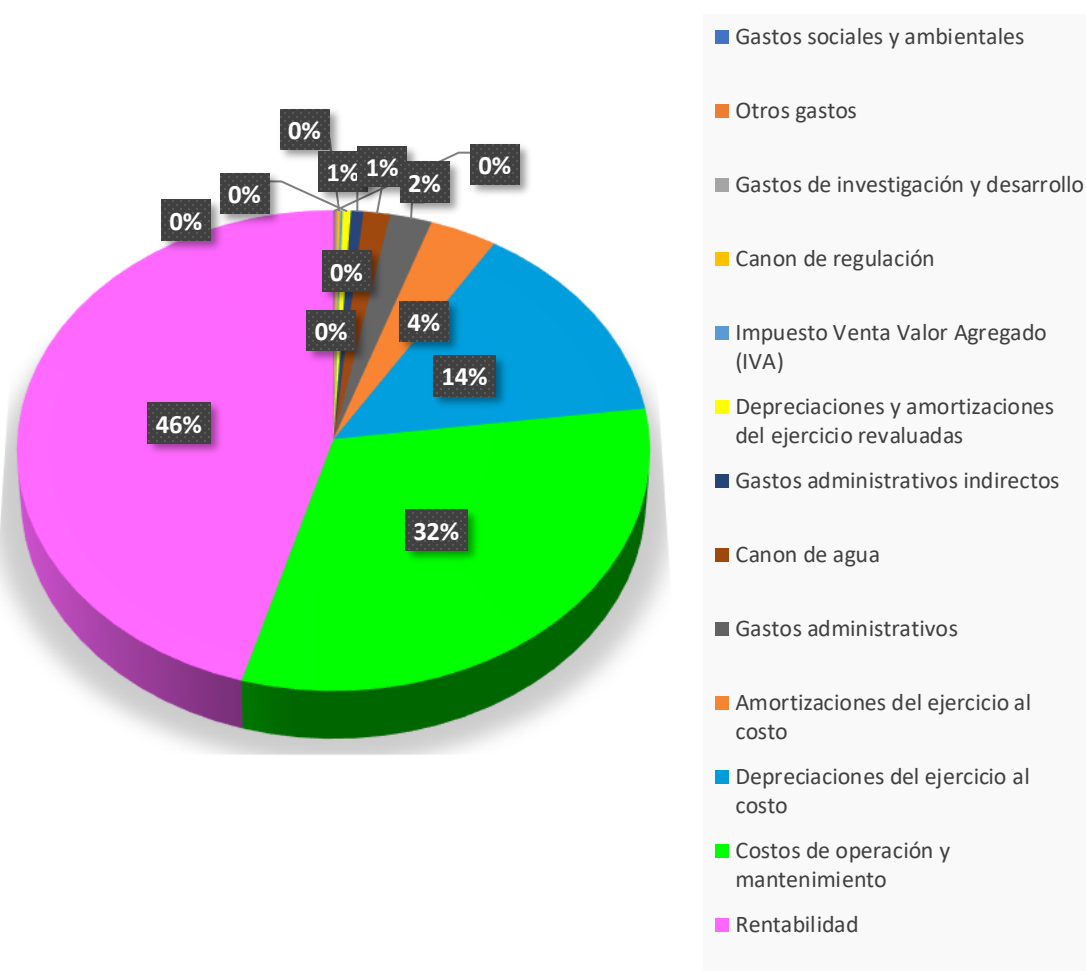
2023 Cifras según la IE



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

Gráfico N.º 5
Variables que componen la estructura de costos sin CVG
Expresado en términos porcentuales

2024 Cifras según la IE



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-072-2021.

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

En los últimos años, la Aresep ha estado trabajando arduamente en la modernización integral de la estructura tarifaria del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al respecto, el 12 de diciembre de 2019 se estableció la resolución RE-0101-IE-2019, en la cual se promueve el uso de bandas tarifarias como un instrumento de flexibilización acorde a la dinámica de los mercados eléctricos actuales, en dicha resolución se abordan los elementos económicos, jurídicos y regulatorios que sustentan dicha medida.

Aunado a lo anterior, y con el objetivo de seguir promoviendo y consolidando estructuras tarifarias cada vez más flexibles, donde los distintos agentes que participan del mercado puedan obtener mayores beneficios económicos de sus transacciones, se decidió continuar con la estructura establecida en la resolución RE-0101-IE-2019.

Es importante hacer notar que la empresa no solicitó dentro de la estructura tarifaria propuesta el esquema por bandas tarifarias. Sino por el contrario se regresó a la estructura horaria típica. A propósito de lo anterior, se consultó mediante el oficio OF-0813-IE-2021 entre otras cosas, el motivo por el cual no se propuso la continuidad de las bandas, contestando la empresa que la continuidad o no de las bandas lo deja a discreción del ente regulador.

Según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, corresponde aplicar una disminución de -12,79%, -14,10% y -12,07% para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RIE-025-2018 publicada en el Alcance Digital N°60 en Gaceta N° 52 del 20 de marzo del 2018 (columna 1).

Se mantiene la estructura monómica y de segregación por bandas tarifarias. 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 bandas tarifarias:

Cuadro N° 49
Sistema de generación Esph
Estructura de costos del sistema de generación.

	Columna 1		Columna 2	Columna 3	Columna 4
Sistema de generación	Estructura vigente	Sistema de generación	Estructura propuesta	Estructura propuesta	Estructura propuesta
			a partir del 1-01-2022 al 31-12-2022	a partir del 1-01-2023 al 31-12-2023	a partir del 1-01-2024
► Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución	(RIE-0025-2018)	Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta cada kWh	60,98	Periodo Punta máximo	56,40	55,55	56,86
Periodo Valle cada kWh	45,61	Periodo Punta mínimo	52,12	51,34	52,55
Periodo Noche cada kWh	29,99	Periodo Valle máximo	42,10	41,47	42,45
		Periodo Valle mínimo	38,91	38,33	39,23
		Periodo Noche máximo	27,60	27,19	27,83
		Periodo Noche mínimo	25,51	25,13	25,72

Es importante hacer notar que en función a la tarifa vigente aprobada para el periodo de estudio (columna 1), se obtuvo una disminución de -12,79%, -14,10% y -12,07% para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente, tal y como lo establece la metodología tarifaria vigente.

Sin embargo, la variación que experimentan los usuarios del sistema de generación de Esph, a nivel de facturación de un año a otro es distinto a los ajustes citados, debido a que tanto los precios vigentes con fecha de rige al 31 de diciembre de 2021 y los precios propuestos (columna 2,3 y 4) son diferentes entre sí, lo que implica que al calcular la variación en los precios propuestos de un periodo a otro da como resultado para el caso del 2022 de un ajuste del -23,8%, para el 2023 de un -1,5% y de un 2,4% para el 2024.

[...]

VII. CONCLUSIONES:

1. *La empresa solicita ajustar la tarifa del sistema de generación que presta en un 14,39% para el 2022, 13,65% para el 2023 y 7,50% a partir del 01 de enero de 2024*
2. *Se liquida los periodos del 2019 y 2020 tomando los ingresos reales reportados en los anexos de la resolución RIE-089-2016.*
3. *Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de Esph obtendrá ingresos por ₡11 755, ₡11 766 y ₡12 043 millones de colones para el 2022, 2023 y 2024 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ₡42,13 para 2022, ₡41,53 para el 2023 y ₡42,51 para 2024.*
4. *Se propone una disminución en los precios promedio vigentes del sistema de generación de Esph de 12,79%, 14,10% y 12,07% para el 2022, 2023 y 2024, respecto a la que se estableció en un estudio ordinario (ET-077-2017) aprobado mediante la resolución RIE-025-2018 del 15 de marzo del 2018.*
5. *Es necesario que la empresa Esph mejore todo lo relacionado con la justificación de las micro inversiones y de planta general de generación, considerando que en algunos casos pueden resultar escuetas e insuficientes para velar por el principio regulatorio de servicio al costo, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores. Así mismo es importante tener claro la diferencia entre expansión y renovación de los activos y que las justificaciones deben venir asociadas al tipo de adición que corresponda.*
6. *Se determinó inconsistencias y la necesidad de ajustes en la pretensión de Esph gracias a la aplicación de los formularios de inversiones.*
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 7,58%.*
8. *Base tarifaria, el cálculo de Aresep, se utilizó como base el cálculo de AFNORP, estimado por la IE resultando del promedio de los AFNOR del periodo 2020-2021, 2021-2022, 2022-2023, 2023-2024 respectivamente.*
9. *Del resultado del análisis realizado utilizando las bases de datos proporcionadas en los formularios regulatorios, aplicando todos los*

criterios descritos con anterioridad, la IE determinó los montos que se presentan en el siguiente resumen de liquidación para cada período.

Resumen de las liquidaciones IE		
Liquidación 2019	2 070 193 404,26	a favor del usuario
Liquidación 2020	<u>1 152 925 809,60</u>	a favor de Esph
Total a liquidar	917 267 594,66	a favor del usuario

A partir de este resultado, las principales diferencias están a nivel de gastos, por los ajustes realizados que se explicaron ampliamente en el apartado “f. Análisis financiero”.

10. Del análisis efectuado en los periodos 2022 al 2024 resultaron diferencias respecto a lo solicitado por Esph donde sobresalen los siguientes rubros:

- a) En la cuenta de gastos de salarios, capacitaciones, mantenimiento de edificios, alquileres, servicios profesionales, IVA, pérdidas por deterioro y desvalorización y otros que se desarrollan en el apartado “f. Análisis financiero”.*
- b) La liquidación del 2019 y 2020, ya que mientras que Esph pretendía recuperar la suma de ₡1 300 927 054,69, la IE actualizó el monto a liquidar en la suma de ₡917 267 594,66 a favor del usuario.*

[...]

II. Que, en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0149-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

De acuerdo con el informe IN-0899-DGAU-2021 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario para el sistema de generación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Esph) las cuales se analizan de seguido.

1. Boston Scientific de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-102-357469. Representada por el señor José Guillén Montenegro, portadora de la cédula de identidad número 01-1036-0709, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Mario Rodríguez Sequeira, portador de la cédula de identidad número 1-1040-0716, debidamente autorizado. No presenta escrito. (visible a folio 232).

*Notificaciones: correo electrónico: Marco.BarrantesCalvo@bsci.com
Mario.Rodriguez@bsci.com*

El señor Mario Rodríguez Sequeira, en representación de Boston Scientific de Costa Rica, presenta una coadyuvancia a las solicitudes de ajuste de las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para los períodos 2022, 2023 y 2024, presentada por Esph, indicando lo siguiente:

- a) El costo de la electricidad en la empresa, representa uno de los mayores y en los últimos cuatro años este ha tenido una tendencia significativa hacia arriba a pesar de estar aplicando una tarifa TMTB preferencial, por ser certificado ISO 50001, siendo aun así un gasto significativo. La disminución de la tarifa TMTB con la propuesta realizada en el expediente ET-071, hace que traiga bastantes beneficios a la empresa para seguir poder adelante.*

De conformidad en el informe de oposiciones IN-0899-DGAU-2021 visible en los folios 250 y 251 del ET-072-2021, se consigna una coadyuvancia presentada por Boston Scientific, sin embargo en la revisión de la información presentada por la empresa se logró determinar que versa sobre temas relacionados con el sistema de distribución, el cual se tramita en el expediente ET-071-2021 por lo que esta Intendencia analizará esta coadyuvancia dentro del informe del sistema correspondiente (sistema de distribución ET-071-2021).

2. Consejero del Usuario

Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 05-0302-0917.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 224).

Notificaciones: correo electrónico: jorge.sanarrucia@aresep.go.cr
consejero@aresep.go.cr

El Consejero del Usuario manifiesta su oposición a las peticiones presentadas por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, relacionadas tanto con la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los años 2019, 2020 y la fijación ordinaria para los periodos 2022, 2023 y 2024 (Expediente ET-071-2021), como con la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los periodos 2019 y 2020, y ajuste tarifario ordinario para el 2022, 2023 y 2024 (Expediente ET-072-2021), las cuales se resumen de la siguiente manera:

- a) En primer lugar, el Consejero del Usuario manifiesta su preocupación por el incremento en la tarifa residencial y preferencial, dado el comportamiento de los precios de la electricidad, señalando al respecto que “hay quienes afirman que son de los más altos de la región centroamericana; otros datos los ubican en un lugar intermedio, después de Nicaragua y Honduras. Los datos respaldan más esta segunda afirmación, es decir, que el precio de la electricidad en Costa Rica, si se le compara con el resto de países de la región, no es de los más caros, pero tampoco de los más baratos.*
- b) En segundo lugar, en lo que respecta a la tarifa de acceso, el Consejo de Usuario hace referencia a los ajustes propuestos por la empresa Esph para los períodos 2022, 2023 y 2024, haciendo mención de dos hechos relevantes: primero, que en la actualidad la generación distribuida está regulada por medio de un decreto ejecutivo N° 39229-MINAE, del 14-09-2015, por medio del cual se establece el Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla; y segundo, que el pasado 27 de octubre de 2021, la Asamblea Legislativa aprobó en segundo debate la denominada Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, tramitada bajo el expediente legislativo N° 22.009.*

Al igual que en el caso de la posición anterior, la presentada por el Consejero del Usuario, se logró determinar que esta versa sobre temas relacionados con el sistema de distribución. Lo anterior se desprende por cuanto si analizamos el argumento el Consejero del Usuario hace alusión al costo de la tarifa residencial y preferencial, las

cuales están asociadas directamente al sistema de distribución, ya que estas son las que percibe el usuario final.

Así mismo, en cuanto al segundo argumento está relacionado con la inconformidad con la tarifa de acceso, la cual al igual que el caso anterior está vinculada con el sistema de distribución.

En virtud de lo anterior, siendo que el estudio para el sistema de distribución interpuesto por Esph se tramita en el expediente ET-071-2021, ésta Intendencia analizará esta oposición dentro del informe del sistema correspondiente (sistema de distribución ET-071-2021).

[...]

- 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 de Esph, 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 Esph de la siguiente manera:
- Disminuir en un -12,79% la tarifa a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.
 - Disminuir en un -14,10% la tarifa a partir del 01 de enero del 2023 y hasta el 31 de diciembre de 2023.
 - Disminuir en un -12,07% la tarifa a partir del 01 de enero del 2024.

ESPH	Rige desde el	Rige desde el	Rige desde el
Sistema de generación	1/enero/2022 hasta el	1/enero/2023 hasta el	1/enero/2024
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución	31/diciembre/2022	31/diciembre/2023	
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta máximo	56,40	55,55	56,86
Periodo Punta mínimo	52,12	51,84	52,55
Periodo Valle máximo	42,10	41,47	42,45
Periodo Valle mínimo	38,91	38,33	39,23
Periodo Noche máximo	27,60	27,19	27,83
Periodo Noche mínimo	25,51	25,13	25,72

- II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “Considerando II” de esta resolución.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N° 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0149-IE-2021 del 9 de diciembre de 2021, que sirve de base para 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.—Solicitud N° 316640.—(IN2021610332).

CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 1:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes 2022, 2023 y 2024.
- Anexo No. 2:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2022, 2023 y 2024.
- Anexo No. 3:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2022.
- Anexo No. 4:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.
- Anexo No. 5:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.
- Anexo No. 6:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.
- Anexo No. 7:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2024.
- Anexo No. 8:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.
- Anexo No. 9:** Rédito para el desarrollo.
- Anexo No. 10:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Anexo No. 1

Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes 2022,
2023 y 2024

Sistema de generación Esph: Ventas de energía en
Unidades físicas y monetarias a precios vigentes
2022, 2023 y 2024

ASPECTO	2022	2023	2024
Generación total (GWh)	279,0	283,3	283,3
Ingresos (En millones de colones)	13 479,8	13 697,2	13 697,2
¢ / kWh	48,32	48,34	48,34

Fuente: ESPH. y ARESEP, Intendencia de Energía

Anexo No. 2

Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2022,
2023 y 2024

Sistema de generación Esph: Ventas de energía en
Unidades físicas y monetarias a precios propuestos
2022, 2023 y 2024

ASPECTO	2022	2023	2024
Generación total (GWh)	279,0	283,3	283,3
Ingresos (En millones de colones)	11 755,2	11 765,7	12 043,3
¢ / kWh	42,13	41,53	42,51

Fuente: ESPH y ARESEP, Intendencia de Energía

Anexo No. 3
Estado de resultados con tarifas vigentes 2022

Sistema de Generación		2022	2022		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	12 352 307 734,79	13 479 808 224,33	- 1 127 500 489,54	-9,13%
4.9.	Otros Ingresos	685 553 079,28	685 553 079,28	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35		- 650 463 527,35	100,00%
	Total de ingresos regulados	¢12 387 397 286,72	¢14 165 361 303,61		
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía				
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	4 806 003 356,49	4 007 273 544,89	798 729 811,59	16,62%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	-	-	-	
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) directos	351 496 226,76	274 678 113,64		-6,98%
	Gastos administrativos indirectos		101 342 273,62	- 24 524 160,51	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	26 987 142,11	14 662 354,22	12 324 787,89	45,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	179 121 528,09	172 434 418,69	6 687 109,40	3,73%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 232 710,66	10 192 175,88	4 040 534,78	28,39%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9 710 004,35	8 304 735,90	1 405 268,45	14,47%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 347 167 275,40	1 773 113 547,95	95 457 910,37	4,07%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		478 595 817,08		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	57 769 745,40	54 387 659,23	3 382 086,17	5,85%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	9 923 208,66	- 9 923 208,66	
5.12	Gastos Financieros	-	-	-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	437 700 152,87	35 745 215,48	401 954 937,39	91,83%
	Total de gastos	¢8 233 030 169,60	¢6 940 653 065,24	¢1 292 377 104,35	¢0,16
	Utilidad o pérdida de operación	¢4 154 367 117,12	¢7 224 708 238,37	- 3 070 341 121,24	-73,91%
	AFNOR-PROMEDIO	78 158 974 517,52	78 593 491 799,98	- 434 517 282,46	-0,56%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	¢78 158 974 517,52	¢78 593 491 799,98	- 434 517 282,46	-0,56%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,32%	9,19%		

Anexo No. 4
Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.

<i>Sistema de Generación</i>		2022	2022		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	14 130 212 267,29	11 755 150 095,00	2 375 062 172,29	16,81%
4.9.	Otros Ingresos	685 553 079,28	685 553 079,28	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35	€458 633 797,33	1 109 097 324,68	170,51%
	Total de ingresos regulados	€14 165 301 819,23	€12 899 336 971,61		
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 806 003 356,49	4 007 273 544,89	798 729 811,59	16,62%
5.4	Gastos administrativos	351 496 226,76	274 678 113,64		-6,98%
	Gastos administrativos indirectos		101 342 273,62	24 524 160,51	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	26 987 142,11	14 662 354,22	12 324 787,89	45,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	179 121 528,09	172 434 418,69	6 687 109,40	3,73%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 232 710,66	10 192 175,88	4 040 534,78	28,39%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9 710 004,35	8 304 735,90	1 405 268,45	14,47%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 347 167 275,40	1 773 113 547,95	95 457 910,37	4,07%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		478 595 817,08		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	57 769 745,40	54 387 659,23	3 382 086,17	5,85%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	9 923 208,66	9 923 208,66	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	437 700 152,87	35 745 215,48	401 954 937,39	91,83%
	Total de gastos	€8 233 030 169,60	€6 940 653 065,24	€1 292 377 104,35	€0,16
	Utilidad o pérdida de operación	€5 932 271 649,63	€5 958 683 906,37	26 412 256,74	-0,45%
	AFNOR-PROMEDIO	78 158 974 517,52	78 593 491 799,98	434 517 282,46	-0,56%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€78 158 974 517,52	€78 593 491 799,98	434 517 282,46	-0,56%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Anexo No. 5
Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.

Sistema de Generación		2023	2023		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	12 371 552 022,16	13 697 243 687,62	- 1 325 691 665,46	-10,72%
4.9.	Otros Ingresos	686 621 137,23	686 621 137,23	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35		- 650 463 527,35	100,00%
	Total de ingresos regulados	¢12 407 709 632,05	¢14 383 864 824,85		
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía				
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	4 848 431 490,65	3 950 337 190,88	898 094 299,77	18,52%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	-	-	-	
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) directos	380 883 433,49	280 721 032,14		3,50%
	Gastos administrativos indirectos		86 840 416,77	13 321 984,58	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	27 653 724,52	14 984 926,01	12 668 798,50	45,81%
5.4.1.07.07	Canon de agua	183 563 741,99	176 227 975,90	7 335 766,09	4,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	15 375 993,61	10 416 403,75	4 959 589,86	32,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 103 713,98	8 487 440,09	1 616 273,89	16,00%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 403 501 804,66	1 796 428 354,94	134 354 092,84	5,59%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		472 719 356,88		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	61 860 397,53	54 185 157,16	7 675 240,37	12,41%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 141 519,25	- 10 141 519,25	
5.12	Gastos Financieros	-	-	-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	273 954 702,94	169 777 390,90	104 177 312,04	38,03%
	Total de gastos	¢8 208 171 030,83	¢7 031 267 164,66	¢1 176 903 866,17	¢0,14
	Utilidad o pérdida de operación	¢4 199 538 601,22	¢7 352 597 660,19	- 3 153 059 058,97	-75,08%
	AFNOR-PROMEDIO	77 585 710 494,38	77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	¢77 585 710 494,38	¢77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,41%	9,48%		

Anexo No. 6
Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.

Sistema de Generación		2023	2023		
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	14 060 773 835,77	11 765 749 763,00	2 295 024 072,77	16,32%
4.9.	Otros Ingresos	686 621 137,23	686 621 137,23	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020	- 650 463 527,35	€458 633 797,33	1 109 097 324,68	170,51%
	Total de ingresos regulados	€14 096 931 445,65	€12 911 004 697,56		
	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 848 431 490,65	3 950 337 190,88	898 094 299,77	18,52%
5.4	Gastos administrativos	380 883 433,49	280 721 032,14		3,50%
	Gastos administrativos indirectos		86 840 416,77	13 321 984,58	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	27 653 724,52	14 984 926,01	12 668 798,50	45,81%
5.4.1.07.07	Canon de agua	183 563 741,99	176 227 975,90	7 335 766,09	4,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	15 375 993,61	10 416 403,75	4 959 589,86	32,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 103 713,98	8 487 440,09	1 616 273,89	16,00%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 403 501 804,66	1 796 428 354,94	134 354 092,84	5,59%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		472 719 356,88		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	61 860 397,53	54 185 157,16	7 675 240,37	12,41%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 141 519,25	10 141 519,25	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	273 954 702,94	169 777 390,90	104 177 312,04	38,03%
	Total de gastos	€8 208 171 030,83	€7 031 267 164,66	€1 176 903 866,17	€0,14
	Utilidad o pérdida de operación	€5 888 760 414,82	€5 879 737 532,90	9 022 881,92	0,15%
	AFNOR-PROMEDIO	77 585 710 494,38	77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€77 585 710 494,38	€77 545 319 002,97	40 391 491,41	0,05%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Anexo No. 7
Estado de resultados con tarifas vigentes 2024.

Sistema de Generación		2024		2024	
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	12 301 798 692,48	13 697 243 687,62	- 1 395 444 995,14	-11,34%
4.9.	Otros Ingresos	682 749 827,43	682 749 827,43	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020			-	
	Total de ingresos regulados	€12 984 548 519,91	€14 379 993 515,05		
	Costos y Gastos				
5.1	Compras de Energía				
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	4 826 678 144,93	4 012 104 232,49	814 573 912,44	16,88%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	-	-	-	
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) directos	361 045 797,59	286 896 894,85		-3,08%
	Gastos administrativos indirectos		85 281 895,67	- 11 132 992,92	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	28 270 402,57	15 314 594,38	12 955 808,19	45,83%
5.4.1.07.07	Canon de agua	187 657 213,43	180 104 991,37	7 552 222,06	4,02%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 635 740,56	10 645 564,63	3 990 175,93	27,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 170 912,43	8 674 163,77	1 496 748,66	14,72%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 392 136 671,40	1 791 266 777,21	141 314 702,36	5,91%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		459 555 191,83		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	59 324 731,85	54 319 608,76	5 005 123,09	8,44%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 364 632,67	- 10 364 632,67	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	268 662 146,07	17 608 948,50	251 053 197,57	93,45%
	Total de gastos	€8 151 423 788,31	€6 932 137 496,14	€1 219 286 292,17	
	Utilidad o pérdida de operación	€4 833 124 731,60	€7 447 856 018,91	- 2 614 731 287,31	-54,10%
	AFNOR-PROMEDIO	75 839 420 958,36	76 419 803 501,72	- 580 382 543,36	-0,77%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€75 839 420 958,36	€76 419 803 501,72	- 580 382 543,36	-0,77%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	6,37%	9,75%		

Anexo No. 8
Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.

Sistema de Generación		2024		2024	
	Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
	Ingresos				
4.1	Ingresos por Ventas	13 224 885 434,66	€12 043 333 153,00	1 181 552 281,66	8,93%
4.9	Otros Ingresos	682 749 827,43	682 749 827,43	-	0,00%
	Liquidación del 2019 y 2020			-	
	Total de ingresos regulados	€13 907 635 262,09	€12 726 082 980,43		
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 826 678 144,93	4 012 104 232,49	814 573 912,44	16,88%
5.4	Gastos administrativos	361 045 797,59	286 896 894,85		-3,08%
	Gastos administrativos indirectos		85 281 895,67	11 132 992,92	
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	28 270 402,57	15 314 594,38	12 955 808,19	45,83%
5.4.1.07.07	Canon de agua	187 657 213,43	180 104 991,37	7 552 222,06	4,02%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	14 635 740,56	10 645 564,63	3 990 175,93	27,26%
5.7	Gastos sociales y ambientales	10 170 912,43	8 674 163,77	1 496 748,66	14,72%
5.8	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 392 136 671,40	1 791 266 777,21	141 314 702,36	5,91%
	Amortizaciones del ejercicio al costo		459 555 191,83		
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	59 324 731,85	54 319 608,76	5 005 123,09	8,44%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
5.11	Otros gastos	-	10 364 632,67	10 364 632,67	
5.12	Gastos Financieros	-		-	
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	268 662 146,07	17 608 948,50	251 053 197,57	93,45%
	Total de gastos	€8 151 423 788,31	€6 932 137 496,14	€1 219 286 292,17	€0,15
	Utilidad o pérdida de operación	€5 756 211 473,78	€5 793 945 484,29	37 734 010,51	-0,66%
	AFNOR-PROMEDIO	75 839 420 958,36	76 419 803 501,72	580 382 543,36	-0,77%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	€75 839 420 958,36	€76 419 803 501,72	580 382 543,36	-0,77%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,59%	7,58%		

Anexo No. 9
Rédito para el desarrollo.

ESPH-GENERACIÓN

ACTUALIZACIÓN CON DATOS REALES

2020

ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

MODELOS DE RENTABILIDAD CAPM Y WACC

ESTIMACIÓN PUNTUAL

Donde:

Ke	= Costo del capital propio / CAPM	
Ki	= Tasa libre de riesgo.	2,02%
PR	= Prima de riesgo	5,33%
Ba	= Beta apalancada	3,06

Ke = 18,34%

$$R_k = R_d (1-t_i) [VD/A] + K_e [VCP/A]$$

Donde:

Rk	= Tasa de rédito para el desarrollo / WACC		
Rd	= Costo del endeudamiento	6,69%	
Ke	= Costo del capital propio / CAPM	18,34%	
		<u>¢ millones</u>	<u>%</u>
D	= Valor de la deuda	82 056	92%
P	= Valor del capital propio	6 784	8%
A	= Valor total de los activos (D + P)	88 839	100%
t	= Tasa impositiva	0,0%	

Rk = 7,58%

Anexo No. 10

Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

**INTENDENCIA DE ENERGÍA
RE-0077-IE-2021 DEL 10 DE DICIEMBRE DE 2021**

**SOLICITUD TARIFARIA ORDINARIA PARA EL PERÍODO 2022, 2023 Y 2024,
ASÍ COMO LIQUIDACIÓN TARIFARIA PARA EL PERÍODO 2019 Y 2020,
PRESENTADA POR LA EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE HEREDIA
(Esph), PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,
DE CONFORMIDAD CON LA METODOLOGÍA TARIFARIA ORDINARIA
RJD-139-2015.**

ET-071-2021

RESULTANDO:

- I. Que el 30 de abril de 1998, mediante la Ley 7789, correspondiente a la transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Esph), en sus artículos 5 y 6 inciso a, le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II. Que el 10 de agosto del 2015, en el Alcance 63 a la Gaceta 154, se publicó la resolución RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, la cual se aplicará para los procesos de fijación tarifaria ordinaria correspondientes al servicio de distribución de electricidad que prestan todos los operadores públicos y cooperativas de electrificación rural, que brinden ese servicio y que son regulados por Aresep.
- III. Que el 12 de diciembre de 2019, mediante la resolución RIE-0102-2019, publicada en el Alcance N.º 282 a La Gaceta N.º 241 del 18 de diciembre de 2019 se resolvió el estudio tarifario, siendo esta tarifa la que se encuentra vigente (ET-080-2019).
- IV. 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.
- V. 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.

- VI.** Que el 30 de setiembre del 2021, mediante el oficio GER-611-2021, Esph presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de electricidad que presta (folios 1 al 35).
- VII.** Que el 4 de octubre de 2021, mediante el auto de prevención AP-0077-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) le previno a Esph el cumplimiento de los requerimientos necesarios para otorgar la admisibilidad de la petición tarifaria para el servicio de distribución de electricidad que presta (folios 39 al 44).
- VIII.** Que el 8 de octubre de 2021, mediante el oficio GER-631-2021, Esph presentó la información solicitada por medio del auto de prevención AP-0077-IE-2021 (folios 45 al 53).
- IX.** Que el 12 de octubre de 2021, mediante el informe IN-0121-IE-2021, la IE emitió el informe de admisibilidad de la solicitud presentada por Esph para ajustar la tarifa del sistema de distribución de electricidad que presta (folios 94 al 104).
- X.** Que el 12 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0771-IE-2021, la IE solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder con la convocatoria de audiencia pública (folios 66 al 75).
- XI.** Que el 18 de octubre de 2021, se publicó en los diarios de circulación nacional: La Extra y La República la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 12 de noviembre de 2021 (folio 90).
- XII.** Que el 19 de octubre de 2021, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 201 en el Alcance N° 212, la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 12 de noviembre de 2021 (folio 90).
- XIII.** Que el 21 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0794-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para los sistemas de generación y distribución (folios 91 al 93).
- XIV.** Que el 21 de octubre de 2021, mediante el informe IN-0834-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública. (folio 107 al 108).

- XV.** Que el 28 de octubre de 2021, mediante el oficio GER-674-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0794-IE-2021. (folio 128)
- XVI.** Que el 28 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0815-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para el sistema de distribución (folios 114 al 117).
- XVII.** Que el 29 de octubre de 2021, mediante el oficio OF-0820-IE-2021, la IE le solicita a Esph información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria para los sistemas de generación y distribución (folios 129 al 138).
- XVIII.** Que el 04 de noviembre de 2021, mediante el oficio GER-703-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0815-IE-2021. (folios del 141 al 155).
- XIX.** Que el 05 de noviembre de 2021, mediante el oficio GER-712-2021, Esph envió la información adicional requerida mediante el OF-0820-IE-2021. (folio 156).
- XX.** Que el 11 de noviembre de 2021, mediante el memorando ME-0251-IE-2021, la IE envía a los expedientes ET-071-2021 y el ET-072-2021, información adicional enviada por Esph (folios 158 al 159).
- XXI.** Que el 12 de noviembre de 2021, mediante el memorando ME-0252-IE-2021, la IE envía a los expedientes ET-071-2021 y el ET-072-2021, información adicional enviada por Esph (folios 161 al 162).
- XXII.** Que el 12 de noviembre 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 .
- XXIII.** Que el 19 de noviembre de 2021, mediante el informe IN-0898-DGAU-2021 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folio 185 al 186).
- XXIV.** Que el 19 de noviembre de 2021, mediante el documento AC-0816-DGAU-2021 la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emite el acta de la audiencia pública. (folio 168 al 184).

- XXV.** Que el 9 de diciembre de 2021, mediante el informe técnico OF-0150-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin cargo de Costo Variable de Generación (CVG) del sistema de distribución que presta Esph partir del 01 de enero de 2022.

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0150-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. METODOLOGÍA TARIFARIA:

La metodología tarifaria ordinaria RJD-139-2015 para el servicio de distribución 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.

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

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 los 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 GER-611-2021, Esph solicitó un aumento en las tarifas del servicio de distribución de electricidad que presta, para los años 2022, 2023 y 2024, según se indica:

- A partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre 2022 una variación promedio de 5,40% sobre la tarifa aprobada para el 2022.*
- A partir del 01 de enero del 2023 y hasta el 31 de diciembre de 2023, una variación promedio de 4,99%, sobre la tarifa aprobada para dicho período.*
- A partir del 01 de enero del 2024 y hasta el 31 diciembre de 2024, una variación promedio de 1,53% sobre la tarifa aprobada para dicho período.*
- Fijar la tarifa de acceso a partir del 01 de enero del 2022 al 31 de diciembre del 2022 en ¢19,32.*
- Fijar la tarifa de acceso a partir del 01 de enero del 2023 al 31 de diciembre del 2023 en ¢19,31*
- Fijar la tarifa de acceso a partir del 01 de enero del 2024 en ¢19,95*

Asimismo, la empresa solicita que el efecto neto de las liquidaciones de los períodos 2019 y 2020, sea reconocido en partes iguales en los años 2022 y 2023.

2. Análisis de la solicitud

La Esph incluye en su solicitud tarifaria ordinaria la liquidación de los periodos 2019 y 2020, al respecto solicita un ajuste ordinario en la tarifa para los años 2022, 2023 y 2024 y recuperar lo relacionado con los periodos 2029 y 2020 en los periodos 2022 y 2023.

La variación tarifaria solicitada no es igual para todas las categorías tarifarias, por las siguientes razones:

- 1. Reestructuración tarifaria con la finalidad de incentivar la eficiencia en el consumo de energía, adaptar los precios a las condiciones actuales y a la demanda que realiza cada sector al sistema eléctrico.*
- 2. Recuperar los saldos correspondientes a las liquidaciones de los periodos 2019 y 2020 en los periodos 2022 y 2023.*

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 101,96 para el mes de octubre 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. Es importante indicar que dichas proyecciones sufrieron modificación en la revisión efectuada por el BCCR en el Informe de Política Monetaria del mes de octubre 2021² (1,60% para el 2021 y 2,20% para el 2022). 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.).

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 Informe de Política Monetaria, octubre 2021. Publicado el 1 de noviembre de 2021. Se puede consultar en la siguiente dirección https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPolíticaMonetariaInflación/IPM_octubre_2021.pdf

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

MES / AÑO	2021	2022	2023
Enero	100,18	101,78	104,02
Febrero	99,92	101,97	104,21
Marzo	99,95	102,15	104,40
Abril	100,24	102,34	104,59
Mayo	100,22	102,53	104,78
Junio	100,76	102,71	104,97
Julio	100,55	102,90	105,16
Agosto	100,83	103,08	105,35
Setiembre	101,47	103,27	105,54
Octubre	101,96	103,46	105,74
Noviembre	101,78	103,65	105,93
Diciembre	101,60	103,84	106,12
<i>Promedio Anual</i>	<i>100,79</i>	<i>102,81</i>	<i>105,07</i>
<i>Variación Anual (Dic.-Dic.)</i>	<i>1,60%</i>	<i>2,20%</i>	<i>2,20%</i>
<i>Variación Promedio Anual</i>	<i>1,50%</i>	<i>2,00%</i>	<i>2,20%</i>

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 octubre de 2021 y son ¢626,44 para la compra y ¢633,13 para la venta.

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 octubre de 2021 y son ¢631,70 para la compra y ¢632,34 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>
- INFORME DE POLÍTICA MONETARIA:
https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/IPM_octubre_2021.pdf
- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:
<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/fmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>

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

b. Análisis del mercado

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

i. Mercado presentado por Esph:

El análisis de mercado presentado por la cooperativa como parte de su justificación a la petición tarifaria se puede observar en los folios 1 a 167 del expediente tarifario (ET-071-2021).

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

- 1. Inicialmente Esph solicita un aumento del 5,40% para el año 2022, de 4,99% para el año 2023 y 1,53% para el año 2024, en las tarifas vigentes según RE-0102-IE-2019 publicada en la Gaceta 241, Alcance 282 del 18 de diciembre del 2019. Esta variación en la tarifa se justifica en la necesidad de ajustar los ingresos para hacerle frente a los gastos de operación, mantenimiento y administración, así como a las inversiones y servicio de la deuda.*
- 2. La proyección de abonados se realiza por medio de los modelos econométricos de series de tiempo basados en la metodología Box-Jenkins, concretamente los modelos ARIMA.*
- 3. Esph estima las Ventas de Energía con datos reales a junio 2021. La estimación del consumo total por categoría tarifaria se realiza siguiendo la metodología aprobada en la resolución RJD-139-2015. Según esta metodología el consumo total en cada categoría se obtiene al multiplicar el consumo promedio de la categoría en el mes “i” por la cantidad de abonados estimado para el mes “i”, donde “i” representa a cada uno de los meses.*
- 4. Para el periodo de proyección (enero 2022 - diciembre 2024), se estima un nivel de crecimiento del consumo del 2,42%, producto del crecimiento poblacional (residencias) y el establecimiento de nuevos comercios e industrias en la zona servida por Esph. Se proyectan ventas del sistema de distribución por 594,5 GWh para el año 2022, 607,8 GWh para el año 2023 y de 619,3 GWh para 2024 (sin incluir AP).*
- 5. Para calcular los ingresos vigentes del sistema de distribución, se suman los ingresos de cada una de las categorías tarifarias, que se obtienen como el producto de las ventas respectivas por su tarifa vigente. Las tarifas vigentes sin costo variable de los combustibles (CVG) corresponden a las aprobadas en la resolución RE-0102-IE-2019 publicada en el Alcance N° 282 del 18 de diciembre del 2019.*
- 6. De esta forma Esph proyecta que su sistema de distribución obtendrá ingresos cercanos a los ₡49 047,8 millones de colones para el año 2022, ₡50 143,7 millones de colones para el año 2023 y para el año 2024 los ingresos*

serán de ₡51 124,4 millones. En los tres casos no se incluyen los ingresos por ventas al sistema de alumbrado público.

- 7. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 6,87% para el periodo 2022-2024.*
- 8. Se espera que las compras al sistema de Generación de la Esph impliquen un monto cercano a los ₡12 352,4 millones de colones para 2022, ₡12 371,5 millones de colones para 2023 y de ₡15 301,8 millones para 2024.*
- 9. La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 385,9 GWh para el año 2022, 399,5 GWh para el año 2023 y 413,1 GWh para 2024. Esto implicaría un pago cercano a los ₡20 907,1 millones de colones para 2022, ₡21 422,5 millones de colones para 2023 y de ₡21 973,1 millones para 2024 (incluyen el pago de la demanda máxima)*
- 10. En cuanto a la transmisión de energía se calcula un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). El pago esperado por Esph para el año 2022 es de ₡7 441,3 millones, para el año 2023 es de ₡7 547,2 millones y para el año 2024 es de ₡7 638,5 millones.*
- 11. La empresa distribuidora presenta la liquidación de ingresos, gastos e inversiones de los años 2019, 2020. Los montos solicitados son de ₡1 568,6, ₡845,9 millones respectivamente, en ambos casos en favor de la empresa distribuidora.*
- 12. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto en compras de energía Esph propone una estructura tarifaria la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por ₡52 075,1 millones para 2022, ₡52 993,1 millones para 2023 y ₡52 251,9 millones para 2024.*

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

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

- i. La intendencia de Energía actualiza la información real a setiembre de 2021, esto implican 3 meses de información real adicional para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por Esph y el elaborado por la IE.
- ii. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de Esph, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial.
- iii. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos 2 años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2022, 2023 y 2024:

Cuadro N.º 2
Sistema distribución, Esph
Estimación de ventas anuales de energía y
abonados directos.
2022 – 2024

Aspecto ^{1/}	Proyección		
	Aresep ^{2/}		
	2022	2023	2024
Abonados	93 694	95 785	97 890
Ventas en (GWh)	607,3	617,7	632,2

1/ incluye las tarifas residenciales, industrial, comercios y servicios, preferencial y media tensión. Dato de abonados a diciembre de cada año.

2/ Datos a diciembre de cada año

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

- iv. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2019 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el mismo pliego tarifario que fue utilizado por Esph en su solicitud (RE-0102-IE-2019 del 12 de diciembre del 2019, Gaceta 241, Alcance 282). Con esto se estima un ingreso para el sistema de distribución de ¢49 316,0 en 2022, ¢50 151,8 en 2023 y ¢51 354,3 en 2024 (sin incluir AP).*
- v. Con respecto a los gastos que debe asumir Esph para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema Esph-Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación Esph (ET-072-2021), siendo el consumo de 279,0 GWh 2022, 283,3,0 GWh para los años 2023 y 2024 respectivamente. Esto generaría un costo de ¢11 755,2 millones para 2022, ¢11 765,3 millones para 2023 y de ¢12 043,3 para 2024.*
- vi. Para definir las unidades físicas que se espera compre Esph–Distribución al ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se presentaron en líneas superiores), más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utiliza como porcentaje de pérdidas por distribución 6,49% que es el promedio de los últimos dos años. Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por Esph para cubrir su demanda en 649,3 GWh para el 2022, 660,6 GWh para el 2023 y de 676,0 GWh para el 2024.*
- vii. Con la disponibilidad de energía y las compras a Esph-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyecta para 2022 compras al ICE-Generación por 370,4 GWh, 377,2 GWh para 2023 y 392,7 GWh para 2024.*
- viii. Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢17 739,5 millones para 2022, ¢18 070,8 millones para 2023 y de ¢18 812,7 para 2024.*

- ix. *Con respecto al pago por peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de KWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 649,9 GWh para 2022, 653,7 GWh para 2023 y 676,0 GWh durante 2024.*
- x. *Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ₡7 470,3 millones para 2022, ₡7 502,5 millones para 2023 y ₡7 668,1 millones para 2024.*
- xi. *Las principales diferencias de mercado se pueden resumir en 5 aspectos.*
- 1. La Esph utiliza datos reales a junio del 2021, mientras que la Aresep cuenta con datos reales a setiembre 2021.*
 - 2. La Esph estima en 1,1% más de abonados que la estimación de Aresep para el año 2022, y un 1,2% más de abonados para los años 2023 y 2024 respectivamente.*
 - 3. La Esph estima ventas (GWh) inferiores que las estimaciones realizadas por Aresep, dichas estimaciones son menores en -2,1%, -1,6% y -2,1% para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.*
 - 4. La Esph estima ingresos vigentes menores en -0,5%, -0,02% y -0,4% que Aresep para para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente. (sin incluir AP).*
 - 5. Los ingresos reales por ventas de energía presentados por la Esph para el año 2020 son menores en ₡339,63 millones con respecto al dato reportado según RIE-089-2016 a la Aresep, esta diferencia se refleja en la liquidación 2020.*
- xii. *La empresa distribuidora presentó liquidación de gasto e inversiones para los periodos 2019 y 2020. Los montos para liquidar se ven con mayor detalle en los cuadros resumen que se presentan a continuación.*

Cuadro N.º 3
Sistema de distribución, Esph
Diferencias entre proyección 2019 e información real

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	382,3	411,8	29,5
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	21 571,2	22 519,6	948,5
Compra a ICE-transmisión (GWh)	643,9	633,7	-10,2
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	7 006,0	7 864,0	858,0
Compra a ESPH-Generación (GWh)	256,0	211,1	-44,9
Compra a ESPH-Generación (Millones de colones)	13 670,9	10 067,6	-3 603,3
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	602,2	593,4	-8,8
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	52 788,7	49 534,6	-3 254,1
Liquidación (millones de colones)	-10 540,6	-9 083,4	-1 457,2

(*) Proyecciones del último estudio vigente ET-078-2017

(**) Información real y proyectada de enero-diciembre 2019

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ESPH

Cuadro N.º 4
Sistema de distribución, Esph
Diferencias entre proyección 2020 e información real

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	398,0	340,5	-57,5
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	20 280,2	18 414,0	-1 866,2
Compra a ICE-transmisión (GWh)	656,0	614,0	-42,0
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	7 400,0	6 932,0	-468,0
Compra a ESPH-Generación (GWh)	258,1	268,8	10,7
Compra a ESPH-Generación (Millones de colones)	10 490,9	11 025,5	534,5
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	656,0	573,1	-83,0
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	46 756,2	45 392,1	-1 364,1
Liquidación (millones de colones)	-8 585,1	-9 020,7	435,6

(*) Proyecciones del último estudio vigente ET-061-2017

(**) Información real y proyectada de enero-diciembre 2020

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ESPH

- xiii. Con base en las estimaciones de la IE y tomando en cuenta la liquidación de ingresos y gastos de los periodos anteriores se propone que los ingresos esperados por la Esph se ajusten en -¢1 516,72 millones para 2022, -¢3 954,21 millones para 2023 y -¢3 750,18 millones para 2024.

- xiv. De acuerdo con lo anterior, es necesario disminuir los ingresos vigentes en un -3,08% para el 2022, -7,89% para el 2023 y en -7,31% para el 2024.
- xv. Se propone que dicha rebaja proceda a partir del 1 de enero del 2022. Con lo cual la empresa distribuidora obtendrá ingresos anuales cercanos a los ¢48 213,67 millones para el año 2022, ¢46 649,06 millones para el año 2023 y ¢48 055,62 millones para el año 2024. El detalle de los resultados anteriores se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N.º5
Sistema distribución, Esph
estimación de ventas anuales de energía
Abonados directos
Ingresos vigentes y propuestos por la IE.
2022 – 2024

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG ^{1/} (millones ¢)	ING.PROP ^{1/} (millones ¢)
2022	607,3	49 737,2	48 213,7
2023	617,7	50 603,3	46 649,1
2024	632,2	51 805,8	48 055,6

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

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

- xvi. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢82,3 a ¢79,8 para el año 2022, ¢82,3 a ¢75,8 para el año 2023 y ¢82,3 a ¢76,3 para el año 2024 (sin considerar el alumbrado público).

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 distribución, se puede consultar a través del expediente electrónico ET-071-2021 y específicamente en la carpeta “Esph Anexos distribución\ETAR-12-2021\ Capítulo 4-Inversiones”; en las cuales encontrarán las carpetas “Macros Distrib 2021-2025, Micros Distrib 2021-2025” que contemplan las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión; dispositivo de

almacenamiento USB (Folio 36), así mismo debe contemplarse la información remitida vía correo disponibles a folio 155 del ET-071-2021.

Así mismo se presenta el análisis de la liquidación del sistema de distribución de la Esph correspondiente los períodos 2019 y 2020, los cuales corresponde a la solicitud tarifaria tramitada bajo los expedientes ET-078-2017 según resolución RIE-026-2018 y ET-080-2019 según resolución RIE-102-2019, respectivamente.

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 "CCE-AAA-Esph-DX-ET-071-2021.xlsx") 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° 6
Porcentaje de Ejecución
Sistema de Distribución, CNFL
2016-2020

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Distribución				
Año	Monto ARESEP (millones de colones)	Monto ESPH (millones de colones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado*
2016	₡ 2 274,87	₡ 1 324,56	58,2%	
2017	₡ 4 510,92	₡ 1 274,27	28,2%	
2018	₡ 4 371,52	₡ 1 364,56	31,2%	
2019	₡ 1 176,44	₡ 842,83	71,6%	
2020	₡ 2 252,40	₡ 2 016,57	89,5%	
Promedio			55,77%	55,77%

*Según Metodología Tarifaria Vigente

El porcentaje promedio de ejecución de un 55,77%, representa la erogación que Esph efectuó en inversión respecto a lo aprobado por la Aresep.

ii. **Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de distribución.**

Una vez analizada la petición de ajuste tarifario presentado por Esph, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, porcentaje de ejecución, a continuación, se presenta los montos solicitados por Esph y la propuesta de adiciones según la IE:

Cuadro N° 7

Sistema de Distribución Propuesta ESPH de Adiciones (Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Macroinversiones	778,20	765,48	1 138,07
Microinversiones	2 596,57	2 339,51	2 300,31
Planta General	4 119,45	67,69	457,81
Adiciones totales	7 494,23	3 172,68	3 896,19

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Cuadro N° 8

Sistema de Distribución Propuesta ARESEP de Adiciones (Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Macroinversiones	432,57	425,75	634,51
Microinversiones	1 173,40	1 184,44	1 065,94
Planta General	2 289,81	37,65	255,25
Adiciones totales	3 895,77	1 647,83	1 955,70

Reconocimiento	51,98%	51,94%	50,20%

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

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

- No reconocimiento de proyectos de reconstrucción por falta de justificación por parte de la Esph.
- Ajustes por índices macroeconómicos.
- Ajustes por porcentaje de ejecución.

iii. Retiro de activos del sistema de distribución.

En el caso de retiro de activos, la Esph sólo presenta retiros para planta general según el cuadro que se encuentra en la pestaña “RETIROS” del archivo digital de cálculos “CCE-AAA-Esph-DX-ET-071-2021.xlsx”. Cabe mencionar que de parte del proceso de inversiones y proceso de calidad se realiza una valoración sobre la concordancia con las adiciones por sustitución de activos. A continuación, se presenta el resumen de retiros.

Cuadro N° 9
Retiros Aresep

Sistema de Distribución			
Retiros			
(Millones de Colones)			
Rubro	Periodo		
	2022	2023	2024
Valor al costo	213,23	21,29	10,68
Valor revaluado	3,92	0,05	0,05
Depreciación costo	147,86	10,23	4,19
Depreciación revaluada	3,80	0,04	0,05

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

iv. Liquidación de adiciones periodos 2019-2020

a. Liquidación periodo 2019

Para el periodo 2019 la Esph presenta una subejecución de 333,61 millones de colones respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-078-2017.

En lo correspondiente a macro inversiones, la Esph presenta una sobre ejecución, dado que este regulador no había reconocido adiciones en el 2019. Sin embargo se realizaron las adiciones correspondientes a las obras que permiten la Acreditación del Laboratorio de Medidores bajo la norma IEC/ISO 17025-2015 y Elaboración de Unidades de verificación Acreditadas bajo la Norma IEC/ISO 17020-2015 por un monto de 151,74 millones de colones. Por su parte en micro inversiones, a pesar de haberse realizado adiciones no reconocidas, se presenta subejecución en lo correspondiente a equipos de comunicación, medición, protección, equipo misceláneo y herramientas mayor en comparación con lo reconocido por el ente regulador, lo cual denota una mala planificación por parte de la Esph en cuánto a los recursos solicitados.

De lo anterior todas las justificaciones presentadas para liquidación del año 2019 se consideran satisfactorias y suficientes para su reconocimiento.

b. Liquidación periodo 2020

Para el periodo 2020 la Esph presenta subejecución de 235,83 millones de colones respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-080-2019.

Específicamente para este período la subejecución se da en micro inversiones y en planta general corporativa en las cuales los montos ejecutados fueron inferiores a los otorgados.

Destaca para este periodo que en macro inversiones no se realizaron 4 proyectos de importancia para los cuales se les había otorgado recursos, debido en algunos casos a que no fue posible cerrar la obra durante 2020 y en otros a que la obra no fue comenzada; sin embargo, se indica que algunas ya fueron finalizadas y otras se encuentran en proceso.

d. Retribución de Capital

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

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 distribución. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
 VCP = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de distribución 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), para mantener la consistencia que indica la metodología se utiliza el corte de la información a diciembre 2020, que es el valor observado más reciente de la mayoría de las variables, de la siguiente manera:

Tasa libre de riesgo (k_f): 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 10
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.

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**.

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

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

Cuadro N.º 11
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 ¢952,20 millones, 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 ¢24 273 millones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de distribución 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 0,039 con lo cual la beta apalancada corresponde **0,24**.

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%**.

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

Cuadro N.º12.
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 **3,32%**.

Cuadro N.º13
Costo del capital propio

Variable	Descripción	Valor
k_l	Tasa libre de riesgo	2,02%
β_a	Coeficiente beta apalancada	0,24
PR	Prima por riesgo	5,33%
k_e	Costo del capital propio $k_e = k_l + \beta_a \cdot PR$	3,32%

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 Esph distribución, 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 **6,29%**.

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 **¢952,20 millones**, 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.

Valor del capital propio (VCP): se consideró un monto de **¢24 273 millones**, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de distribución 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 **3,43%**.

Cuadro N.º 14
Tasa de rédito para el desarrollo

Variable	Descripción	Valor
r_d	Costo del endeudamiento	6,29%
t_i	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (mill de colones)	952
VCP	Valor del capital propio (mil de colones)	24 273
A	VC+VCP (mill de colones)	25 225
k_e	Costo del capital propio	3,32%
R_k	Tasa de rédito para el desarrollo $R_k = r_d \cdot (1 - t_i) \cdot VD/A + k_e \cdot VCP/A$	3,43%

Fuente: Intendencia de Energía.

Todos los cálculos realizados se encuentran en un ZIP anexo 10 que acompaña este informe.

e. Base tarifaria

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

- Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2020 correspondientes al sistema de Distribución de Esph, donde se excluyen los activos totalmente depreciados y los que alcanzaron su valor de rescate.

- Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las incluidas en la petición tarifaria, tanto las aprobadas por el SNE como su correspondiente actualización según la Resolución RE-0093-IE-2019.
- Las adiciones y retiro de activos se tomaron de las cifras detalladas en el apartado “Análisis de inversiones”.

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

Cuadro N° 15
Cálculo del AFNORP
(Datos en millones de colones)

	2022	2023	2024
AFNOR			
ESPH	¢29 404,82	¢28 578,32	¢27 922,45
ARESEP	¢28 621,70	¢27 943,13	¢28 727,10
AFNOR-P			
ESPH	¢28 671,66	¢28 977,29	¢28 221,46
ARESEP	¢27 670,61	¢28 282,42	¢28 335,12
	¢1 001,05	¢694,87	-¢113,65

La diferencia con respecto a lo solicitado por Esph, corresponde a:

- Utilizaron otros datos para el cálculo del AFNOR-P, no se realizó bajo el procedimiento que establece en la metodología tarifaria correspondiente.
- El reconocimiento de adiciones y retiros proyectados para los periodos 2022-2024, tal y como se detalla en el presente informe en la sección c Análisis de Inversiones.

i. Depreciación:

El monto correspondiente a la depreciación al costo como revaluada para los periodos 2022 al 2024 considerando los elementos indicados en el apartado anterior, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 16
Depreciación de los periodos 2022 a 2024
(Datos millones)

	2022	2023	2024
Depreciación Costo			
ESPH	¢1 463,87	¢1 429,65	¢1 477,61
ARESEP	¢1 347,62	¢1 367,47	¢1 407,00
	¢116,25	¢62,18	¢70,60
Depreciación Revaluada			
ESPH	¢546,81	¢517,80	¢484,78
ARESEP	¢643,33	¢617,06	¢617,14
	-¢96,53	-¢99,25	-¢132,36

ii. Capital de trabajo:

De conformidad con la metodología tarifaria vigente, para el cálculo del capital de trabajo se consideran las variables de la cuentas por cobrar, el cual se utiliza la cuenta por cobrar a corto plazo según el estado de situación financiera auditado y la cuenta de venta de bienes y servicios según el estado de resultados auditado para el sistema de distribución y comercialización para los periodos 2019 y 2020 determinando así la rotación de la cuenta por cobrar y el período medio de cobro.

Posteriormente del total de costos y gastos se excluyen aquellos que no representan una salida real de efectivo como lo son las amortizaciones, depreciaciones, pérdida por retiro de activos y la compra de energía al sistema de generación, permitiendo así calcular los costos diarios que desencadenan en el cálculo del capital de trabajo.

El capital de trabajo del sistema de distribución se estimó en ¢122,3 ¢121,5 y ¢124,9 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Cuadro N° 17
Capital de trabajo calculado por la IE
para los periodos del 2022 al 2024

	2022	2023	2024
Total de costos	¢ 46.404.195.256,29	¢ 46.727.703.544,96	¢ 48.155.662.282,88
Costos sin considerar	¢ 38.955.907.985,55	¢ 39.323.584.372,81	¢ 40.548.258.505,78
Costos para el análisis	¢ 7.448.287.270,75	¢ 7.404.119.172,15	¢ 7.607.403.777,10
Costos Diarios	¢ 20.689.686,86	¢ 20.566.997,70	¢ 21.131.677,16
Capital de Trabajo	¢ 122.321.510,14	¢ 121.596.147,60	¢ 124.934.643,95

f. Análisis financiero

i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones

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

- Garantizar el equilibrio financiero del sistema de generación, bajo el principio del servicio al costo.
- Procurar el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, necesarios para prestar en forma óptima del servicio público de distribución de energía eléctrica.
- Para el análisis de los gastos del sistema de distribución correspondientes a los periodos 2019 y 2020, se utilizaron los estados financieros auditados con corte a diciembre 2019 y 2020.
- Para el análisis de las diferentes partidas se utilizó los datos reales presentados a diciembre 2019 y 2020 por Esph, el cual concuerda con los estados financieros auditados, el estado de resultados tarifarios y permite la trazabilidad de las diferentes cuentas de contabilidad regulatoria, centro

de costos al que pertenece y las cuentas contables de la empresa que conforman la partida regulatoria.

- *Se verifican los datos incluidos en los formularios financiero-contables, de tal manera que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes. Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto al indicador económico de proyección correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.).*
- *Se definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
 - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
 - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- *Para el análisis de las partidas relevantes se valoraron las justificaciones y documentación de respaldo que presentó la empresa.*
 - ***Cuenta salarios y relacionadas:***

Las cuentas de salarios y relacionadas con excepción de las vacaciones y las prestaciones legales, se encuentran conciliadas con las bases de datos, no obstante, se evidencia que cargan algunos montos de funcionarios de telecomunicaciones, acueducto, hidrantes y tarifa hídrica, servicios que no se está tarifando en esta ocasión, por lo que dichos montos no son incorporados en las liquidaciones.

Para efecto de las cargas sociales, a los montos depurados de salarios se les aplicó los siguientes porcentajes según correspondía:

Cuotas de cargas sociales		
Concepto	2019	2020
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,08%	5,25%
Banco Popular Cuota	0,25%	0,25%
Banco Popular Aporte	0,25%	0,25%
INA	1,50%	1,50%
IMAS	0,50%	0,50%
Fondo de Capitalización Laboral	3,00%	3,00%
Fondo de pensiones complem.	0,50%	0,50%
INS por L.P.T	1,00%	1,00%
Asignaciones Familiares	5,00%	5,00%
TOTAL CCSS Patronal	24,33%	24,50%

Fuente: Intendencia de Energía.

- **Provisiones y estimaciones:** Sobre las cuentas contables que se originan en el reconocimiento de una provisión o estimación de un gasto, como por ejemplo vacaciones, prestaciones legales o incobrables, esta Autoridad comprende que las empresas deben realizar sus registros contables de conformidad con lo que estable la normativa correspondiente. No obstante, no es la Aresep un órgano de fiscalización contable ni le corresponde velar por la debida aplicación de las citadas normas, pues no constituyen estas facultades otorgadas a la institución. Así entonces basados en los principios que rigen el accionar regulatorio, que si es resorte de esta Autoridad lo procedente es, reconocer en la tarifa los montos realmente erogados por estos conceptos, en consecuencia, los respaldos y justificaciones que sustentan estas cuentas no necesariamente coincidirán con los registros contables.

- **Cuenta 600-010-010-017-000 Vacaciones:**

La IE mediante el oficio OF-0815-IE-2021 (folio del 114 al 117) consultó sobre los montos realmente erogados por este concepto, la Esph aclaró mediante el oficio GER-703-2021 visible a folio 141 en lo que interesa, que:

Respuesta: El monto registrado en la cuenta 600-010-010-017-000 de vacaciones corresponde al registro de la provisión conforme lo establecido en la NIC37 sobre "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes", ...

Pese a lo anterior y en vista que el registro de la provisión de vacaciones se asumió a partir de diciembre del año 2019, el gasto por el disfrute de vacaciones real forma parte de los montos contenidos en la cuenta 600-010-010-001-000 de Salario Base.

En cuanto al período 2020, en primera instancia cabe señalar que lo que se contempla en la liquidación para dicho período corresponde al gasto real por vacaciones, cuyo ajuste se muestra en la hoja “Homologación 2020”, del archivo “Comparativo Generación 2020” del capítulo 7, columna “R”, Línea “17”, por un monto de \$42 702 576,5, excluyendo el registro de la provisión de \$56 222 583,50; este cálculo está asociado al archivo “Disfrute vacaciones”, ...

En consecuencia, de conformidad con la respuesta de la Esph, para el 2019, no se reconoce ningún monto por este concepto y para el 2020 se incorpora en el cálculo el monto señalado por la Esph.

○ **Cuenta 600-010-010-003-000-000 Prestaciones legales:**

La IE mediante el oficio OF-0815-IE-2021 (folio del 114 al 117) consultó sobre los montos realmente erogados por este concepto, la Esph aclaró mediante el oficio GER-702-2021 visible a folio 141 en lo que interesa, que:

Para el año 2019 se adjunta el archivo denominado “Cesantía”, con el detalle de los pagos realizados por este concepto durante dicho período. El siguiente cuadro resume lo cancelado propiamente por funcionarios del negocio de Generación que fueron liquidados y la proporción que corresponde asumir por liquidación a funcionarios de Planta General.

No obstante en sus estados financieros auditados 2020 sobre las prestaciones legales, se indicó:

*La legislación laboral requiere el pago de auxilio de cesantía al personal despedido sin justa causa, por pensión o por muerte, equivalente a dos tercios de mes por cada año de servicio continuo. **Esph, S.A. registra como gasto por prestaciones legales y traspasa mensualmente los fondos correspondientes al Fondo***

de Retiro, Ahorro y Préstamo (FRAP). Este Fondo es una entidad creada bajo el decreto ejecutivo número 4275, del 14 de diciembre de 1968 y cuyo propósito es cubrir el pago de las prestaciones legales de los empleados.

... El objetivo principal del Fondo es dotar a Esph S.A. de un fondo para afrontar el pago de las prestaciones legales del personal que labora para dicha Empresa, contar con un fondo de retiro para el personal que deja de laborar para Esph S.A. así como brindar a los funcionarios de la Empresa la posibilidad de tener acceso a créditos para ayudar a satisfacer sus necesidades personales, así como sus necesidades de vivienda.

El Fondo de Retiro, Ahorro y Préstamo (FRAP), es financiado principalmente a través de los aportes de los empleados de Esph, S.A. que voluntariamente se afilian al Fondo. También se financia por el aporte de la Empresa, el cual es del porcentaje correspondiente al auxilio de cesantía. **Los aportes de Esph, S.A. al FRAP son del 8% (7% + 1 %) del salario ordinario del personal que labora para Empresa...** (el resaltado no es del original)

Para efectos de las liquidaciones por este concepto se reconoció un 8% del salario ordinario a todos los empleados, en la cuenta 600-010-020-005-000-000 F.R.A.P. No se computa ningún monto adicional ya que según se indica en los EEFF auditados, con este fondo es que se afronta el cargo por prestaciones legales. Asimismo en la hoja de cálculo donde se muestran los montos erogados se indica “pagados por el FRAP”.

○ **Cuenta 600-010-100-005-000-000 Servicios diversos:**

En esta cuenta se registran honorarios profesionales y gastos de diferente índole, la Esph solicitó como uno de los ítems de esta cuenta y la cuenta de administración de planta general, el reconocimiento de un porcentaje del gasto del médico de empresa y del servicio de fisioterapeuta, justificándolo como necesario para el buen desempeño de los trabajadores, además que considera que constituye una obligación legal de conformidad con los artículos 273 y 282 del Código de Trabajo.

Sobre el reconocimiento de este rubro es necesario indicar que a criterio de esta Intendencia no debe confundirse el derecho que tiene el empleador de dotar a sus trabajadores con beneficios que considere oportunos para su personal, con aquellos gastos que deben ser reconocidos tarifariamente, por ser necesarios para la prestación del servicio.

Sobre las obligaciones obrero-patronales y el cumplimiento de las leyes de salud ocupacional se ha manifestado la Sala II de la Corte Suprema de Justicia en los siguientes términos:

“... es importante tomar en cuenta que al declararse la obligatoriedad y la universalidad del seguro contra los riesgos del trabajo, surgió la directa e ineludible responsabilidad de todo empleador de asegurar a sus trabajadores (artículos 193, 201 y 204 del Código de Trabajo); de forma tal que, le corresponde al ente asegurador, en todos los casos, cubrir siempre las respectivas prestaciones médico-sanitarias, de rehabilitación y en dinero, previstas en la normativa, ante cualquier riesgo laboral (artículos 206 y 232, ídem)”. Sala II de la Corte Suprema de Justicia. Resolución 00324-2009 de 24 de abril de 2009.

Así las cosas, esta Intendencia ha insistido en que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud ocupacional, se reconoce con el respectivo pago de la seguridad social y la póliza de riesgos de trabajo en las cuentas correspondientes, razón por la cual no se reconocen los costos de Médico de empresa y servicio de fisioterapeuta en los términos solicitados por la Esph, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593, dichos conceptos son excluidos de las liquidaciones.

- **Cuenta 600-010-342-000-000-000 Impuesto al valor agregado (IVA)**

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 Esph llenó un formulario que se le suministró.

La IE mediante el oficio OF-0820-IE-2021, le requirió información respecto al cálculo del IVA (folio 193-194).

La Esph da respuesta a la información requerida mediante el oficio GER-712-2021 (folio 223-224), se aportó el oficio DGH-551-2019 DGT-1829-2019, señalando en lo que interesa:

...En conclusión la Empresa de Servicios Públicos de Heredia mantiene la vigencia de la exoneración otorgada para el Impuesto General sobre las Ventas establecida en los artículos 152 de la Ley N° 6995 y 36 inciso 14) de la Ley N° 7040. En consecuencia se encuentra exonerada del Impuesto sobre el Valor Agregado temporalmente, manteniendo dicha exoneración únicamente para el ejercicio presupuestario vigente (2019), por cuanto al ser una Institución Pública perderá el beneficio 9 acorde a lo establecido en el Transitorio XIV, debiendo sujetarse al pago del IVA a partir del 1 de enero de 2020.

En concordancia con lo externado por el Ministerio de Hacienda no se reconoce tarifariamente para el 2019, ningún monto asociado al Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Asimismo facilitó una certificación de un Contador Público Autorizado que muestra únicamente el detalle mensual con los montos reportados por Esph al Ministerio de Hacienda para el 2019 y 2020, para las ventas siendo omisa en cuanto a las compras.

En el caso de distribución el dato solicitado por la empresa como gasto por IVA es igual al presentado en el formulario.

○ **Cuenta 600-010-210-001-000-000 Canon de regulación**

El canon de regulación fue actualizado cada año, según el monto erogado.

- **Cuenta 600-010-210-001-000-000 Gastos administrativos de planta general**

En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se consideraron los conductores o drivers de la Esph, analizando los conceptos de gastos de manera individualizada. Es importante indicar que todos los conceptos son computados regulatoriamente en la cuenta 600-030-000-000-000-000, sin embargo a la hora de presentar las justificaciones la Esph detalla cada concepto utilizando otra cuenta contable, lo que genera confusión y ambigüedad, asimismo la cuenta 600-030-000-000-000-000 tuvo cargo a diferentes actividades y no solo a los gastos administrativos por lo que en esta ocasión se analiza la aprobación de estos costos siguiendo el detalle presentado por la Esph, sin embargo para futuras liquidaciones aquellos cargos que impacten otras actividades distintas a la administrativa no serán admitidos en esta cuenta, por otra parte se indica que el sistema de generación no acarrea cargos de la actividad de comercialización, no obstante al liquidar los datos si se incorporan cargos por esta actividad, dado que la información presentada por la Esph indica en algunos cálculos que los gastos pertenecen a comercialización y en otras ocasiones a gastos no recurrentes. Esta confusión provocó que la cuenta tuviese que ser analizada de manera independiente.

ii. Criterios regulatorios aplicados para las proyecciones

Los criterios utilizados por la IE para analizar la proyección de costos y gastos del servicio de distribución (2022 al 2024) son los siguientes:

- **Año base**

En lo que respecta a la proyección del periodo 2022 al 2024 la Esph proyectó algunos costos considerando los datos con corte a junio 2021 y otros por inflación, incluyendo algunos gastos como extraordinarios.

La IE considera que para incorporar datos con la ejecución real del primer semestre del 2021 y proyecciones para el resto del periodo, se requería que estos estuvieran justificados y avalados para poder sustentar adecuadamente las estimaciones, inclusive considerar con especial atención la estacionalidad de cada uno de los gastos, considerando que el primer semestre no necesariamente corresponde a la realidad del resto del periodo para todos los rubros.

En concordancia con lo anterior para las proyecciones la IE utilizó como años base el 2020, con los ajustes correspondientes a su liquidación, actualizó el 2021 aplicando índices, y este se convirtió en la base de proyección para el 2022 y así sucesivamente. Asimismo se revisaron las justificaciones presentadas por la empresa para los gastos no recurrentes o extraordinarios, este análisis se presentará en la respectiva sección.

- *Los indicadores de inflación y tipo de cambio utilizados en la estimación de costos y gastos para los años 2022, 2023 y 2024 son los detallados en la sección 2.a (Parámetros utilizados).*
- *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual es diferente a dicho indicador), si la empresa justificó adecuadamente dicha variación se considera el dato que indica la empresa.*
- *Se cotejan los datos de la cuenta de salarios con los reportes presentados a la Caja Costarricense de Seguro Social.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente que no se presentarán en el futuro según lo indicado por la empresa.*
- *Para asignar los costos y gastos comunes entre actividades y segregados de conformidad con la estructura de contabilidad regulatoria, se consideraron los conductores o drivers del petente.*

iii. 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.

Por lo anterior en el siguiente apartado se hará el análisis de los costos y gastos presentados por Esph, a la luz de la normativa y los principios que regulan las fijaciones tarifarias.

iv. Diferencias entre los resultados de la IE lo propuesto por la Esph

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

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este documento.

En este contexto, cabe recordar que, tal y como se indicó en la sección III.2.f.iii. del presente informe 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.

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 ya analizadas, 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, atentaría 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. Lo anterior 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.

▪ **Liquidación de gastos 2019:**

En el apartado N°8 de la petición tarifaria denominado “Capítulo 8-Liquidación” específicamente en los archivos “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2019.xlsx”, “Comparativo Gastos Distribución.xlsx” y “Administración 2019.xlsx” se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2019 remitido por Esph, el cual asciende a un monto de -¢1 857,91 millones por efecto de ingresos, costos y gastos y por efecto de rédito ¢289 millones, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 18
Liquidación del periodo 2019 solicitado Esph
(Datos millones).

Liz	ITAz	GTAz
-¢1.857,91	-¢1.519,71	¢338,20

Fuente: Intendencia de Energía con datos de Esph.

Del resultado del análisis realizado por la IE, se determinó que como liquidación del periodo 2019 el monto de -¢1 453,00 millones, los cuales corresponden a -¢1 397,50 millones por efecto de ingresos, costos y gastos y -¢55 millones por efecto rédito.

Cuadro N° 19
Resumen liquidación del periodo 2019 Aresep
(Datos millones).

Liz	ITAz	GTAz
-¢1.397,50	-¢3.254,10	-¢1.856,60
Ajuste rentabilidad	-¢55,90	
Liquidación total		
2019	-¢1.453,40	

Fuente: Intendencia de Energía.

Las principales diferencias se dan en el gasto total ajustado (GTaz), por el efecto de las compras de energía (tal y como se detalla en el presente informe en la sección b Análisis de mercado.)

El comparativo correspondiente al periodo 2019 se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 20
Liquidación del periodo 2019 Aresep
(Datos millones).

GTaz	Esph	Aresep
Compras de energía	¢257,67	-¢1.796,90
O&M	¢241,91	
Comercialización	¢93,17	
Administrativos	-¢175,76	
Investigación y Desarrollo	-¢9,75	
Social ambiental	¢4,93	¢95,39
Depreciaciones	-¢90,66	
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢5,43	
Otros gastos	¢156,19	
Gastos Financieros Tarifarios	¢10,16	
Gastos no considerados para Liquidación	-¢155,09	-¢155,09
Subtotal Costos Operación y Mantenimiento	¢80,53	-¢59,70
Total	¢338,20	-¢1.856,60

Fuente: Intendencia de Energía.

Con respecto a los costos de operación, mantenimiento, administrativos la información presento una limitante para darle trazabilidad y vinculación entre las cuentas de Esph y lo correspondiente a contabilidad regulatoria, dado lo anterior y la justificaciones presentadas por Esph en los folios XX se realiza el reconocimiento de ¢95,39 millones, ¢140 millones menos de los solicitado, debido a esto la principal diferencia corresponde a la duplicidad en la cuenta de provisión de vacaciones la cual Esph indica que el correcto registro se debe realizar en la cuenta de salario base, esta doble registro resulto en un no reconocimiento de ¢70 millones, no se reconocieron ¢10,15 millones de gastos financieros, ¢15 millones de medico de empresa y fisioterapeuta, y ¢45 millones de gastos administrativos aplicados, debido por no estar relacionado con la prestación del servicio público según lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

▪ **Liquidación de gastos 2020:**

En el apartado N°8 de la petición tarifaria denominado “Capítulo 8-Liquidación” específicamente en los archivos “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2020.xlsx”, “Justif_Gtos_Distrib_2020.xlsx”, “Administración 2020.xlsx” y “Cuadros para liquidación.xlsx” se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2020 remitido por la empresa, el cual asciende a un monto de -¢931,83 millones y ¢85 millones por efecto de rédito, para un efecto total de -¢845,89 millones, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 21		
Liquidación del periodo 2019 solicitado Esph		
(Datos millones).		
Liz	ITAz	GTAz
-¢931,83	-¢1.772,95	-¢841,12

Fuente: Intendencia de Energía con datos de Esph.

Del resultado del análisis realizado por la IE, se determinó que como liquidación del periodo 2020 el monto de -¢403,07 millones, los cuales corresponden a - ¢158,07 millones por efecto de ingresos, costos y gastos y -¢245 millones por efecto rédito.

Cuadro N° 22			
Liquidación del periodo 2020 Aresep			
(Datos millones).			
	Liz	ITAz	GTAz
	-¢158,07	-¢1.364,10	-¢1.227,66
Ajuste rentabilidad	-¢245,00		
Liquidación total 2020	-¢403,07		

Fuente: Intendencia de Energía.

Las principales diferencias se dan en el gasto total ajustado (GTAz), por el efecto de las compras de energía (tal y como se detalla en el presente informe en la sección b Análisis de mercado.) El comparativo correspondiente al periodo 2019 se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 23
Liquidación del periodo 2019 Aresep
(Datos millones).

GTaz	Esph	Aresep
Compras de energía	-¢1.472,12	-¢1.799,60
O&M	¢626,06	¢619,24
Comercialización	-¢102,33	-¢102,33
Administrativos	-¢323,04	-¢365,65
Canon regulación	¢7,82	¢7,82
Investigación y Desarrollo	¢9,55	¢9,55
Social ambiental	¢19,80	¢19,80
Depreciaciones	¢270,05	¢270,05
Perdidas por deterioro y desvalorización	¢4,58	¢0,00
Otros gastos	¢46,35	¢46,35
IVA	¢372,06	¢372,06
Gastos Financieros Tarifarios	¢5,04	¢0,00
Gastos no considerados para Liquidación	-¢304,94	-¢304,94
Subtotal Costos Operación y Mantenimiento	¢631,00	¢571,94
Total	-¢841,12	-¢1.227,66

Las principales diferencias con respecto a los costos de operación corresponden a ¢6,8 millones correspondientes a la cuenta de materiales y suministros que no se aportó justificación sobre la ejecución realizada en el periodo 2020, ¢42,6 millones correspondientes a gastos administrativos aplicados tanto para los periodos 2019 y 2020, de los cuales ¢30 millones correspondientes a depreciación sobre activos que la empresa no remitió el cálculo y auxiliar correspondiente.

En la cuenta correspondiente de servicios profesionales (600-010-100-007-000-000) se registró lo correspondiente al contrato de médico y fisioterapeuta el cual no se reconoce el monto de ¢15,3 millones y ¢10 millones.

La empresa solicitó el reconocimiento de un porcentaje del gasto del médico de empresa y del servicio de fisioterapeuta, justificándolo como necesario para el buen desempeño de los trabajadores, además que considera que constituye una obligación legal de conformidad con los artículos 273 y 282 del Código de Trabajo.

Sobre el reconocimiento de este rubro es necesario indicar que a criterio de esta Intendencia no debe confundirse el derecho que tiene el empleador de dotar a sus trabajadores con beneficios que considere oportunos para su personal, con

aquellos gastos que debe ser reconocidos tarifariamente, por ser necesarios para la prestación del servicio.

Sobre las obligaciones obrero-patronales y el cumplimiento de las leyes de salud ocupacional se ha manifestado la Sala II de la Corte Suprema de Justicia en los siguientes términos:

“... es importante tomar en cuenta que al declararse la obligatoriedad y la universalidad del seguro contra los riesgos del trabajo, surgió la directa e ineludible responsabilidad de todo empleador de asegurar a sus trabajadores (artículos 193, 201 y 204 del Código de Trabajo); de forma tal que, le corresponde al ente asegurador, en todos los casos, cubrir siempre las respectivas prestaciones médico-sanitarias, de rehabilitación y en dinero, previstas en la normativa, ante cualquier riesgo laboral (artículos 206 y 232, ídem)”. Sala II de la Corte Suprema de Justicia. Resolución 00324-2009 de 24 de abril de 2009.

Así las cosas, esta Intendencia ha insistido en que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud ocupacional, se reconoce con el respectivo pago de la seguridad social y la póliza de riesgos de trabajo, razón por la cual no se reconocen los costos de Médico de empresa y servicio de fisioterapeuta en los términos solicitados por la Esph, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593.

b) Estimaciones para los periodos del 2022 al 2024:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección “II METODOLOGIA TARIFARIA” de este documento.

En este contexto, cabe recordar que, tal y como se indicó en la sección III.2.f.iii. del presente informe 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.

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 ya analizadas, 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, atentaría 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. Lo anterior 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.

Estimación de otros ingresos del 2022 al 2024:

Para la cuenta de otros ingresos del 2022 al 2024, se mantienen los datos presentados por Esph, en virtud de que estas transacciones regularmente cuentan con un comportamiento que no mantiene relación con la ejecución histórica y es la empresa la que mejor los puede estimar.

Estimación de costos y gastos del 2022 al 2024:

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la empresa y lo incorporado dentro del ejercicio tarifario por Aresep:

Cuadro N° 24
Comparativa proyección costos y gastos Esph-Aresep
(Datos millones).

DESCRIPCIÓN	2022 Esph	2022 Aresep	Var. Abs.		2023 Esph	2023 Aresep	Var. Abs.		2024 Esph	2024 Aresep	Var. Abs.
Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.502,82	¢3.216,39	¢286,43		¢3.578,91	¢3.265,32	¢313,59		¢3.662,58	¢3.326,16	¢336,43
Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢634,68	¢693,64	-¢58,96		¢648,77	¢711,47	-¢62,70		¢664,59	¢725,04	-¢60,44
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.742,93	¢1.784,04	-¢41,11		¢1.864,98	¢1.750,61	¢114,38		¢1.792,83	¢1.814,25	-¢21,42
Gastos de investigación y desarrollo	¢76,20	¢65,60	¢10,61		¢81,26	¢67,04	¢14,22		¢78,49	¢68,51	¢9,97
Gastos sociales y ambientales	¢33,79	¢31,44	¢2,35		¢35,26	¢32,13	¢3,13		¢35,09	¢32,84	¢2,25
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.815,83	¢1.347,62	¢468,21		¢1.774,63	¢1.367,47	¢407,16		¢1.741,66	¢1.407,00	¢334,66
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢546,81	¢643,33	-¢96,53		¢517,80	¢617,06	-¢99,25		¢484,78	¢617,14	-¢132,36
Gastos financieros	¢6,91	¢0,00	¢6,91		¢9,33	¢0,00	¢9,33		¢6,39	¢0,00	¢6,39
Otros gastos	¢328,23	¢318,88	¢9,35		¢336,33	¢325,90	¢10,44		¢343,84	¢333,07	¢10,77
IVA	¢1.711,59	¢1.338,30	¢373,29		¢1.791,86	¢1.251,65	¢540,20		¢2.470,11	¢1.307,54	¢1.162,57

Fuente: Intendencia de Energía.

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

Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio:

La principal diferencia con respecto a los solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no apporto justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplico el indicador de proyección (Inflación según corresponda), dando como resultado la aprobación por ¢3 216,39 , ¢3 265,32 y ¢3 326,16 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Costos comerciales asociados al servicio de distribución:

La principal diferencia con respecto a los solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no apporto justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplico el indicador de proyección (Inflación según corresponda), dando como resultado la aprobación por ¢693 , ¢711 y ¢725 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

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

La principal diferencia con respecto a los solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no apporto justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplico el indicador de proyección (Inflación según corresponda), dando como resultado la aprobación por ¢1 784 , ¢1 751 y ¢1 814 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

En la cuenta 600-010-210-001-000-000 de Esph, dentro de gastos administrativos se registra el canon de regulación el cual se estima en ¢57,1 millones para el 2022, ¢58,44 millones para el 2023 y ¢59,7 millones para el 2024.

Gastos de Investigación y Desarrollo y Socioambientales asociados al servicio de distribución:

La principal diferencia con respecto a los solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no apporto justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplico el indicador de proyección (Inflación según corresponda), dando como resultado la aprobación para la cuenta de investigación y desarrollo ¢65,6 , ¢67,04 y ¢68,5 millones para los años 2022, 2023 y 2024

respectivamente, con respecto a la cuenta socioambiental se reconocen los montos de ¢31,4 , ¢32,13 y ¢32,84 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Otros gastos:

La principal diferencia con respecto a los solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no apporto justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplico el indicador de proyección (Inflación según corresponda, en el caso de la cuenta denominada 600-010-230-000-000-000 comisión por cobros a los abonados se consideran los montos de ¢312, 6 millones, ¢318,81 millones y ¢325,89 millones para los años 2022, 2023 y 2024 respectivamente.

Impuesto al valor agregado (IVA):

Con respecto a la variable denominada impuesto al valor agregado, Aresep mediante el oficio OF-0820-IE-2021 ubicado en el folio 139 del ET-071-2021, se le solicito a Esph:

En los estados financieros auditados sobre el impuesto al valor agregado (IVA), entre otras cosas se señala:

Hasta el 31 de diciembre la Esph mantuvo el derecho de realizar el trámite de exoneración de aquellas compras asociadas estrictamente a la prestación de los servicios públicos. Esta exoneración se mantuvo en atención al TRANSITORIO XIV de la Ley 9635. En aquellos casos en donde la factura no fue exonerada se canceló el monto correspondiente al IVA soportado que en todos los casos fue del 13%.

Justificar la inclusión de "Gastos por IVA" en el ejercicio 2019, aportar la resolución de la Dirección General de Hacienda mediante la cual, se le otorgó la exoneración mencionada en los EEFF.

Para el 2019 (si procede) y 2020, suministrar una certificación de un CPA que contenga lo siguiente:

1. Los montos mensuales por concepto de "iva soportado", "crédito fiscal" y "gasto o proporción sin derecho a crédito", a nivel total de la

empresa, mostrando por separado la porción correspondiente al Sector Eléctrico.

2. Los montos mensuales de las ventas clasificadas por porcentaje de IVA aplicado y ventas exentas, detallando el monto de ventas y el IVA cobrado, a nivel total de la empresa, mostrando por separado la porción correspondiente al Sector Eléctrico.

Para el caso del 2022 al 2024, aportar los insumos (ventas y compras) para determinar la partida “Gastos por IVA no acreditable (prorrata)” y justificar el origen de sus proyecciones.

En la información aportada por la Esph mediante el oficio GER-712-2021 en el folio 156 se responde a lo solicitado por la IE de manera parcial, ya que la declaración jurada presentada concilia únicamente el IVA por ventas, en cuanto al IVA por compras no es consistente entre los diferentes archivos aportados por Esph.

Dado lo anterior, en la proyección por IVA, Esph está solicitando que se incluyan en la estimación el 100% de compras de energía, costos y gastos totales e inversiones, al no contar con información trazable sobre cuales costos y gastos la empresa estaría pagando IVA, se procede a realizar el cálculo sobre las compras de energía e inversiones, de los cuales se reconoce como gasto para los periodos 2022, 2023 y 2024 los montos de \$1 338,30 millones, \$1 251,65 millones y \$1 307,54 millones respectivamente, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 25
Proyección IVA-Periodos 2022-2023-2024
(Datos millones).

Variables	2022	2023	2024
Prorrata total	64,63%	64,63%	64,63%
Compras de energía y potencia	25209,8	25573,3	26480,8
Infraestructura	\$3.895,77	\$1.647,83	\$1.955,70
Total	\$29.105,57	\$27.221,13	\$28.436,50
IVA pagado	\$3.783,72	\$3.538,75	\$3.696,74
IVA con derecho a crédito fiscal	\$2.445,42	\$2.287,09	\$2.389,21
Diferencia por incluir como gasto	\$1.338,30	\$1.251,65	\$1.307,54

Fuente: Intendencia de Energía.

v. Consideraciones para estudios posteriores

Del análisis realizado tal y como se indicó en el apartado II y III, del inciso 2.f se determinaron diferencias importantes en las bases de proyección utilizadas por Esph con respecto a la utilizada por Aresep. Asimismo, se determinaron algunas cuentas que pueden ocasionar confusión debido a la extensión y desvinculaciones entre saldos y archivos de cálculo presentados de la Esph, razón por la cual se recomienda que para próximos estudios tarifarios se presente de forma clara la justificación correspondiente con los respaldos que sean necesarios y los archivos debidamente conciliados.

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

vi. 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 3,43%, se concluye que el servicio de distribución de energía eléctrica que presta Esph requiere un ajuste en sus ingresos por -¢1 516,72 millones para el periodo 2022, lo que representa una disminución del -3,08 en la tarifa, a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Para el periodo 2023, Esph requiere un ajuste en sus ingresos por -¢3 954,21 millones, lo que representa una disminución del -7,89% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2023 y hasta el 31 de diciembre de 2023.

Para el periodo 2024, Esph requiere un ajuste en sus ingresos por -¢3 750,18 millones, lo que representa una disminución del -7,31% en la tarifa a partir del 01 de enero del 2024.

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

Cuadro N° 26
Esph sistema de generación
Estado de resultados 2022
Cifras en millones

Sistema de Distribución		2022			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢52.104,43	¢48.213,67	¢3.890,76	7,47%
4.9.	Otros Ingresos	¢1.074,15	¢1.032,16	¢41,99	3,91%
	Liquidación del periodo anterior 2019-2	-¢1.207,25	-¢1.895,07	¢687,82	-56,97%
	Total de ingresos regulados	¢51.971,33	¢47.350,77		
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	¢40.456,63	¢36.964,95	¢3.491,68	8,63%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.502,82	¢3.216,39	¢286,43	8,18%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢634,68	¢693,64	-¢58,96	-9,29%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.852,83	¢1.784,04	¢68,79	3,71%
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	¢76,20	¢65,60	¢10,61	13,92%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	¢33,79	¢31,44	¢2,35	6,95%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.815,83	¢1.347,62	¢468,21	25,78%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢546,81	¢643,33	-¢96,53	-17,65%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
5.13	Gastos financieros	¢6,91	¢0,00	¢6,91	100,00%
5.14	Otros gastos	¢328,23	¢318,88	¢9,35	2,85%
	IVA	¢1.711,59	¢1.338,30	¢373,29	21,81%
	Total de gastos	¢50.966,32	¢46.404,20	¢4.562,13	8,95%
	Utilidad o pérdida de operación	¢1.005,01	¢946,57	¢58,44	5,81%
	AFNOR-PROMEDIO	¢28.671,66	¢27.670,61	¢1.001,05	3,49%
	CAPITAL DE TRABAJO	¢532,59	¢122,32	¢410,27	77,03%
	BASE TARIFARIA	¢29.204,25	¢27.792,93	¢1.411,32	4,83%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,44%	3,41%		

Cuadro N° 27
Esph sistema de generación
Estado de resultados 2023
Cifras en millones

Sistema de Distribución		2023			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢53.023,11	¢46.649,06	¢6.374,05	12,02%
4.9.	Otros Ingresos	¢1.098,15	¢1.054,87	¢43,28	3,94%
	Liquidación del periodo anterior	-¢1.207,25		-¢1.207,25	100,00%
	Total de ingresos regulados	¢52.914,00	¢47.703,93	¢5.210,08	9,85%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	¢41.145,51	¢37.339,06	¢3.806,46	9,25%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.578,91	¢3.265,32	¢313,59	8,76%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢648,77	¢711,47	-¢62,70	-9,66%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.977,60	¢1.750,61	¢227,00	11,48%
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	¢81,26	¢67,04	¢14,22	17,50%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	¢35,26	¢32,13	¢3,13	8,87%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.774,63	¢1.367,47	¢407,16	22,94%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢517,80	¢617,06	-¢99,25	-19,17%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
5.13	Gastos financieros	¢9,33	¢0,00	¢9,33	100,00%
5.14	Otros gastos	¢336,33	¢325,90	¢10,44	3,10%
	IVA	¢1.791,86	¢1.251,65	¢540,20	30,15%
	Total de gastos	¢51.897,27	¢46.727,70	¢5.169,57	9,96%
	Utilidad o pérdida de operación	¢1.016,73	¢976,22	¢40,51	3,98%
	AFNOR-PROMEDIO	¢28.977,29	¢28.282,42	¢694,87	2,40%
	CAPITAL DE TRABAJO	¢547,29	¢121,60	¢425,69	77,78%
	BASE TARIFARIA	¢29.524,58	¢28.404,02	¢1.120,56	3,80%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,44%	3,44%		

Cuadro N° 28
Esph sistema de generación
Estado de resultados 2024
Cifras en millones

Sistema de Distribución		2024			
Codigo	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
Contabilidad Regulatoria					
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢52.278,69	¢48.055,62	¢4.223,07	8,08%
4.9.	Otros Ingresos	¢1.119,62	¢1.078,07	¢41,55	3,71%
	Liquidación del periodo anterior	¢0,00		¢0,00	
	Total de ingresos regulados	¢53.398,31	¢49.133,69	¢4.264,62	7,99%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	¢41.014,37	¢38.524,11	¢2.490,25	6,07%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.662,58	¢3.326,16	¢336,43	9,19%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢664,59	¢725,04	-¢60,44	-9,09%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.907,96		¢93,71	
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	¢78,49	¢68,51	¢9,97	12,71%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	¢35,09	¢32,84	¢2,25	6,41%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.741,66	¢1.407,00	¢334,66	19,21%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢484,78	¢617,14	-¢132,36	-27,30%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
5.13	Gastos financieros	¢6,39	¢0,00	¢6,39	100,00%
5.14	Otros gastos	¢343,84	¢333,07	¢10,77	3,13%
	IVA	¢2.470,11	¢1.307,54	¢1.162,57	47,07%
	Total de gastos	¢52.409,86	¢48.155,66	¢4.254,19	8,12%
	Utilidad o pérdida de operación	¢988,46	¢978,03	¢10,42	1,05%
	AFNOR-PROMEDIO	¢28.221,46	¢28.335,12	-¢113,65	-0,40%
	CAPITAL DE TRABAJO	¢560,20	¢124,93	¢435,27	77,70%
	BASE TARIFARIA	¢28.781,67	¢28.460,05	¢321,62	1,12%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,43%	3,44%		

Cuadro N° 29
Composición de la variación tarifaria
millones

Composición de la variación en la tarifa	Aprobado Aresep	% de disminución
<i>Liquidación del periodo 2019</i>	-¢1 492,00	
<i>Liquidación del periodo 2020</i>	-¢403,00	
<i>Efecto Ordinario 2022 + liquidaciones</i>	-¢1 516,72	-3,08%
<i>Efecto Ordinario 2023</i>	-¢3 954,21	-7,89%
<i>Efecto Ordinario 2024</i>	-¢3 750,18	-7,31%

Fuente: Elaboración propia.

IV. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

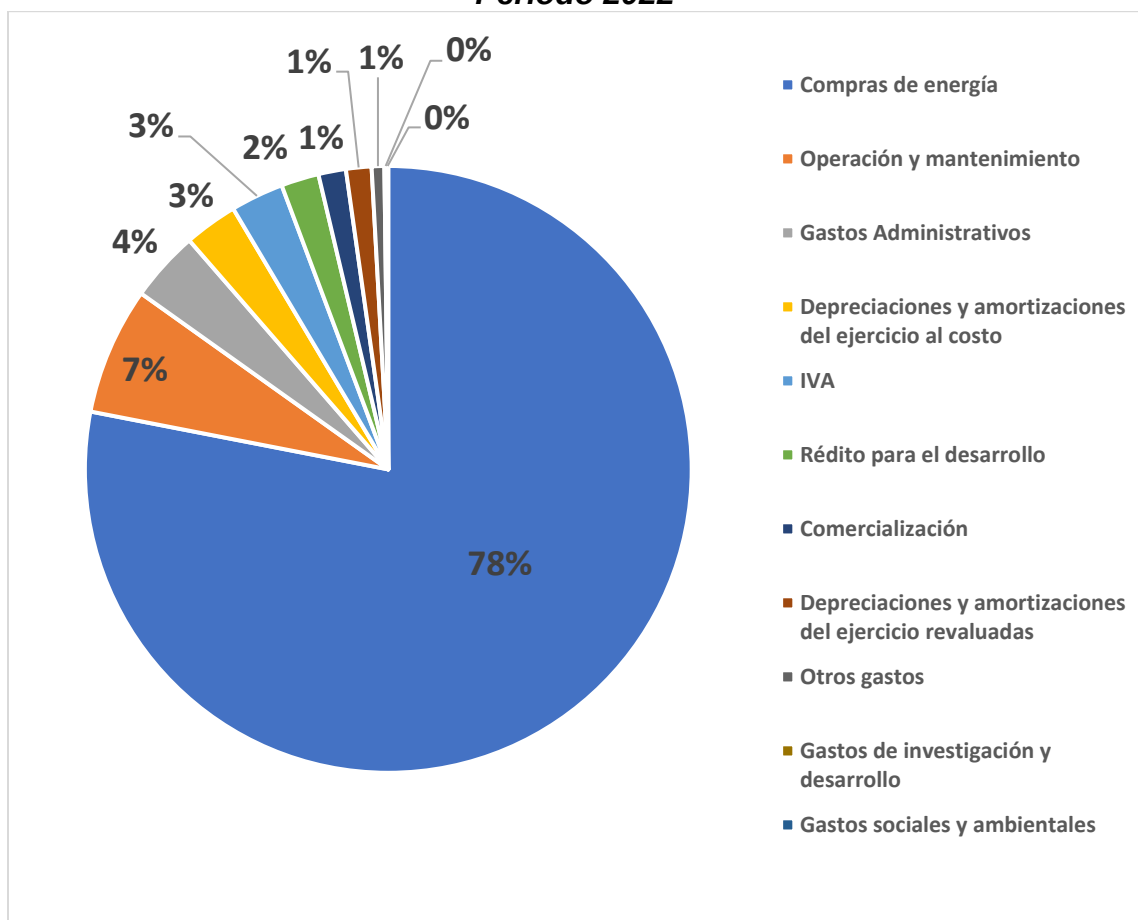
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 30
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y millones de colones
Periodo 2022

Cuenta	2022	Peso relativo
<i>Compras de energía</i>	¢36.964,95	78,06%
<i>Operación y mantenimiento</i>	¢3.216,39	6,79%
<i>Gastos Administrativos</i>	¢1.784,04	3,77%
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢1.347,62	2,85%
<i>IVA</i>	¢1.338,30	2,83%
<i>Rédito para el desarrollo</i>	¢953,02	2,01%
<i>Comercialización</i>	¢693,64	1,46%
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢643,33	1,36%
<i>Otros gastos</i>	¢318,88	0,67%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢65,60	0,14%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢31,44	0,07%
Total	¢47.357,22	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía.

Gráfico N° 1
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2022



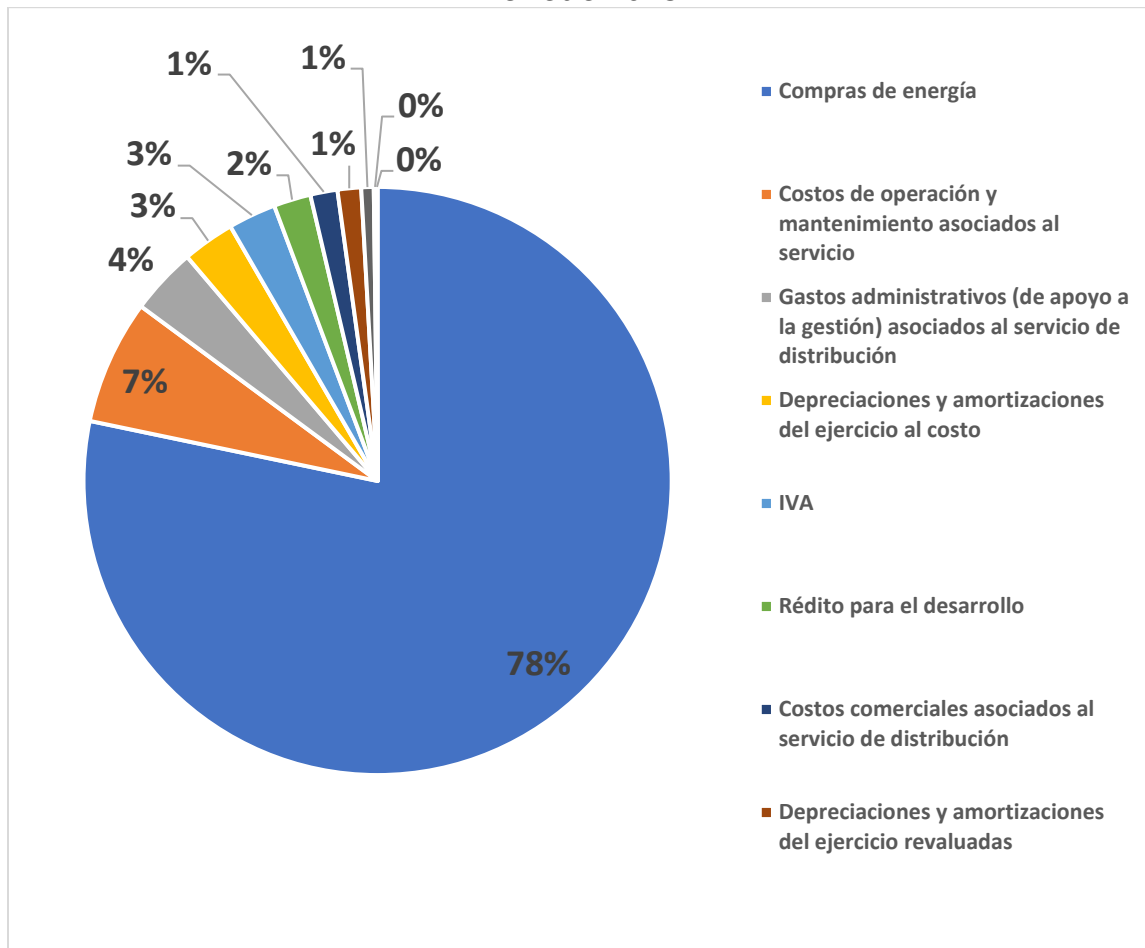
Fuente: Intendencia de Energía.

Cuadro N° 31
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y millones de colones
Periodo 2023

Cuenta	2023	Peso relativo
<i>Compras de energía</i>	<i>¢37.339,06</i>	<i>78,28%</i>
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	<i>¢3.265,32</i>	<i>6,85%</i>
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	<i>¢1.750,61</i>	<i>3,67%</i>
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	<i>¢1.367,47</i>	<i>2,87%</i>
<i>IVA</i>	<i>¢1.251,65</i>	<i>2,62%</i>
<i>Rédito para el desarrollo</i>	<i>¢973,98</i>	<i>2,04%</i>
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	<i>¢711,47</i>	<i>1,49%</i>
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	<i>¢617,06</i>	<i>1,29%</i>
<i>Otros gastos</i>	<i>¢325,90</i>	<i>0,68%</i>
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	<i>¢67,04</i>	<i>0,14%</i>
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	<i>¢32,13</i>	<i>0,07%</i>
Total	¢47.701,68	100,00%

Fuente: Intendencia de Energí.

Gráfico N° 2
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2023



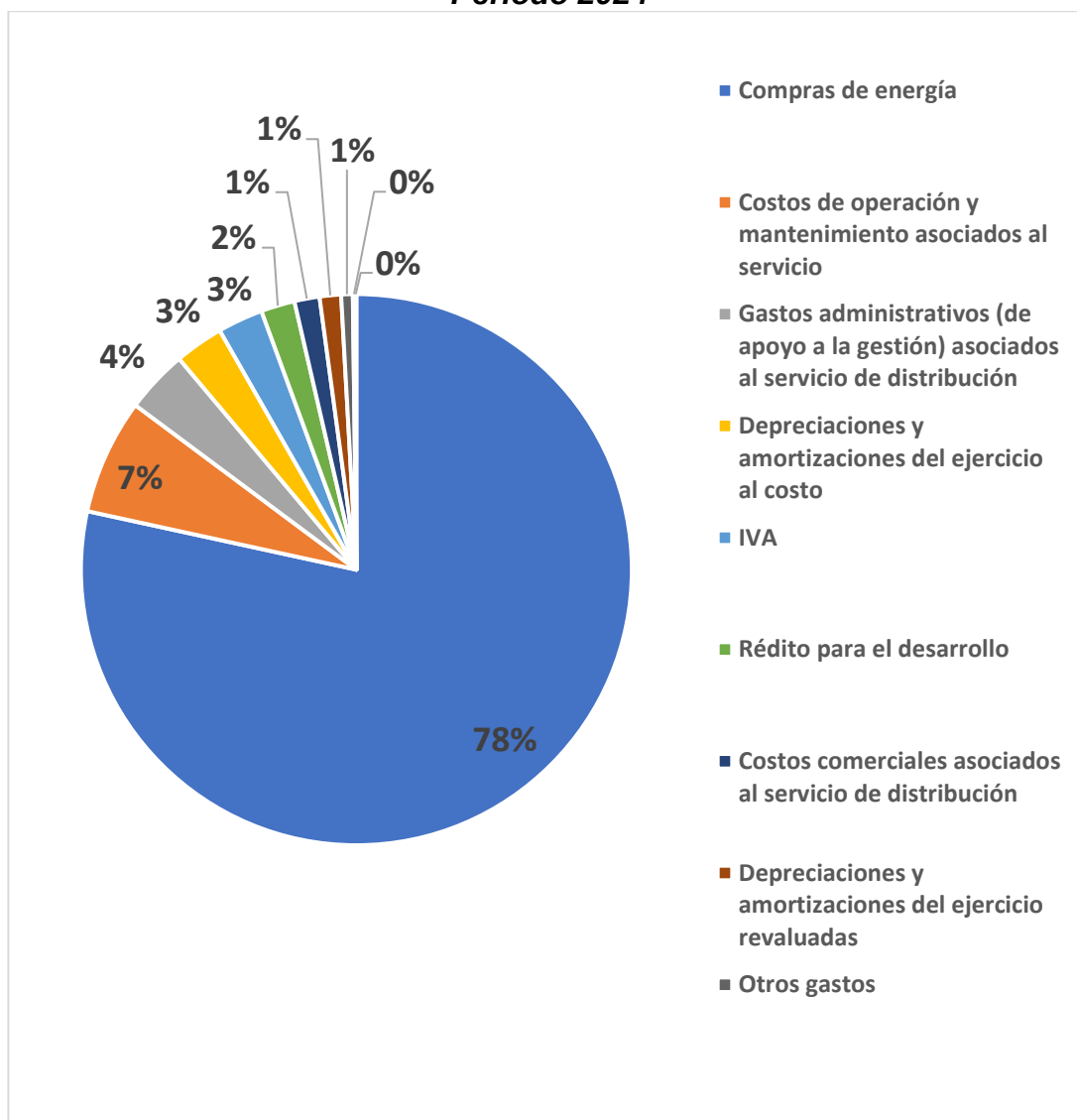
Fuente: Intendencia de Energía.

Cuadro N° 32
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales y millones de colones
Periodo 2024

Cuenta	2024	Peso relativo
<i>Compras de energía</i>	¢38.524,11	78,41%
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	¢3.326,16	6,77%
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	¢1.814,25	3,69%
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	¢1.407,00	2,86%
<i>IVA</i>	¢1.307,54	2,66%
<i>Rédito para el desarrollo</i>	¢975,90	1,99%
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	¢725,04	1,48%
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	¢617,14	1,26%
<i>Otros gastos</i>	¢333,07	0,68%
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	¢68,51	0,14%
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	¢32,84	0,07%
Total	¢49.131,56	100%

Fuente: Intendencia de Energía.

Gráfico N° 3
Variables que componen la estructura de costos
Expresado en términos porcentuales
Periodo 2024



Fuente: Intendencia de Energía.

V. ESTRUCTURA TARIFARIA

El presente informe exhibe el análisis de la estructura tarifaria elaborado para apoyar la toma de decisiones del ajuste tarifario al sistema de distribución de Esph, incluida la valoración técnica y análisis regulatorio de la propuesta de modernización presentada por la empresa.

Lo anterior adquiere importancia considerando que a la par de los principios regulatorios generales que orientan el proceso de fijación de las tarifas, según lo dispuesto en la Ley N° 7593, la metodología vigente habilita la posibilidad de que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, por medio de la Intendencia de Energía como aplicador de los instrumentos regulatorios, promueva acciones para modernizar las estructuras tarifarias así como analizar las propuestas que para tales efectos sean presentadas por iniciativa de los prestadores.

En este contexto, la Intendencia de Energía reconoce que la petición realizada por Esph, la cual contempla en una serie de acciones para modernizar su estructura tarifaria, es consistente con el desafío que enfrentan las empresas eléctricas de adaptar su modelo de negocio a los cambios que experimenta el Sistema Eléctrico Nacional, así como a las características y necesidades de sus abonados, en todos los sectores de consumo.

En este contexto, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha gestionado capacitación y asesoría técnica de distintos organismos internacionales, como es el caso de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF o Banco Mundial), proceso que ha permitido disponer de una serie de informes técnicos que, por su naturaleza, refieren a las mejores prácticas y experiencias internacionales, como insumo para el fortalecimiento de las capacidades institucionales de los equipos técnicos de la Intendencia de Energía.

De manera complementaria, en el sector eléctrico, la Intendencia de Energía ha impulsado una serie de acciones para enfrentar la asimetría de información, destacando, entre otras: distintas resoluciones dictadas para establecer los requerimientos de información en materia de mercado, inversiones, financiero-contable y calidad; el levantamiento de curvas de carga según nivel de tensión y sectores de consumo, así como el proyecto de Contabilidad Regulatoria que genera información para la separación de los costos fijos y variables.

Al respecto, en el marco del presente estudio tarifario, la Intendencia de Energía reconoce la disposición de Esph, siendo la primera empresa distribuidora que

incorpora en su propuesta de estudio tarifario el planteamiento integral de actualización de estructura tarifaria promovido por la Autoridad Reguladora y aplicado en los últimos estudios tarifarios del ICE (ET-054-2020) y de Coopelesca (ET-059-2021).

En este contexto, es necesario aclarar que la modernización y actualización de la estructura tarifaria no representa una modificación en la metodología tarifaria vigente (RJD-139-2015). Al respecto, como se detalla más adelante, la estructura tarifaria no se incorpora como parte de sus disposiciones. En efecto, la metodología aprobada por la Junta Directiva no establece la estructura tarifaria ni cómo se calcula o actualiza. De hecho, todas las estructuras tarifarias de las ocho empresas distribuidoras y comercializadoras, aunque tienen elementos comunes, son diferentes.

En efecto, la metodología tarifaria establece las condiciones y algoritmos necesarios para determinar los ingresos tarifarios que permitan igualar la estructura de costos y gastos relacionados con la actividad regulada más el nivel de rédito asociado al endeudamiento y su costo y la base tarifaria, tal y como se refleja en la siguiente ecuación:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

<i>IT</i>	=	Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 9).
<i>COMA</i>	=	Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
<i>R</i>	=	Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
<i>BT</i>	=	Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (<i>AFNORP</i>) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

En lo que respecta a estructura tarifaria la metodología tarifaria vigente según consta en la resolución RJD-139-2015, establece lo siguiente:

En consecuencia, el monto de ajuste en los ingresos obtenido en la fórmula 4.5, se traduce en el ajuste porcentual de los ingresos por ventas para alcanzar la tasa de retorno R_{t+1} para el periodo $t+1$ de la siguiente manera:

$$\%IT = \frac{\Delta IT}{Iv} * 100 \text{ (Fórmula 5)}$$

Donde:

$\%IT$	=	Ajuste porcentual requerido en los ingresos por ventas de energía a usuarios finales.
ΔIT	=	Ajuste o cambio requerido en los ingresos del servicio de distribución eléctrica para la obtención de la tasa R_{t+1} para el periodo $t+1$ (fórmula 4.1 a 4.3).
Iv	=	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios, estimados para el periodo $t+1$ con los precios promedio de distribución con tarifas vigentes (ver fórmula 10).

Este ajuste porcentual requerido deberá ser distribuido de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de forma que se alcancen los ingresos requeridos por la empresa distribuidora.

En lo que respecta a la definición de los bloques de consumo que incorpora la tarifa residencial horaria, la misma metodología citada establece el método de cálculo de los ingresos por tipo de tarifa, de forma tal que permite generar una seguridad técnica a los prestadores y usuarios sobre cómo se realiza el ejercicio de cálculo por nivel de consumo, tal y como se indica a continuación:

“(…)

Ingresos por tipo de tarifa

En el caso general en el que se vincula el consumo del abonado con un único rango de consumo, y su respectiva tarifa por cada kWh y kW, los ingresos en cada tarifa será la sumatoria de los productos de ventas en cada bloque por su respectiva tarifa.

En el caso específico en que un abonado puede tener distintas tarifas por kWh y kW, conforme aumente su consumo irá sobrepasando el límite superior de los bloques establecidos, pero lo consumido en cada bloque tendrá la tarifa por kWh y kW establecido en ese bloque y su excedente en el bloque siguiente. En tal caso, los ingresos por tarifa son los ingresos mensuales por bloque de consumo, los cuales se obtienen de la sumatoria de los ingresos para cada bloque de consumo definido en el pliego tarifario por tarifa, tal y como se detalla a continuación:

$$I_s = \sum_{i=1}^n I_{B1,s,i} + I_{B2,s,i} + I_{B3,s,i} \text{ (Fórmula 11.1)}$$

Donde:

I_s	=	Ingreso. Son los ingresos de la tarifa s (residencial, media tensión, general, preferencial, etc.).
$I_{B1,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.2 y 11.3).
$I_{B2,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmulas 11.4, 11.5 y 11.6).
$I_{B3,s,i}$	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo de la tarifa s (ver fórmula 11.7).
$B1$	=	Bloque de consumo 1.
$B2$	=	Bloque de consumo 2.
$B3$	=	Bloque de consumo 3.
s	=	Índice de tarifa (residencial, media tensión, general y preferencial, etcétera).
i	=	Índice de mes.
n	=	Cantidad de meses.

El ingreso por bloque de consumo para cada tipo de tarifa se calcula según corresponda de la siguiente manera:

a) *Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo:*

$$I_{B1} = (Ab_{B1,CM} * CM_{B1} * T_{B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.2)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
$Ab_{B1,CM}$	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
CM_{B1}	=	Consumo mínimo en kWh o kW establecido para el primer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
$B1$	=	Bloque de consumo 1.

o

$$I_{B1} = (Ab_{B1} * T_{CM,B1}) + (CA_{B1} * T_{B1}) \text{ (Fórmula 11.3)}$$

Donde:

I_{B1}	=	Ingresos mensuales para el primer bloque de consumo.
Ab_{B1}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo consumo es igual al mínimo establecido en el pliego tarifario, definido en el primer bloque de consumo.
$T_{CM,B1}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
CA_{B1}	=	Consumo adicional al mínimo establecido en el pliego tarifario para el bloque 1, en kWh o kW, según corresponda.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.

b) *Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo:*

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B1}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.4})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * T_{CM,B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.5})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
$T_{CM,B2}$	=	Tarifa de consumo mínimo, del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.

$$I_{B2} = (Ab_{B2} * VM_{B1} * T_{B2}) + [(C_{B2} - (VM_{B1} * Ab_{B2})) * T_{B2}] \quad (\text{Fórmula 11.6})$$

Donde:

I_{B2}	=	Ingresos mensuales para el segundo bloque de consumo.
Ab_{B2}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 2 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el segundo bloque de consumo según el pliego tarifario.
C_{B2}	=	Consumo total en kWh o kW que se ubica en el segundo bloque definido en el pliego tarifario.

c) Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo:

$$I_{B3} = (Ab_{B3} * VM_{B1} * T_{B1}) + (Ab_{B3} * DF_{B3,2} * T_{B2}) + [(C_{B3} - (Ab_{B3} * VM_{B2})) * T_{B3}]$$

(Fórmula 11.7)

Donde:

I_{B3}	=	Ingresos mensuales para el tercer bloque de consumo.
Ab_{B3}	=	Cantidad de abonados. Se refiere a la cantidad de abonados cuyo nivel de consumo se ubica en el bloque 3 definido en el pliego tarifario.
VM_{B1}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el primer bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 1 definido en pliego tarifario.
$DF_{B3,2}$	=	Diferencia. Se refiere a la diferencia entre el valor máximo del bloque de consumo 2 y el valor máximo del bloque de consumo 1.
T_{B1}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 1 según el pliego tarifario vigente.
T_{B2}	=	Tarifa del kWh o kW para el bloque de consumo 2 según el pliego tarifario vigente.
C_{B3}	=	Consumo total en kWh o kW para el consumo que se ubica en el tercer bloque definido en el pliego tarifario.
T_{B3}	=	Tarifa del kWh o kW para el tercer bloque de consumo según el pliego tarifario vigente.
VM_{B2}	=	Valor máximo en kWh o kW definido en el segundo bloque de consumo. Se refiere al límite superior en kWh o kW del bloque de consumo 2 definido en pliego tarifario.

En el caso que una tarifa establezca más de tres bloques de consumo, el cálculo de los ingresos seguirá la misma lógica de facturación incremental y de cobro por cada bloque de consumo alcanzado que se indica en los puntos anteriores.”

En función de lo expuesto, en este apartado se incluye el análisis de los ajustes propuestos por Esph para modernizar su estructura tarifaria y adaptarla a su realidad operativa, así como a las particularidades y necesidades de los sectores de consumo que atiende en su propia zona de concesión geográfica establecida por ley:

- Se asigna el nivel tarifario de cada categoría con respecto a su participación en los costos del distribuidor.*
- El establecimiento de cinco bloques de consumo en el sector residencial.*
- Segregación de un cargo fijo y un cargo variable en la tarifa del sector residencial.*
- La incorporación, primera vez, de la tarifa para altas demandas del sector residencial (superiores a 10 kW)*
- La incorporación, primera vez, de la tarifa residencial horaria (T-RH) voluntaria.*

A continuación se presentan los ajustes complementarios recomendados por la Intendencia de Energía, así como los criterios que los sustentan, teniendo en cuenta la obligación que tiene la Autoridad Reguladora, de conformidad con lo establecido en el artículo 6 de la Ley N° 7593, de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, asimismo, la obligación de articular los principios regulatorios de servicio al costo, equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica, según lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593.

De manera complementaria, se indica que la Autoridad Reguladora, al momento de analizar la propuesta presentada por la Esph, de manera consistente con lo actuado en la modernización tarifaria tramitada para otras empresas distribuidoras, se sustenta en el principio de gradualidad, como condición necesaria para brindar señales tarifarias que sean sostenibles en el tiempo y contribuyan a promover cambios en los patrones de consumo, consistentes con los desafíos de eficiencia y ahorro energético que enfrenta el Sistema Eléctrico Nacional.

Ajuste tarifario 2022, 2023 y 2024

- **El nivel tarifario**

En función de lo indicado en el apartado anterior, a partir del año 2022 se propone un cambio en la forma en que se aplica el porcentaje (%) en que deben ser ajustados los ingresos del sistema de distribución, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución de Esph refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión y sector de consumo, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto, tal y como lo establece la metodología RJD-139-2015, el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Adicionalmente, se realizó una distribución equitativa del costo entre las diferentes categorías tarifarias, en dos dimensiones complementarias: según el tipo de costo (fijo o variable) y según el escalón productivo en el que están conectados (nivel de tensión). Lo anterior permite que los costos puedan ser asignados de conformidad con el costo en que debe incurrir la empresa distribuidora para disponer la energía eléctrica a los distintos sectores de consumo. En este sentido, es importante señalar que la información utilizada para tales efectos revela que los costos de servir en media tensión son menores que los costos en que incurre la empresa para proveer electricidad en la última etapa (baja tensión).

Por su parte, de acuerdo con el análisis contable realizado por el proceso de tarifas de la Intendencia de Energía se logró determinar que el 13,06% de los costos relacionados con el servicio de distribución se clasifican como costos fijos y el restante 86,97% corresponden a costos variables, de conformidad con la estructura de cuentas regulatorias establecida en el catálogo de cuentas de Contabilidad Regulatoria según la RIE-068-2016 del 28 de junio del 2016, con lo saldos presentados por el Esph al cierre del periodo 2019. Esta distribución es muy similar a la estimada por la Esph.

En este contexto a partir de dicha clasificación se procedió a cuantificar los montos de las cuentas regulatorias separadas por costo fijo y variable, de la cual se obtuvieron los porcentajes mencionados anteriormente, siendo el costo variable más representativo las compras de energía y potencia y por parte de los costos fijos el correspondiente a depreciaciones y amortizaciones.

Respecto a los costos por bloques del proceso productivo, la experiencia internacional sugiere que cerca del 13% de los costos están asociados a las subestaciones transformadoras y a las redes de distribución secundaria, que son

etapas necesarias y exclusivas para que la distribuidora disponga de energía útil para el uso de los consumidores en baja tensión (cálculo a partir de la metodología para la fijación de tarifas desarrollado por la empresa SECHEEP, visto en <http://www.secheep.gov.ar/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Audiencia-2019.pdf>)

Al considerar el mecanismo anterior y el nivel de ingreso tarifario propuesto para el año 2022 en el presente estudio tarifario, se realiza la siguiente asignación de costos:

Cuadro N.º 33
Esph-Sistema de distribución: Asignación de costos del servicio.
-Datos en miles de millones de colones-
Año 2022

Costos	Comunes a todos los niveles	Exclusivos a baja tensión	Total
Fijos	3,7	2,5	6,2
Variables	37,9	3,7	41,6
Total	41,6	6,2	47,8

El cuadro anterior no considera los ingresos percibidos por el sistema de alumbrado público de forma que se mantienen constantes con el mecanismo de pass-through habitual.

En este contexto, para asignar los costos anteriores en las categorías tarifarias se requiere la determinación de las principales características de la demanda, la cual se acostumbra a representar mediante la denominada curva de carga⁶.

Para desarrollar la curva de carga de los abonados de la empresa, se empleó el siguiente método:

- Para los sectores, residencial, industrial en baja tensión y comercios y servicios se tomaron los datos capturados a partir de una campaña de medición que seleccionó abonados por tipo de sector mediante técnicas de muestreo estadístico.

⁶ La curva de carga es la trayectoria que muestra para cada instante del día, la demanda de electricidad que realiza a la empresa el conjunto de sus clientes.

En el caso de Esph se solicitó una muestra con el siguiente desglose.

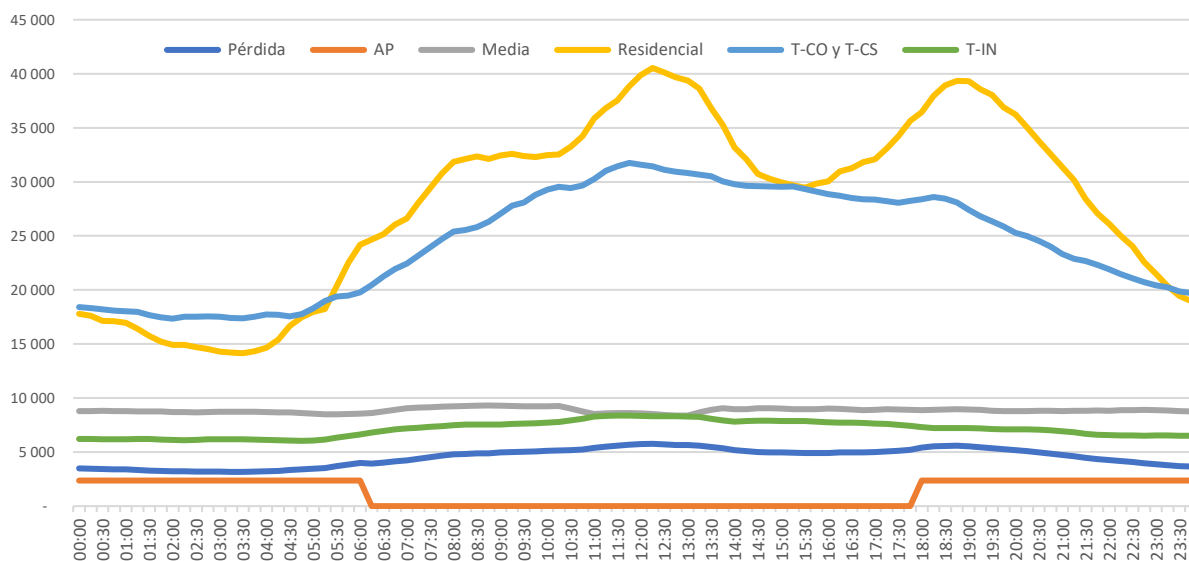
Empresa	Sector de consumo		
	Residencial	Industrial	Comercios /servicios
<i>Esph</i>	210	207	644

Esta campaña de medición se realiza bajo la plataforma del grupo técnico de CONACE. Esph realizó un esfuerzo institucional para presentar ante el regulador la información de los perfiles de carga (resultado inicial de la campaña de medición), lo cual es una clara señal de transparencia y compromiso para intentar mejorar la estructura tarifaria de sus abonados.

- *Para los abonados en la tarifa de media tensión se tomaron los datos suministrados por la empresa con información real de sus clientes en media tensión, tanto de T-MT, como de T-MTb.*
- *La demanda del sistema de alumbrado público se obtuvo mediante estimación teoría, considerando la cantidad de luminarias que conforman el parque de luminarias, su tecnología, pérdidas por balastro (si aplica), capacidad instalada, y la cantidad de horas en que se estima se encuentren activas.*
- *Se incluyeron las pérdidas del sistema como un valor proporcional a la demanda acumulada, con un peso relativo constante de 6,49%.*

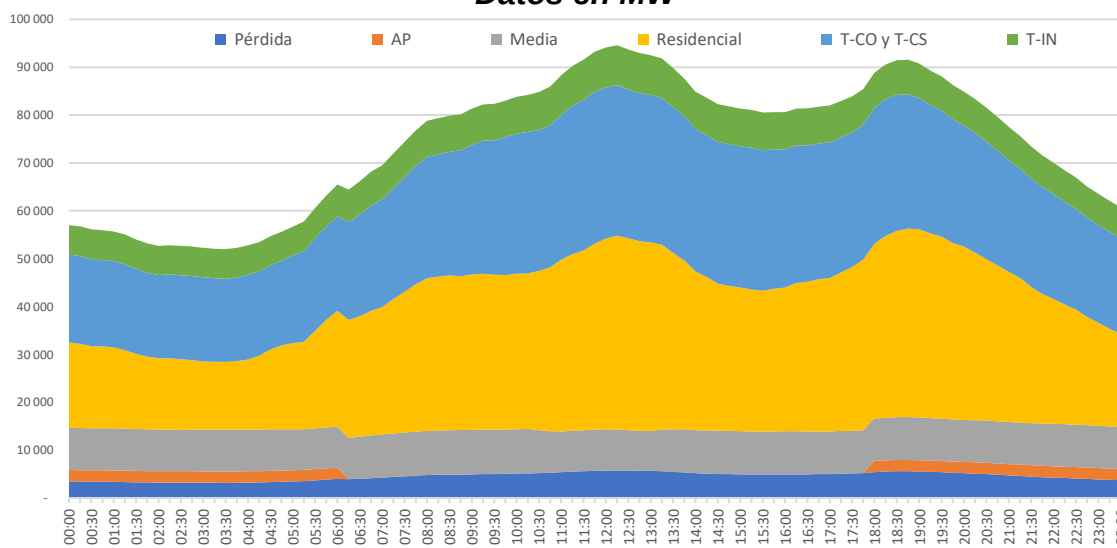
A partir de la información disponible, según lo detallado anteriormente, la Intendencia de Energía estima la caracterización de la demanda del sistema de distribución del Esph, tal como se muestra a continuación:

Gráfico N.º 4
Esph-Sistema de distribución: Curva característica
de la demanda por tipo de tarifa.
-Datos en MW-



Con las curvas individuales se estima la demanda agregada, conformada por el tipo de tarifa, tal como se detalla a continuación:

Gráfico N.º 5
Esph-Sistema de distribución: Curva característica de la demanda por tipo de tarifa.
-Datos en MW-



Dado que la energía aún no se almacena a gran escala, los sistemas eléctricos deben estar concebidos para soportar la máxima demanda que a lo largo de todo el ciclo de consumo va a demandar la instalación, por lo que un enfoque de retribución de costos eficiente normalmente asigna el cargo fijo del sistema de forma consecuente con la participación de la demanda de cada abonado en el momento de máxima demanda.

La curva de carga (CC) estimada permite concluir que el momento de máxima demanda en el sistema de distribución del Esph se produce a las 12:15 horas. Según la misma CC en ese momento la distribución de la potencia demanda es:

- Residencial 45,64%
- Comercial 35,39%
- Industrial 9,37%
- Media tensión 9,60%

Para el traslado del cargo variable a cada categoría tarifaria se considera como base de asignación el monto que el distribuidor paga al generador para adquirir la energía y potencia necesarias para satisfacer la demanda particular de cada grupo de abonados, ya que este gasto y por amplia diferencia es el más importante de la partida de costos variables.

Dado lo anterior es necesario recurrir a la CC para la modelación del costo particular por categoría tarifaria (compra al generador) y el cálculo de la respectiva distribución. El resultado de este ejercicio es el siguiente:

- Residencial 42,09%
- Comercial 35,58%
- Industrial 10,11%
- Media tensión 12,21%

Considerando los resultados previos, y el mecanismo propuesto para la asignación del requerimiento de ingreso de la distribuidora se estima que el sector residencial para el año 2022 debería aportar ¢20,7 mil millones de colones, mientras que el sector comercial ¢17,3 mil millones y el sector industrial ¢4,8 mil millones, para que finalmente el distribuidor obtenga por parte de los abonados de la media tensión ¢5,0 mil millones.

Esta distribución presenta diferencias con la estructura vigente e implicaría importantes ajustes porcentuales en las tarifas de algunos sectores.

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone la siguiente asignación de costos y cálculo de precios medios por grupo tarifario.

Cuadro N.º 34
Esph-Sistema de distribución: estimación del precio medio por grupo tarifario

Grupo de abonados	Ingreso esperado (millones de ¢)	Ventas estimadas (En MWh)	Precio medio (en ¢)
<i>Residencial</i>	20 403	245,7	84,7
<i>Comercial</i>	17 490	213,5	95,5
<i>Industrial</i>	4 924	62,1	98,2
<i>Media tensión</i>	4 988	78,0	72,5
Total	42 730	599,3	88,1

En función de esta asignación entre categorías tarifarias se presenta la siguiente estrategia de estructura tarifaria:

- **Media tensión (T-MT y T-MTb)**

La Intendencia de Energía concuerda con lo propuesto por Esph, en lo que respecta a la necesidad crear condiciones para mejorar, de manera gradual, la competitividad a nivel país en servicios servidos en media tensión, como medio para promover la atracción de nuevas inversiones nacionales e internacionales, así como la generación de empleo en la zona de concesión de la Esph, de tal forma, que le permita como distribuidora de electricidad cumplir con las exigencias de su entorno y brindar señales tarifarias que incentiven la eficiencia energética pero que también contribuyan con la competitividad y la atracción de nuevas inversiones que potencien el desarrollo del sector industrial y manufacturero, así como de los sectores comercial y servicios, en su zona de concesión.

Por lo anterior, para los abonados servidos en media tensión se propone mantener la tarifa T-MTb al pliego tarifario, tal como lo propone Esph. Además, con la decisión anterior se satisfacen lo dispuesto en el Plan Nacional de Energía 2015-2030, instrumento de política pública que plantea dentro de sus objetivos el Objetivo específico 1.5.2: Asesorar en eficiencia energética a los macro consumidores, el cual establece la acción “b. Adopción de la norma ISO 50001 de Gestión Energética en los macro consumidores”, por lo que en apego de este lineamiento es necesario continuar impulsando y motivando a más empresas del país para moverse hacia la eficiencia energética.

De tal forma que se propone mantener la descripción actual del pliego tarifario.

Respecto al nivel tarifario es necesario considerar que durante el año 2021 todos los abonados del sector media tensión de Esph cuentan con una reducción en la tarifa producto del ajuste realizado mediante RE-128-IE-2020. Sin embargo, este ajuste finaliza el 31 de diciembre del 2021 y a partir del 2022 la tarifa experimentará un incremento cercano al 7,86%.

A pesar de lo anterior, los usuarios de la media tensión (tanto T-MT como T-MTb) percibirán una rebaja de diciembre 2021 a enero de 2022, esto producto de la asignación de costos mediante la participación en la formación de la demanda sistémica que establece para el sector de media tensión un precio medio de \$64,0 durante el año 2022.

Este precio medio incluyendo a todo el sector media tensión (T-MT y T-MTb). Por lo que es necesario un ajuste medio de -9,25% respecto a la tarifa vigente aprobada para el año 2022. Se proponen segregar este ajuste dentro de las tarifas de la media tensión de la siguiente forma:

Tarifa T-MT: rebaja de 13,29%

Tarifa T-MTb: rebaja de 8,05%

Con la asignación anterior el ente regulador pretende mantener una tarifa competitiva para la T-MTb pero a la vez equilibrando los intereses de todos los abonados del nivel de media tensión, es decir de los ubicados en la tarifa T-MT. Con la asignación anterior se tendrá una señal tarifaria acorde entre las tarifas T-MT y T-IN, así como entre las tarifas T-MT y T-MTb.

Respecto a las estructuras tarifarias de las tarifas de Media Tensión se propone modificar la T-MT para fortalecer la señal de eficiencia tarifaria (ajustando la relación media esperada de energía-potencia de 50/50 a 60/40), con el propósito de homogenizar la tarifa T-MT de Esph al resto de pliegos tarifarios del país.

Además, se propone dar continuidad al sistema de precios mediante una banda, con rango de amplitud igual al rédito tarifario aprobado. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios, según sea requerido y previa valoración del distribuidor de cada caso en particular.

Se insta al distribuidor a organizar e impulsar estrategias de negocio con sus abonados y que a través de la flexibilidad que permite el sistema tarifario de bandas logren acuerdos comerciales de beneficio para ambas partes.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		Máximo	Mínimo
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kWh</i>	72,32	69,84
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kWh</i>	36,84	35,58
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kWh</i>	30,01	28,98
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
<i>Periodo Punta</i>	<i>cada kW</i>	7663,12	7400,27
<i>Periodo Valle</i>	<i>cada kW</i>	5324,5	5141,87
<i>Periodo Noche</i>	<i>cada kW</i>	3548,51	3426,8

Con esta tarifa se espera que los abonados que estén en la tarifa T-MT alcancen una tarifa promedio de ¢68,4 para el periodo de vigencia (considerando el límite superior de la banda).

Por otra parte, sobre la estructura tarifaria de la tarifa T-MTb, se comprueba con la información de consumo de sus abonados que mantiene una relación media de energía-potencia de 80/20 respectivamente, por lo que no se propone ningún ajuste adicional a su estructura.

De tal forma que la estructura tarifaria propuesta a partir del año 2022 es la siguiente:

► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			
Por consumo de energía (kWh)		Máximo	Mínimo
Periodo Punta	cada kWh	112,71	108,84
Periodo Valle	cada kWh	38,72	37,39
Periodo Noche	cada kWh	24,85	24
Por consumo de potencia (kW)			
Periodo Punta	cada kW	3310,32	3196,78
Periodo Valle	cada kW	2310,91	2231,65
Periodo Noche	cada kW	1480,87	1430,08

Con la tarifa propuesta para la T-MTb se espera que los abonados alcancen una tarifa promedio de ¢62,6 para el periodo 2022, que con el tipo de cambio actual (¢633,13) implicaría un precio medio de 9,9 centavos de dólar por cada kWh. Es importante aclarar que los precios medios calculados parten de las tarifas máximas de las bandas, por lo cual podrían ser aún menores.

Desde otro punto de comparación, los abonados de T-MTb tendrán tarifarias entre 7% y 20% menor a la tarifa en T-MT (sin considerar cargos por CVG, alumbrado público ni impuestos), con un promedio de rebaja del 15%.

Es relevante aclarar que el nivel tarifario alcanzado por la media tensión responde a la asignación teórica de los costos en que incurre el distribuidor para brindarle el servicio, es decir que se encuentra en un nivel tarifario teóricamente justo y por lo cual se justifica sostener en el tiempo la tarifa T-MTb.

El ajuste propuesto sobre el pliego vigente para el año 2022 es una rebaja de 13,29% en el caso de los abonados de T-MT y una rebaja de 8,05% para los abonados de T-MTb.

El ajuste que percibirá el abonado de media tensión de diciembre 2021 y a partir de enero 2022 es una rebaja de -0,82% en el caso de los abonados de T-MTb y de -6,47% para los abonados de T-MT.

Como fue mencionado líneas atrás, la diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

En este contexto, lo recomendado permitiría contar con señales tarifarias que faciliten una atención balanceada de los abonados servidos en media tensión y del sector industrial en general, enfrentando de manera gradual las marcadas diferencias tarifarias que se venían registrando.

- ***Tarifa industrial (T-IN), tarifa comercios y servicios (T-CO) y Tarifa preferencial de carácter social (T-CS)***

Respecto a los consumidores en baja tensión no residenciales: servicio y comercio (T-CO), industrial (T-IN) y preferencial (T-CS), se cuenta con información de la caracterización del perfil de consumo individualizada (preferencial unido a sector comercial), que permite definir una separación del precio medio entre estos abonados. A pesar de lo anterior y como se indicó en la sección del nivel tarifario la distribución inicialmente propuesta para alcanzar el nivel teórico tarifario en cada categoría tarifaria dista sustancialmente de la vigente e implicaría un importante ajuste porcentual en las tarifas de algunos sectores, especialmente en el sector residencial.

Debido a lo anterior, se propone mantener el nivel tarifario estimado para la categoría de media tensión y balancear el ajuste tarifario del resto de categorías de tal manera que la distribuidora alcance el ingreso propuesto y que cada grupo tarifario avance o converja a la tarifa teórica respectiva.

Por lo tanto, se propone un ajuste, sobre el pliego vigente para el año 2022, una rebaja del -5,77% en el caso de los abonados de la tarifa industrial (T-IN) y una rebaja de -5,29% para los abonados del sector comercial (T-CO).

En el caso de la tarifa preferencial de carácter social, la Intendencia de Energía considera relevante realizar una evaluación integral del beneficio actual recibido por dicha tarifa, considerando tanto el nivel como los requisitos de ingreso. Con el fin de avanzar en la organización y fundamentación de la estructura tarifaria del sector eléctrico se propone ajustar la tarifa T-CS para que esta se defina en

función de la tarifa comercial (tarifa de referencia y alternativa en caso de que no existiera la T-CS) y de un grado de beneficio asignado. Para esto, se propone utilizar el nivel de beneficio aprobado para los abonados de la tarifa T-CS del ICE en su último estudio tarifario que es del 15%.

El ajuste que percibirán los abonados entre el periodo de diciembre 2021 a enero 2022 sería un aumento del 1,65% en el caso de la tarifa industrial, del 19,76% en la tarifa preferencial, mientras que en la tarifa comercios y servicios el cambio será de 2,16%.

La diferencia entre los ajustes anteriores se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

Respecto a la estructura tarifaria de estas tarifas no se propone modificación. Esph tampoco solicita se atienda ningún ajuste. A pesar de lo anterior se considera importante realizar estudios que profundicen en los siguientes aspectos:

- Analizar la separación de la tarifa de manera que esté compuesta por un concepto que responda al costo fijo del servicio y otro al costo variable del mismo, de tal forma que la señal tarifaria se acerque aún más a la realidad del costeo del negocio de distribución eléctrica.*
- Valorar la vigencia del límite (3000 kWh) para diferenciar el cobro de una tarifa simple al cobro segregado de energía y demanda máxima*

Para lo anterior, se recomienda realizar, a la brevedad, un estudio tarifario independiente que atienda las inquietudes mencionadas y de considerarse necesario se propongan los ajustes necesarios para modernizar tanto la tarifa industrial como la comercial.

- Sector residencial (T-RE y T-RH)**

Para el sector residencial se propone una serie de modificaciones a la estructura a realizarse a partir del 1ero de enero del 2022 y que se detallan a continuación:

- 1. Separar a aquellos abonados que tengan una demanda máxima mensual superior a los 10 kW, clasificarlos como abonados de mediana demanda. A estos abonados se les aplicará un cargo binómico por energía y demanda máxima.*

La tarifa de estos abonados será igualada a la tarifa binómica de la tarifa comercios y servicios T-CO.

2. *Aumentar la cantidad de bloques a 5, de tal forma que se aumente el incentivo a buscar eficiencia energética en los hogares. Esta clasificación se realiza de acuerdo con los percentiles de consumo, asignando los siguientes límites:*

B1	0-200
B2	201-275
B3	276-360
B4	361-500
B5	501 y más

De esta forma se atiende la acción 1.7.1.4 del Plan Nacional de Energía 2015-2030 que instruye a Aresep, Conace y a las empresas distribuidoras a “Establecer bloques de consumo que promuevan el ahorro y eficiencia energética en el sector eléctrico residencial de las 8 empresas distribuidoras”.

3. *Reemplazar el cobro por consumo mínimo por el cobro de un cargo fijo acorde con los costos fijos del sistema y la participación del sector residencial en estos. El ingreso requerido por costos fijos se divide en 5 partes iguales en cada bloque y dentro de cada bloque se divide por igual dentro de los abonados que lo conforman, quedando así un cargo distinto en cada bloque. La siguiente es la propuesta:*

Bloque	Cargo fijo
B1	1 425
B2	2 775
B3	3 675
B4	4 865
B5	8 460

Los cargos fijos fueron redondeados a múltiplos de 5.

4. *Se propone asignar un cargo variable para cada bloque con el siguiente criterio: se asigna valores límites para los bloques 2 y 5, al bloque 2 el precio medio del sector (por cargo variable), y al bloque 5 el mismo precio de la tarifa monómica propuesta para la tarifa comercial (T-CO). Los bloques 3 y 4 se les asigna un precio modo que se cumpla la condición de igual crecimiento relativo entre bloques (15,78%). Finalmente, el precio del bloque 1 se establece como pivote para mantener el equilibrio del precio medio del sector. Tal como se muestra a continuación:*

Bloque	Cargo variable
B1	66,19
B2	71,14
B3	78,82
B4	87,32
B5	96,74

La facturación del abonado es acumulativa por el cobro del kWh de exceso en cada bloque; es decir, no es excluyente.

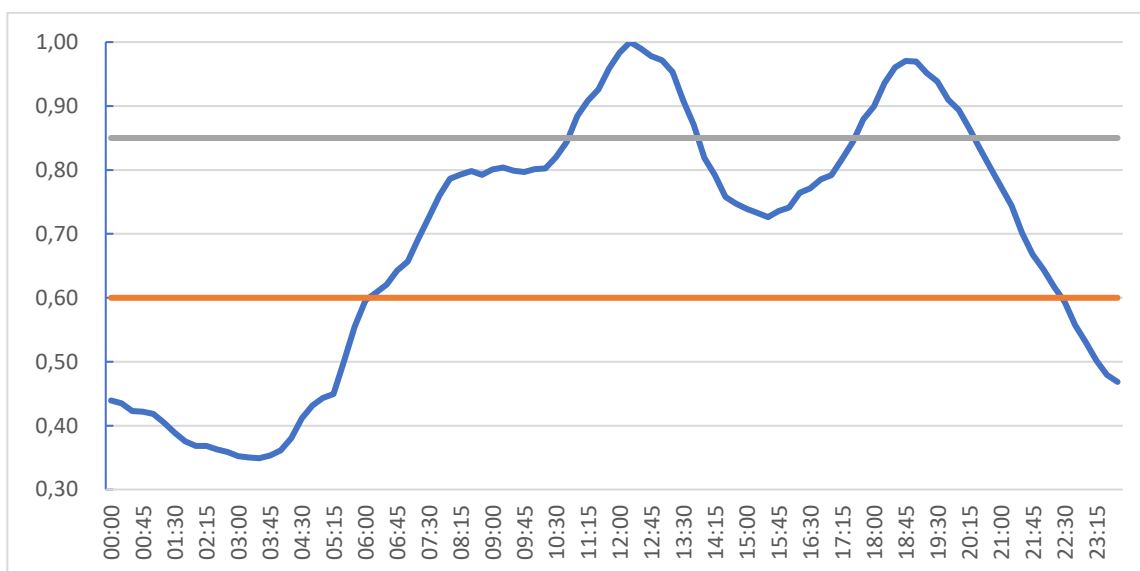
Con esta propuesta se espera se alcancen los ingresos requeridos y se realiza una asignación de cargos entre bloques más cercana a la responsabilidad en los costos demandados.

Con las propuestas anteriores todos los abonados del sector residencial recibirán ajuste a su nivel tarifario a partir de enero del 2022, el grado de este ajuste dependerá del perfil de consumo del abonado.

5. *Se propone incorporar una tarifa horaria para el sector residencial (T-RH), de tal forma que los abonados de este sector cuenten con esta alternativa para su consideración.*

Para la asignación de los periodos horario, se consideran las demandas típicas de los abonados del sector residencial y se grafica la relación de cada demanda con la demanda máxima, se clasifican como periodo punto si la relación es superior al 0.85, nocturno si la relación es inferior al 60% y periodo valle para las relaciones entre ambos. El siguiente gráfico presenta lo comentado:

Gráfico 5
Esph-Sistema de distribución: Curva característica del sector residencial,
relación de las demandas de potencia con la demanda máxima.
-Datos en MW-



Para analizar las tarifas a aplicar en los bloques horarios propuestos, se parte de adaptar la fórmula de Borenstein (Borenstein, 2012) al contexto de la Esph. La fórmula considera que la tarifa plana correspondiente a los consumidores que no optaron por la tarifa horaria debe ser equivalente a la suma de las tarifas horarias ponderadas por las proporciones del consumo total de todo el grupo de abonados por tarifa plana que se produce dentro de cada uno de los tres períodos tarifarios.

En función del mecanismo mencionado y curva de carga del sector residencial se propone la siguiente estructura:

Período	Propuesta		Nº Horas	Cargo
	H. Inicio	Hora Fin		
Punta 1	11:00	14:00	6,0	127,6
Punta 2	17:30	20:30		
Valle 1	06:00	10:59	10,5	87,7
Valle 2	14:01	17:29		
Valle 3	20:31	22:30		

Nocturno	22:31	05:59	7,5	64,0

El acceso a esta tarifa será voluntario y dependerá de la capacidad del distribuidor para ajustar sus sistemas de facturación e instalar medidores adecuados en los abonados que soliciten el traslado de tarifa.

Este proceso de modernización que impulsa Esph se realiza en un contexto de ahorro y eficiencia energética, en medio de un Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que está experimentando profundas transformaciones en su funcionamiento, debido al impacto de tecnologías disruptivas, tales como la generación distribuida, el almacenamiento de energía, redes inteligentes, tecnologías AMI y movilidad eléctrica, entre otras. Por ello, esta Intendencia recomienda a Esph valorar la posibilidad de promover espacios de comunicación y divulgación sobre este esfuerzo de la modernización tarifaria, con el propósito de que sus abonados, en todos los sectores de consumo, pero en especial en el sector residencial, comprendan e interioricen la estructura propuesta y puedan tomar las mejores decisiones de acuerdo con sus posibilidades.

- **Ajuste tarifario**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos y gastos sin CVG del sistema de distribución de Esph vigente para el año 2022 en adelante que se fijó en la resolución, RE-0102-IE-2019, publicada el día 18 de diciembre del 2019 en la Gaceta N°241, Alcance N°282, deben ajustarse de tal manera que permita cubrir el nivel de rédito de desarrollo requerido para inversión y mantenimiento (columna 1).

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos y gastos sin CVG. Ya que aún no se cuentan con los factores de ajuste por CVG para cada trimestre del año 2022.

El aumento se realizó igual para todo el periodo de 12 meses (columna 2). El precio medio propuesto de las tarifas tendrá las siguientes variaciones con respecto al precio medio vigente para el año 2022:

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)	1,37%
Tarifa residencial horaria (T-RH) *	
Comercios y servicios (T-CO)	-5,29%
Preferencial de carácter social (T-CS)	11,03%
Industrial (T-IN)	-5,77%
Media tensión (T-MT)	-13,29%
Media tensión b (T-MTb)	-8,05%
Total	-3,08%

/ La tarifa residencial horaria se proponen por primera ocasión.*

En este contexto, como se aclaró en el análisis individualizado de cada categoría tarifaria existe diferencia entre el ajuste porcentual propuesto al pliego vigente para los años 2022 y el cambio que percibirá el usuario en el periodo diciembre 2021 a enero 2022, la diferencia se debe a que el pliego tarifario que cierra el año 2021 es distinto al que inicia con el año 2022 y por ende la base de comparación es muy importante para no cometer errores en la interpretación del cambio propuesto.

A continuación, se presentan los ajustes que percibirán los usuarios con la entrada en vigencia a partir del 1ero de enero de 2022, es decir respecto a la tarifa de diciembre 2021:

Categoría tarifaria	Ajuste medio
Residencial (T-RE)**	
Tarifa residencial horaria (T-RH) *	
Comercios y servicios (T-CO)	2,16%
Preferencial de carácter social (T-CS)	19,76%
Industrial (T-IN)	1,65%
Media tensión (T-MT)	-6,47%
Media tensión b (T-MTb)	-0,82%

/ La tarifa residencial horaria se proponen por primera ocasión.*

*/** Debido al cambio de estructura el ajuste dependerá del perfil de consumo.*

Con respecto a los años 2023 y 2024, se propone mantener la estructura tarifaria propuesta y ajustar equitativamente los niveles tarifarios de tal forma que se alcancen los ingresos requeridos (columnas 3 y 4).

De acuerdo con el análisis financiero contable, los ingresos propuestos de los años 2023 y 2024 deben disminuirse en -7,89% y -7,31% respectivamente y con referencia a los ingresos vigentes.

Si se considera la propuesta de consumo del mercado estimada por la IE para los años 2023 y 2024, y se toma por referencia el pliego tarifario propuesto por la IE para el año 2022, los abonados del servicio de distribución de la Esph percibirán un ajuste tarifario intranual de -4,98% de 2022 a 2023.

Del mismo modo, como referencia este pliego tarifario propuesto por la IE para el año 2023, los abonados del servicio de distribución de la Esph percibirán un ajuste tarifario intranual de 0,63% de aumento de 2023 a 2024.

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

Cuadro N.º 35
**Esph: Estructura de costos vigentes y propuestos del sistema de
distribución, a partir de 2022. [continúa en siguiente página]**

ESPH Sistema de distribución			Columna 1	ESPH Sistema de distribución		Columna 2	Columna 3	Columna 4
			Estructura de costos sin CVC			Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2021	Categoría tarifaria	detalle del cargo	Propuesta del 1/ene/2022 al 31/dic/2022	Propuesta del 1/ene/2022 al 31/dic/2023	Propuesta a partir del 1/ene/2024	
► Tarifa T-RE: tarifa residencial <i>Por consumo de energía (kWh)</i>			► Tarifa T-RE: tarifa residencial o demandas inferiores a 10 kW <i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
	Bloque 0-30 Cargo fijo	2 221,80						
	Bloque 31-200 cada kWh	74,06		Bloque 0-200 cargo fijo	1 425,00	1 354,04	1 362,57	
	Bloque 201 y más kWh adicional	95,76			66,19	62,89	63,29	
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				Bloque 201-275 cargo fijo	2 775,00	2 636,81	2 653,42	
o Clientes consumo exclusivo de energía					cada kWh	71,14	67,60	
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh				Bloque 276-360 cargo fijo	3 675,00	3 491,99	3 513,99	
					cada kWh	78,82	74,89	
o Clientes consumo energía y potencia				Bloque 361-500 cargo fijo	4 865,00	4 622,72	4 651,84	
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					cada kWh	87,32	82,97	
				Bloque 501 y más cargo fijo	8 460,00	8 038,69	8 089,33	
					cada kWh	96,74	91,92	
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				o demandas superiores a 10 kW				
					cada kWh	8 460,00	8 038,69	
					cada kWh	54,42	51,71	
					cada kW	8 835,80	8 395,78	
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria Para demandas inferiores a 10 kW <i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
o Clientes consumo exclusivo de energía			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			por el bloque por el bloque por el bloque					
o Clientes consumo energía y potencia								
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			Periodo Punta cada kWh 127,65 121,29 122,05					
			Periodo Valle cada kWh 87,70 83,33 83,85					
			Periodo Noche cada kWh 63,98 60,79 61,17					
			► Tarifa T-CO: comercios y servicios					
			o Clientes consumo exclusivo de energía					
			<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 96,74 91,92 92,50					
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			o Clientes consumo energía y potencia					
o Clientes consumo exclusivo de energía			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 74,06			Bloque 0-3000 Cargo fijo 163 260,00 155 130,00 156 120,00					
			Bloque 3001 y más cada kWh 54,42 51,71 52,04					
o Clientes consumo energía y potencia			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			Bloque 0-10 Cargo fijo 88 358,00 83 957,80 84 486,70					
			Bloque 11 y más cada kW 8 835,80 8 395,78 8 448,67					
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			► Tarifa T-IN: tarifa Industrial					
o Clientes consumo exclusivo de energía			o Clientes consumo exclusivo de energía					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 79 708,40 79 708,40 79 708,40			<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 96,25 91,46 92,04					
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión			o Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
			Bloque 0-3000 Cargo fijo 162 420,00 154 320,00 155 280,00					
			Bloque 3001 y más cada kWh 54,14 51,44 51,76					
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
			Bloque 0-10 Cargo fijo 87 910,20 83 532,30 84 058,60					
			Bloque 11 y más cada kW 8 791,02 8 353,23 8 405,86					
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social			► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social					
o Clientes consumo exclusivo de energía			o Clientes consumo exclusivo de energía					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 11 337,66 10 868,28 10 868,28			<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh 82,23 78,13 78,63					
o Clientes consumo energía y potencia			o Clientes consumo energía y potencia					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
			Bloque 0-3000 Cargo fijo 138 780,00 131 850,00 132 690,00					
			Bloque 3001 y más cada kWh 46,26 43,95 44,23					
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			Bloque 0-10 Cargo fijo 75 104,30 71 364,10 71 813,70					
			Bloque 11 y más cada kW 7 510,43 7 136,41 7 181,37					
			► Tarifa T-MT: tarifa media tensión					
			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
			Periodo Punta (máxima) cada kWh 72,32 68,72 69,15					
			Periodo Punta (mínimo) cada kWh 69,84 66,36 66,78					
			Periodo Valle (máxima) cada kWh 36,84 35,01 35,23					
			Periodo Valle (mínima) cada kWh 35,58 33,81 34,02					
			Periodo Noche (máxima) cada kWh 30,01 28,52 28,70					
			Periodo Noche (mínimo) cada kWh 28,98 27,54 27,71					
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
			Periodo Punta (máxima) cada kW 7 663,12 7 281,50 7 327,37					
			Periodo Punta (mínimo) cada kW 7 400,27 7 031,74 7 076,04					
			Periodo Valle (máxima) cada kW 5 324,50 5 059,34 5 091,21					
			Periodo Valle (mínima) cada kW 5 141,87 4 885,80 4 916,58					
			Periodo Noche (máxima) cada kW 3 548,51 3 371,79 3 393,03					
			Periodo Noche (mínimo) cada kW 3 426,80 3 256,15 3 276,66					
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b			► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			<i>Por consumo de energía (kWh)</i>					
			Periodo Punta (máxima) cada kWh 112,71 107,10 107,77					
			Periodo Punta (mínimo) cada kWh 108,84 103,42 104,07					
			Periodo Valle (máxima) cada kWh 38,72 36,79 37,02					
			Periodo Valle (mínima) cada kWh 37,39 35,53 35,75					
			Periodo Noche (máxima) cada kWh 24,85 23,61 23,76					
			Periodo Noche (máxima) cada kWh 24,00 22,80 22,94					
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			<i>Por consumo de potencia (kW)</i>					
			Periodo Punta (máxima) cada kW 3 310,32 3 145,47 3 165,29					
			Periodo Punta (mínimo) cada kW 3 196,78 3 037,58 3 056,72					
			Periodo Valle (máxima) cada kW 2 310,91 2 195,83 2 209,66					
			Periodo Valle (mínima) cada kW 2 231,65 2 120,51 2 133,87					
			Periodo Noche (máxima) cada kW 1 480,87 1 407,12 1 415,98					
			Periodo Noche (máxima) cada kW 1 430,08 1 358,86 1 367,42					
► Tarifa T-TA: tarifa de acceso			► Tarifa T-TA: tarifa de acceso					
			cada kWh 17,34 17,04 17,04					

Tarifa T-RE Residencial

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa residencial horaria T-RH

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a casas y apartamentos de habitación unifamiliar, que sirven exclusivamente de alojamiento permanente, incluyendo el suministro a áreas comunes de condominios residenciales. No incluye el suministro a áreas comunes de condominios de uso múltiple (residencia-comercial-industrial), áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas o casas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados (actividades combinadas: residencia, comercial e industrial), edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas. Esta tarifa aplica exclusivamente para el sector residencial con demandas inferiores a los 10 kW

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, o servicios eléctricos servidos a media tensión clasificados como M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

C. Sistema de medición: Un único sistema cuyo medidor es multitarifario.

D. Definición de horario.

Punta 1: entre las 11:00 y las 14:00 horas

Punta 2: entre las 17:30 y las 20:30 horas

Valle 1: entre las 06:00 y las 10:59 horas

Valle 2: entre las 14:01 y las 17:29 horas

Valle 3: entre las 20:31 y las 22:30 horas

Nocturno: entre las 22:31 y las 05:59 horas

E. Disposiciones generales

En el caso de abonados que se encuentren en generación distribuida la energía que aporte a la red de distribución, se le deberá reconocer en el mismo periodo en que fue entregada. El monto correspondiente al cargo fijo deberá estar en función del respectivo bloque de consumo.

Tarifa T-CO Comercios y Servicios

A. Aplicación: *Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos a baja tensión y clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).*

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-IN Industrial

A. Aplicación: *Para el suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión clasificados en el sector industrial según la clasificación de actividades económicas (código CIIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR).*

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, conforme a lo especificado en el

artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-CS: Preferencial de carácter social

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia en baja y media tensión a abonados que ejerzan alguna de las siguientes actividades:

Bombeo de agua potable: Exclusivamente para el consumo de energía en el bombeo de agua potable para el servicio de acueducto público, con la debida concesión del Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE).

Educación: Exclusivamente para los siguientes centros de enseñanza, pertenecientes al sector de educación pública estatal: jardines de niños, escuelas de educación primaria, escuelas de enseñanza especial, colegios de educación secundaria, colegios técnicos de educación secundaria, colegios universitarios, universidades y bibliotecas públicas, incluyendo las instalaciones que se dedican exclusivamente a la actividad educativa estatal, por lo cual restaurantes, sodas, residencias estudiantiles, centros de fotocopiado, etc. a pesar de estar a nombre de entidades educativas, no gozarán de esta tarifa.

Religión: Exclusivamente para templos de iglesias legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad religiosa; cualquier otra actividad no relacionada directamente con el culto religioso quedará excluida de la tarifa.

Instituciones de asistencia y socorro: Aquellas cuyo fin sea la asistencia social para grupos de escasos recursos económicos o de protección de personas en caso de desastres o situaciones de crisis. Todos de carácter benéfico y sin fines de lucro. En estos casos la tarifa se aplicará exclusivamente en los edificios y demás propiedades utilizadas expresamente para los fines citados.

Protección a la niñez y a la vejez: Hogares y asilos de ancianos, asilos de personas discapacitadas, guarderías infantiles promovidas por el Estado y hogares públicos para niños, todos los anteriores de carácter benéfico y sin fines de lucro, legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Atención de indigentes y drogadictos; establecimiento para la atención de personas indigentes o drogadictas, que operen sin fines de lucro legalmente constituidas y cuyo servicio eléctrico este a nombre de la razón social que ejerce la actividad.

Salud: Exclusivamente para la Cruz Roja y Centros de Salud Rural, de carácter estatal.

Personas con soporte ventilatorio domiciliario por discapacidad respiratoria transitoria o permanente: Abonados que requieren un equipo eléctrico para la asistencia directa en el ciclo de la respiración, que incluye suplemento de uno o varios de los siguientes parámetros: oxígeno, presión o frecuencia respiratoria. Deben ser prescritos a través de la Clínica de Servicios de Neumología y Unidad de Terapia Respiratoria del Hospital Nacional de Niños u otro centro hospitalario equivalente.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión y clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7, o servicios servidos a media tensión clasificados como M1, M2, M5, M6, M7 y M8 conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tensión

A. Aplicación: Para el de suministro de energía y potencia, para abonados servidos en media tensión y con consumos mensuales mayores de 20 000 kWh.

Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.

B. Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios servidos en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión.

Tarifa T-MT: Media tension b

A. Aplicación:

1. *Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en media tensión, con una vigencia de 24 meses contados a partir del 1° de enero del 2020 hasta el 31 de diciembre del 2021, sujeta a revisiones en posteriores solicitudes tarifarias, bajo contrato, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse el cliente a consumir 1 000 000 kWh por mes y 2 000 kW por mes en al menos 10 de los últimos doce meses, así como comprometerse como mínimo a mantener el consumo histórico.*
2. *También podrán acceder a esta tarifa aquellos clientes que cuenten con una certificación ISO 50001, en las que certifiquen al cliente en el uso eficiente de la energía por medio de un sistema de gestión de la energía, mismos que se les podrá excluir del requisito mínimo de consumo de energía y potencia, previa valoración de cada caso en particular en función del consumo histórico.*
3. *Si el consumo mínimo no se cumple, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para completarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en periodo punta.*
4. *Esta tarifa solo aplicará a aquellos con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante diez meses de los últimos doce meses el consumo de energía y potencia establecido anteriormente.*
5. *Para los clientes nuevos, estos deberán cumplir con las restricciones de consumo mínimo de energía y potencia señaladas anteriormente, sin embargo, podrá excluirse el requisito del cumplimiento del consumo histórico de los últimos 12 meses.*
6. *Una vez que ingresen a esta tarifa, si durante los últimos doce meses no alcanzan en al menos diez el consumo establecido, pierden la categoría y al tercer mes de incumplimiento regresan a la tarifa original de procedencia.*
7. *Esta categoría tarifaria establece precios mediante una banda. Los valores entre los precios mínimos y máximos inclusive pueden aplicarse al consumo de energía y potencia de los usuarios que puedan acceder a la tarifa, según sea requerido y previa valoración de la ESPH S.A. de cada caso en particular en función del consumo entre otras variables.*

B. Características del servicio: Suministro de energía y potencia a servicios en media tensión clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 y M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Tarifa T-A- Acceso.

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B. Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Medición: Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos), ubicado en el punto de entrega

DISPOSICIONES GENERALES:

1. Categorías y bloques de consumo:

El cliente clasificado con el bloque de consumo monómico (carga por energía), de las tarifas T-IN, T-CO y T-CS, será reclasificado al bloque de consumo binómico (carga por energía y potencia) de la misma tarifa, cuando su consumo mensual exceda los 3 000 kWh en seis o más facturas en los últimos doce meses.

2. Cargo por demanda

La demanda por facturar será la potencia más alta registrada para cualquier intervalo de quince minutos del mes a facturar y del periodo horario correspondiente.

3. Cargo mínimo a facturar.

En cada tarifa se cobrará como mínimo una suma mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos.

En el caso de las tarifas MT y MTb, al cargo mínimo se le aplicará el precio del periodo punta.

Las tarifas del sector residencial (T-RE y T-RH) no aplica el cobro del cargo mínimo ya que cancelan cargo fijo.

4. Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente. La demanda por facturar será la máxima potencia, en kW, registrada durante el mes.

Periodos no aplican para la tarifa residencial horaria.

5. Facturación de energía y potencia a abonados productores de energía eléctrica.

Para los abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo, en los que aplica el cargo por demanda, la potencia y la energía vendida por la empresa se facturará conforme al bloque que corresponda según el total de energía retirada en el periodo de medición o bloque horario, calculando la energía retirada como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora (Artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM).

De este modo el bloque tarifario dependerá de la energía total retirada o del periodo horario según corresponda.

La potencia por facturar será la máxima demanda registrada sobre el retiro total de energía, por su parte la energía a facturar será la vendida por la empresa a la tarifa del bloque que corresponda según lo indicado en el párrafo anterior.

La tarifa (TA) será aplicable a la energía (kWh) retirada de la red de distribución por el productor-consumidor, proveniente de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para la energía (kWh) consumida proveniente de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a la energía (kWh) previamente inyecta, se aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, preferencial con carácter social, media tensión, entre otras), que ya incluyen dentro de sus costos totales de distribución los correspondientes al acceso a la respectiva red.

Para efectos del pago mínimo que se cobrará a los usuarios con categoría de productor consumidor, las empresas distribuidoras cobrarán el mínimo de consumo de energía, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor.

6. Condiciones para la tarificación en condominios.

Para la clasificación tarifaria en condominios, rige lo indicado en el Capítulo XIII, de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

7. Reporte de calidad del suministro eléctrico.

En los servicios en donde se requiera la instalación de un sistema de medición con registro de parámetros de energía, según la clasificación establecida en el artículo 26 de la norma AR-NT-SUCON, la empresa eléctrica le brindará al abonado los medios para el acceso al reporte de calidad correspondiente de acuerdo con lo establecido en los artículos 27 y 28 de la norma AR-NT-SUCAL

[...]

VII. CONCLUSIONES:

- 1. Esph solicitó un ajuste en las tarifas de distribución a partir del 01 de enero de 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022 un aumento promedio de 5,40%, para el año 2023 se solicita una variación promedio de 4,99% a partir del 1 de enero del 2023 al 31 de diciembre del 2023 sobre la tarifa*

aprobada para dicho periodo y una variación de 1,53% a partir del 1 de enero del 2024 sobre la tarifa aprobada para dicho periodo.

- 2. Se propone una rebaja en los precios vigentes del sistema de distribución de ESPH de -3,08% para el año 2022, de -7,89% para el 2023 y de -7,31% para el 2024.*
- 3. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de distribución tenga ingresos de ¢48 213,7 millones para el año 2022, ¢46 649,1 millones para el año 2023 y ¢48 055,6 millones para el año 2024. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de distribución de ¢79,8 para el año 2022, de ¢75,8 en el año 2023 y de ¢76,3 para el año 2024.*
- 4. No se reconocen proyectos de reconstrucción de zonas específicas donde la justificación se hizo de manera general, careciendo de un detalle por sector, así como la relación directa con parámetros de calidad o gestiones comerciales por parte de la empresa.*
- 5. Se logra evidenciar una mala planificación de las obras, principalmente en la ejecución de las mismas, además, otro punto importante es el hecho de que los cierres contables de las mismas es un factor que afecta la capitalización de obras en el período para el que se solicita*
- 6. 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 3,43%.*
- 7. Base tarifaria, el cálculo de Aresep, se utilizó como base el cálculo de AFNORP, estimado por la IE resultando del promedio de los AFNOR del periodo 2020-2021, 2021-2022, 2022-2023, 2023-2024 respectivamente.*
- 8. Liquidación 2019, el resultado del análisis realizado por la IE se determinó que como liquidación del periodo 2019 el monto de -¢1 453,00 millones, los cuales corresponden a -¢1 397,50 millones por efecto de ingresos, costos y gastos y -¢55 millones por efecto rédito.*
- 9. Liquidación 2020, el resultado del análisis realizado por la IE se determinó que como liquidación del periodo 2020 el monto de -¢403,07 millones, los cuales corresponden a -¢158,07 millones por efecto de ingresos, costos y gastos y -¢245 millones por efecto rédito.*

10. Sobre el estudio tarifario ordinario 2022-2024 se concluye que las principales diferencias entre lo calculado por la IE y lo remitido por el Esph son:

- La principal diferencia con respecto a lo solicitado por Esph corresponde a la base de proyección utilizada para proyectar los años 2022, 2023 y 2024, en el caso de Esph este considero el año 2021 sobre el cual no aporó justificaciones ni detalle sobre dicho criterio, en el caso de la proyección realizada por Aresep, este considero los saldos reales justificados por Esph para el periodo 2020 a los cuales se les aplicó el indicador de proyección (Inflación según corresponda).
- En el caso del IVA, se procede a realizar el cálculo sobre las compras de energía e inversiones, de los cuales se reconoce como gasto para los periodos 2022, 2023 y 2024 los montos de ₡1 338,30 millones, ₡1 251,65 millones y ₡1 307,54 millones respectivamente.

[...]

II. Que, en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0150-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

De acuerdo con el informe IN-0898-DGAU-2021 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibieron las siguientes oposiciones al estudio tarifario para el sistema de distribución de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (Esph) las cuales se analizan de seguido.

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 Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 01-0812-0378, 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-1581-2021. (visible a folio 160).

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

La Defensoría de los Habitantes se opone a la solicitud presentada por la Esph para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los años 2019 y 2020, así como la fijación ordinaria para los períodos 2022, 2023 y 2024.

A continuación los argumentos presentados en su oposición por la Defensoría de los Habitantes, por medio del apartado “Análisis de la solicitud de tarifa Expediente No. ET-071-2021 del servicio de distribución de energía eléctrica”:

1. En primer lugar, por medio del punto A, la Defensoría menciona las razones dadas por la Esph para sustentar la petición tarifaria presentada ante la Autoridad Reguladora. Sin embargo, la Defensoría no hace ninguna referencia al respecto.

2. En segundo lugar, en el punto B, la Defensoría señala que:

En relación con la tarifa residencial, se establecen bloques de consumo, donde la empresa promueve la eficiencia energética y ahorro de energía, con esta nueva estructura se verán beneficiados quienes tengan un consumo de energía eficiente, en este caso los bloque (sic) del B1, B2 y B3. (Tabla 1), debido a que actualmente tenía un cargo fijo de 0-30 kWh de ¢ 2,2281.80 con un consumo de 31-200 KWh de ¢ 74.06 y mayor a 200 KWh de ¢ 95.76 por cada KWh consumido

Al respecto, se indica que la Defensoría, además de incorporar un cuadro con información sobre la propuesta de bloques de consumo, no presenta ninguna petición ni hace referencias adicionales. No obstante, se le indica a la Defensoría que en apartado V del informe, sobre Estructura Tarifaria, se presenta el detalle de análisis técnico realizado por la Intendencia de Energía, apostando a la gradualidad como un criterio regulatorio para armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

3. En tercer lugar, en el punto C, relacionado con Microinversiones, la Defensoría de los Habitantes señala lo siguiente:

En relación con las micro inversiones, entre los rubros más considerables se encuentra la compra de vehículos. De acuerdo con la tabla 2, se observa como en el año 2022 las inversiones serán de ¢ 6 mil millones, y la Esph S.A. diluye

estas inversiones en los periodos del 2022 al 2024, logrando una menor afectación en las tarifas solicitadas, como se observa en el rubro de “Equipo de Transporte Especial” cada uno de los periodos el porcentaje es de 66% por lo que las inversiones se hacen de manera planificada a los requerimientos de la empresa.

Al respecto, al igual que en el caso anterior, se indica que la Defensoría, además de incorporar un cuadro sobre inversiones en vehículo para el período 2021 al 2022, no presenta ninguna petición ni hace referencia adicionales. No obstante, conviene señalar que la Intendencia de Energía, en todos los estudios tarifarios que tramita, realiza un análisis detallado de las inversiones presentadas por la empresa, precisamente para velar por el principio de servicio al costo y evitar gastos excesivos o desproporcionados.

- 4. En cuarto lugar, la Defensoría se refiere al tema de las Macroinversiones de la Esph, enfocando su atención en el análisis del proyecto “Reubicación de red eléctrica trifásica de distribución en 34500V por la ampliación de la Ruta 1 en sector Firestone” e incluye la correspondiente ficha técnica como referencia.*

Al respecto, de acuerdo con el detalle de su oposición, la Defensoría hace referencia a los documentos presentados por la empresa, específicamente el Convenio entre el Fideicomiso Ruta 1 – Esph S.A. y la Ley N° 9292 Desarrollo de Obra Pública Corredor Vial San José-San Ramón y sus radiales mediante fideicomiso. En este contexto, la Defensoría indica en su petitoria:

Por lo tanto, la Defensoría le solicita al ente regulador no reconocer en las tarifas del Sistema de Distribución los gastos realizados por la Esph S.A. en la Ruta 1 administrada por el Fideicomiso de la Ruta San José – San Ramón, pues, de acuerdo con la Ley 9292 en su artículo 13, todas las inversiones realizadas, deben ser cubiertas por el Fideicomiso, en el tanto hayan sido ejecutadas el en plazo (sic) establecido en esa ley. Al respecto, no observa esta Defensoría que la Esph haya documentado que las obras se realizaron fuera de ese plazo, ni las razones por las que se incurrió en retraso, si ello ocurrió.

En atención a lo manifestado por la Defensoría, se le informa que, como consta en el análisis de inversiones, este proyecto no está siendo incorporado en los cálculos que sustentan el estudio ordinario para la fijación de las tarifas del periodo 2022, 2023 y 2024. Los datos referidos corresponden al año 2021, de manera que la valoración de este proyecto en específico, así como de los montos indicados, deberá realizarse cuando la empresa realice la liquidación tarifaria

correspondiente al 2021, momento en deberá presentar toda la documentación que sustente su pretensión.

No obstante, esta Intendencia valora como positivos los aportes y referencias presentados por la Defensoría, previendo que cuando corresponda, la Autoridad Reguladora deberá valorar de manera rigurosa y detallada, tanto a nivel técnico como jurídico, lo que la Esph presente al respecto, dado que la Autoridad Reguladora debe velar por el cumplimiento del marco legal vigente, en cumplimiento de la obligación de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores del servicio público regulado relacionado con el suministro de energía eléctrica en todas sus etapas.

- 5. Por último, por medio del punto E, relacionado con gastos administrativos, la Defensoría presenta un cuadro (Tabla 5), haciendo referencia específica en el sentido de que existen gastos como el de servicio de calendarios, publicidad y compra de audífonos, los cuales considera que no pueden considerar parte de los costos para la prestación del servicio de distribución.*

Al respecto, de manera consistente con lo indicado en el punto anterior, se aclara a la Defensoría que los datos aportados por la empresa, relacionados con gastos administrativos específicos, corresponden al año 2021; de manera que el análisis regulatorio de los mismos se realizará cuando la Esph presente la correspondiente liquidación. En efecto, como consta en el análisis de costos y gastos del estudio ordinario, estos montos no han sido incorporados en los cálculos que sustentan la fijación de las tarifas del periodo 2022, 2023 y 2024.

No obstante, se le indica a la Defensoría que la Intendencia de Energía, cuando corresponda, realizará un análisis técnico riguroso de todos los ingresos, costos, gastos e inversiones, que sean presentados por la Esph en el marco del proceso de liquidación 2021, considerando que Autoridad Reguladora tiene la obligación de velar por el principio de servicio al costo, garantizando que todos los rubros estén debidamente justificados y relacionados con la prestación del servicio público, pero verificando que no sean excesivos o desproporcionados.

En este contexto, según consta en el informe técnico que sustenta la tramitación del presente estudio tarifario, la Autoridad Reguladora, por medio de la Intendencia de Energía, ha realizado un análisis técnico riguroso y detallado, en aplicación de los principios regulatorios que orientan los procesos de regulación económica y de la calidad.

2. Boston Scientific de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-102-357469. Representada por el señor José Guillén Montenegro, portadora de la cédula de identidad número 01-1036-0709, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Mario Rodríguez Sequeira, portador de la cédula de identidad número 1-1040-0716, debidamente autorizado. No presenta escrito. (visible a folio 232).

*Notificaciones: correo electrónico: Marco.BarrantesCalvo@bsci.com
Mario.Rodriguez@bsci.com*

El señor Mario Rodríguez Sequeira, en representación de Boston Scientific de Costa Rica, presenta una coadyuvancia a las solicitudes de ajuste de las tarifas de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica para los períodos 2022, 2023 y 2024, presentada por Esph, indicando lo siguiente:

- 1. El costo de la electricidad en la empresa representa uno de los mayores y en los últimos cuatro años este ha tenido una tendencia significativa hacia arriba a pesar de estar aplicando una tarifa TMTB preferencial, por ser certificado ISO 50001, siendo aun así un gasto significativo. La disminución de la tarifa TMTB con la propuesta realizada en el expediente ET-071, hace que le traiga bastantes beneficios a la empresa para seguir adelante.*

Se agradece los comentarios del señor Rodríguez Sequeira, 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.

Asimismo, se le indica que en apartado V sobre Estructura Tarifaria se presenta el detalle del análisis técnico realizado por la Intendencia de Energía, teniendo en consideración la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

3. Consejero del Usuario

Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 05-0302-0917.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 224).

Notificaciones: correo electrónico: jorge.sanarrucia@aresep.go.cr

consejero@aresep.go.cr

El Consejero del Usuario manifiesta su oposición a las peticiones presentadas por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia, relacionadas tanto con la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de distribución de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los años 2019, 2020 y la fijación ordinaria para los periodos 2022, 2023 y 2024 (Expediente ET-071-2021), como con la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de generación de energía eléctrica correspondiente a la liquidación de los periodos 2019 y 2020, y ajuste tarifario ordinario para el 2022, 2023 y 2024 (Expediente ET-072-2021).

No obstante lo anterior, es necesario aclarar que el Consejero del Usuario, en su oposición, solamente presenta argumentos relacionados con la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de distribución, según se detalla a continuación:

- 1. En primer lugar, el Consejero del Usuario manifiesta su preocupación por el incremento en la tarifa residencial y preferencial, dado el comportamiento de los precios de la electricidad, señalando al respecto que “hay quienes afirman que son de los más altos de la región centroamericana; otros datos los ubican en un lugar intermedio, después de Nicaragua y Honduras. Los datos respaldan más esta segunda afirmación, es decir, que el precio de la electricidad en Costa Rica, si se le compara con el resto de países de la región, no es de los más caros, pero tampoco de los más baratos.*

Al respecto, la Intendencia reconoce la importancia que adquiere, según lo indicado por el oponente, el precisar el uso de las fuentes de información, al momento de realizar afirmaciones como la manifestada. De hecho, en el gráfico que el Consejero del Usuario incluye en la oposición, relacionado precisamente con el sector residencial, se muestra información tomada GlobalPetrolPrices.com que, según se indica, es un sitio especializado en el monitoreo del costos de los precios de insumos tales como la electricidad, combustibles y gas en 150 países. Este gráfico, con datos a marzo 2021, revela que Costa Rica se ubica con el precio más bajo en la región centroamericana.

Esta Intendencia también comparte lo señalado por el oponente, sobre la importancia que adquiere el precio de la electricidad para el funcionamiento y desarrollo de los sectores productivos, por ser un factor que influye en la competitividad y la atracción de inversiones.

Por otro lado, el oponente señala su preocupación en torno a la propuesta de modernización tarifaria presentada por la Esph, refiriéndose específicamente a la naturaleza de los ajustes diferenciados relacionados con el tratamiento de las tarifas residencial y preferencial.

Al respecto, en atención a estas manifestación del oponente, se le indica en primer lugar que el proceso de modernización tarifaria que ha venido impulsando la Autoridad Reguladora, prevé la posibilidad de que la ente regulador promueva mejoras de aplicación general para todas las empresas eléctricas, así como la posibilidad de la empresa eléctrica, que es la que mejor conoce las características de sus abonados y las particularidades del mercado en su zona de concesión, también pueda hacer propuestas para que sean valoradas técnicamente por los equipos técnicos de la Intendencia de Energía.

En lo que respecta a la propuesta de modernización presentada por la Esph, como se puede apreciar en el informe, la Intendencia de Energía realizó un análisis técnico riguroso y detallado de su propuesta.

Para tales efectos, se le indica al oponente que la Autoridad Reguladora, de manera consistente con el análisis regulatorio realizado de casos similares ya tramitados, específicamente el del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el de Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos S.A. (Coopelesca), la Intendencia de Energía dispuso de información confiable para iniciar un proceso de asignación de costos a los distintos sectores de consumo (residencial, industrial, comercial y servicios) para poder realizar una asignación de los costos, de manera que cada categoría tarifaria del sistema de distribución brindado por los prestadores de dicho servicio público refleje los costos en que se incurre para brindar el servicio, según el nivel de tensión, pero garantizando que la asignación realizada permita generar en conjunto el nivel de ingresos requerido por el sistema de distribución, según las estimaciones realizadas.

Lo anterior implica, por tanto, un análisis integral, proceso que por su naturaleza permite atender también las particularidades del sector empresarial e industrial, que también son usuarios de los servicios de suministro de energía eléctrica que brinda la empresa Esph.

Por otro lado, en atención a la referencia que hace el Consejero del Usuario, sobre lo establecido en la Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural (RJD-139-2015), es

importante reiterar que, en efecto, esta metodología sólo determina el ajuste porcentual requerido que posteriormente deberá distribuirse de conformidad con lo que técnicamente determine la IE entre las diferentes tarifas y bloques de acuerdo a la estructura tarifaria.

Lo anterior adquiere relevancia porque lo actuado por la Intendencia de Energía es consistente con lo establecido en la metodología, considerando que el procedimiento aplicado en esta fijación parte del reconocimiento de que los costos de inversión, operación y mantenimiento, relacionados con la atención de los distintos sectores de consumo, no son iguales, lo cual explica, en lo fundamental, la posibilidad de que los ajustes en los precios finales que pagan los sectores sean diferenciados.

No obstante lo anterior, esta Intendencia comparte lo señalado por el opositor, en el sentido de que la tramitación de todo estudio tarifario supone el análisis y comprensión del contexto. Por ello, esta Intendencia ha realizado, como es parte de la práctica regulatoria, un análisis técnico riguroso con el fin de velar por el cumplimiento del principio de servicio al costo y, en lo fundamental, cumplir con la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

De igual manera, esta Intendencia reconoce el desafío que implica cumplir lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley N° 7593, al momento de fijar precios, tarifas y tasas, dada que la Autoridad Reguladora debe lograr un balance dinámico de los principios de servicio al costo, equidad social, eficiencia económica, equilibrio financiero y sostenibilidad ambiental, entre otros.

- 2. En segundo lugar, en lo que respecta a la tarifa de acceso, el Consejero del Usuario hace referencia a los ajustes propuestos por la empresa Esph para los períodos 2022, 2023 y 2024, haciendo mención de dos hechos relevantes: primero, que en la actualidad la generación distribuida está regulada por medio de un decreto ejecutivo N° 39229-MINAE, del 14-09-2015, por medio del cual se establece el Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla; y segundo, que el pasado 27 de octubre de 2021, la Asamblea Legislativa aprobó en segundo debate la denominada Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, tramitada bajo el expediente legislativo N° 22.009.*

Al respecto, esta Intendencia reconoce lo señalado por el oponente, en el sentido de que la aprobación de esta ley implicará un cambio sustantivo en el proceso de regulación de la generación distribuida. No obstante, se le indica al oponente que al momento de formalizar el informe técnico que sustenta el presente estudio tarifario, aún no se había formalizado la entrada en vigor de esta nueva ley; es decir, aún está pendiente su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

Sin embargo, se aclara que esta ley otorga un plazo máximo de 12 meses contados a partir de su publicación, para que la Autoridad Reguladora desarrolle los nuevos instrumentos regulatorios requeridos, razón por la cual señala que durante la transición se deben respetar los contratos vigentes, en tanto no se disponga del nuevo marco regulatorio.

En todo caso, en respuesta a la preocupación manifestada por Consejero del Usuario, tal y como puede ser valorado en el informe técnico, esta Intendencia ha realizado un análisis técnico riguroso de la propuesta presentada por la EspH para la actualización de la tarifa de acceso, dada la responsabilidad que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el principio de servicio al costo, como condición necesaria para armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

4. Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-002-042023. Representada por el señor Enrique Egloff Gerli, portadora de la cédula de identidad número 01-0399-0262, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: No Hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito con una coadyuvancia. (visible a folio 163).

Notificaciones: correo electrónico: cmontenegro@cicr.com jporras@cicr.com

Al respecto, del análisis realizado de la coadyuvancia presentada por la Cámara de Industrias de Costa Rica, esta Intendencia considera necesario mencionar, a manera de resumen, lo siguiente:

- 1. En primer lugar, la CICR señala como destacable el hecho de que en este estudio tarifario la EspH no solicita ajustes iguales para todas las categorías tarifarias, indicando además que “en esta solicitud tarifaria se plantea una reestructuración tarifaria con el propósito de adaptar los precios a las condiciones actuales y a la demanda característica de cada*

sector en el sistema eléctrico (residenciales, industriales y otros de baja tensión). Incluido un breve análisis del estado de resultados tarifario.

Al respecto, es necesario reiterar que el proceso de modernización tarifaria que ha venido impulsando la Autoridad Reguladora se sustenta en una estrategia que prevé no sólo la posibilidad de aplicar ajustes de alcance general para todas las empresas eléctricas, sino también la posibilidad de que las empresas distribuidoras, que mejor conocen las características y necesidades de sus abonados, así como las particularidades de la zona geográfica de su concesión, también puedan presentar propuestas para valoración técnica de la Intendencia de Energía.

En efecto, como consta en el informe técnico, la Intendencia de Energía, de manera consistente con lo actuado en fijaciones similares, ha formalizado un análisis regulatorio, incorporando las curvas de carga, procedimiento que permite asignar, de manera diferenciada, los gastos y costos en que incurre el sistema de distribución, entre los distintos sectores de consumo: residencial, industrial, comercial y servicios. Lo anterior permitirá, de manera gradual, la consolidación de un proceso de análisis más transparente y confiable para todas las partes interesadas.

- 2. En segundo lugar, la Autoridad Reguladora valora como positiva la decisión de la CICR incluir, como parte de su coadyuvancia, un análisis propio sobre la propuesta de Estructura Tarifaria presentada por la Esph, específicamente lo relacionado con el peso relativo diferente que tienen los distintos sectores de consumo en la determinación de la demanda de potencia.*

Las referencias hechas por la CICR son consistentes con la intencionalidad del proceso de modernización tarifaria impulsado por la Autoridad Reguladora. No obstante, también confirma el desafío que implica, al amparo de lo establecido en el artículo 31 de la Ley N° 7593, consolidar un proceso de fijación de precios, tarifas y tasas sustentado en el balance dinámico de los principios de servicio al costo, equidad social, eficiencia económica, equilibrio financiero y sostenibilidad ambiental, entre otros.

Al respecto, se le indica a la CICR que en el apartado de V sobre Estructura Tarifaria presenta el detalle del análisis técnico realizado por la Autoridad Reguladora, destacando la necesidad de impulsar un proceso de modernización gradual, dada la obligación que tiene la

Aresep de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

3. *En tercer lugar, en lo que respecta al apartado denominado Apoyo a la Competitividad, se indica que la Intendencia de Energía, como instancia responsable de ejecutar la regulación económica y de la calidad en el sector energía, con base en los instrumentos regulatorios aprobados por la Junta Directiva, parte del reconocimiento de la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores, en contexto en donde la regulación del servicio público de suministro de energía eléctrica es estratégica tanto para el bienestar y calidad de vida de la población, como para la competitividad y desarrollo de los sectores productivos.*

Por último, se le indica a la CICR que la Intendencia de Energía realiza un análisis técnico riguroso de las peticiones tarifarias, incluidos las oposiciones y coadyuvancias presentadas por las partes interesadas, siendo que son insumos valiosos para retroalimentar el proceso de regulación desde la perspectiva de los distintos sectores de consumo.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin cargo de Costo Variable de Generación (CVG) del sistema de distribución que presta Esph partir del 1 de enero de 2022, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin cargo de Costo Variable de Generación (CVG) del sistema de distribución que presta Esph partir del 01 de enero de 2022, de la siguiente manera:

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2022 al 31/dic/2022	Rige del 1/ene/2023 al 31/dic/2023	Rige a partir del 1/ene/2024
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
○ demandas inferiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-200	cargo fijo	1 425,00	1 354,04	1 362,57
	cada kWh	66,19	62,89	63,29
Bloque 201-275	cargo fijo	2 775,00	2 636,81	2 653,42
	cada kWh	71,14	67,60	68,03
Bloque 276-360	cargo fijo	3 675,00	3 491,99	3 513,99
	cada kWh	78,82	74,89	75,36
Bloque 361-500	cargo fijo	4 865,00	4 622,72	4 651,84
	cada kWh	87,32	82,97	83,49
Bloque 501 y más	cargo fijo	8 460,00	8 038,69	8 089,33
	cada kWh	96,74	91,92	92,50
○ demandas superiores a 10 kW				
-	cargo fijo	8 460,00	8 038,69	8 089,33
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	54,42	51,71	52,04
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>	cada kW	8 835,80	8 395,78	8 448,67
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria				
Para demandas inferiores a 10 kW				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
	cargo fijo	por el bloque	por el bloque	por el bloque
Periodo Punta	cada kWh	127,65	121,29	122,05
Periodo Valle	cada kWh	87,70	83,33	83,85
Periodo Noche	cada kWh	63,98	60,79	61,17
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	96,74	91,92	92,50
-				
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	163 260,00	155 130,00	156 120,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	54,42	51,71	52,04
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	88 358,00	83 957,80	84 486,70
Bloque 11 y más	cada kW	8 835,80	8 395,78	8 448,67
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	96,25	91,46	92,04
-				
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	162 420,00	154 320,00	155 280,00

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2022 al 31/dic/2022	Rige del 1/ene/2023 al 31/dic/2023	Rige a partir del 1/ene/2024
Bloque 3001 y más	cada kWh	54,14	51,44	51,76
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	87 910,20	83 532,30	84 058,60
Bloque 11 y más	cada kW	8 791,02	8 353,23	8 405,86
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>	cada kWh	82,23	78,13	78,63
-				
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	138 780,00	131 850,00	132 690,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	46,26	43,95	44,23
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	75 104,30	71 364,10	71 813,70
Bloque 11 y más	cada kW	7 510,43	7 136,41	7 181,37
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	72,32	68,72	69,15
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	69,84	66,36	66,78
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	36,84	35,01	35,23
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	35,58	33,81	34,02
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	30,01	28,52	28,70
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	28,98	27,54	27,71
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	7 663,12	7 281,50	7 327,37
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	7 400,27	7 031,74	7 076,04
Periodo Valle (máxima)	cada kW	5 324,50	5 059,34	5 091,21
Periodo Valle (mínima)	cada kW	5 141,87	4 885,80	4 916,58
Periodo Noche (máxima)	cada kW	3 548,51	3 371,79	3 393,03
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	3 426,80	3 256,15	3 276,66
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVC
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2022 al 31/dic/2022	Rige del 1/ene/2023 al 31/dic/2023	Rige a partir del 1/ene/2024
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	Periodo Punta (máxima) cada kWh	112,71	107,10	107,77
	Periodo Punta (mínimo) cada kWh	108,84	103,42	104,07
	Periodo Valle (máxima) cada kWh	38,72	36,79	37,02
	Periodo Valle (mínima) cada kWh	37,39	35,53	35,75
	Periodo Noche (máxima) cada kWh	24,85	23,61	23,76
	Periodo Noche (máxima) cada kWh	24,00	22,80	22,94
	Periodo Punta (máxima) cada kW	3 310,32	3 145,47	3 165,29
	Periodo Punta (mínimo) cada kW	3 196,78	3 037,58	3 056,72
	Periodo Valle (máxima) cada kW	2 310,91	2 195,83	2 209,66
	Periodo Valle (mínima) cada kW	2 231,65	2 120,51	2 133,87
	Periodo Noche (máxima) cada kW	1 480,87	1 407,12	1 415,98
	Periodo Noche (máxima) cada kW	1 430,08	1 358,86	1 367,42
► Tarifa T-TA: tarifa de acceso				
	cada kWh	17,34	17,04	17,03

II. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “Considerando II” de esta resolución.

De conformidad con el acuerdo de Junta Directiva N° 06-83-2021, del acta de la sesión extraordinaria 83-2021, celebrada el 23 de setiembre de 2021 y ratificada el 28 de setiembre del mismo año, se incorporan a esta resolución, los anexos del informe técnico IN-0150-IE-2021 del 9 de diciembre de 2021, que sirve de base para 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.—Solicitud N° 316644.—(IN2021610331).

CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 1:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes 2022, 2023 y 2024.
- Anexo No. 2:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2022, 2023 y 2024.
- Anexo No. 3:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2022
- Anexo No. 4:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.
- Anexo No. 5:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.
- Anexo No. 6:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.
- Anexo No. 7:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2024.
- Anexo No. 8:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.
- Anexo No. 9:** Rédito para el desarrollo.
- Anexo No. 10:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Anexo No. 1

Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes para los años 2022, 2023 y 2024

ANEXO 1

ESPH: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS E INGRESOS CON TARIFA VIGENTE POR TIPO DE TARIFA
COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA 2022, 2023 y 2024.

Tarifa		2022	2023	2024
Residencial	GWh	245,7	250,5	255,7
	Millones colones	20 127,9	20 526,0	20 952,3
	¢/KWh	81,9	81,9	81,9
Industrial	GWh	62,1	58,6	60,4
	Millones colones	5 225,7	4 931,4	5 078,6
	¢/KWh	84,1	84,1	84,1
Comercios y servicios	GWh	172,9	179,6	184,7
	Millones colones	15 669,3	16 270,6	16 737,5
	¢/KWh	90,6	90,6	90,6
Preferencial	GWh	40,5	42,4	44,8
	Millones colones	2 796,3	2 927,1	3 089,3
	¢/KWh	69,0	69,0	69,0
Media Tensión	GWh	17,3	17,3	17,3
	Millones colones	1 382,1	1 382,1	1 382,1
	¢/KWh	79,8	79,8	79,8
Media Tensión B	GWh	60,7	60,7	60,7
	Millones colones	4 114,6	4 114,6	4 114,6
	¢/KWh	67,8	67,8	67,8
Alumbrado Público	GWh	8,0	8,5	8,5
	Millones colones	421,2	451,5	451,5
	¢/KWh	52,8	52,8	52,8
Total	GWh	607,3	617,7	632,2
	Millones colones	49 737,2	50 603,3	51 805,8
	¢/KWh	81,9	81,9	81,9
Disponibilidad	GWh	649,4	660,6	676,0
Generación propia	GWh	279,0	283,3	283,3
	Millones colones	11 755,2	11 765,3	12 043,3
	¢/KWh	42,1	41,5	42,5
Compras al ICE **	GWh	370,4	377,2	392,7
	Millones colones *	17 739,5	18 070,8	18 812,7
	¢/KWh	47,9	47,9	47,9
Transmisión	GWh **	649,4	653,7	676,0
	Millones colones	7 470,3	7 502,5	7 668,1
	¢/KWh	11,5	11,5	11,3

FUENTE: ESPH y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Notas:

_*/ Incluye el monto de energía y potencia

_ **/ La energía se trasiega por las redes de transmisión del ICE y por ello paga peaje.

Información real hasta: setiembre 2021.

Anexo No. 2

Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos para los años 2022, 2023 y 2024

ANEXO 2

ESPH: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS
E INGRESOS CON TARIFA PROPUESTA POR TIPO DE TARIFA
COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA 2022, 2023 y 2024.

Tarifa		2022	2023	2024
Residencial	GWh	245,7	250,5	255,7
	Millones colones	20 403,3	19 770,6	20 308,4
	\$/KWh	83,0	78,9	79,4
Industrial	GWh	62,1	58,6	60,4
	Millones colones	4 924,4	4 415,7	4 576,1
	\$/KWh	79,3	75,3	75,8
Comercios y servicios	GWh	172,9	179,6	184,7
	Millones colones	14 841,2	14 643,2	15 158,3
	\$/KWh	85,8	81,5	82,1
Preferencial	GWh	40,5	42,4	44,8
	Millones colones	2 648,6	2 634,4	2 797,8
	\$/KWh	65,3	62,1	62,5
Media Tensión	GWh	17,3	17,3	17,3
	Millones colones	1 198,4	1 138,8	1 145,9
	\$/KWh	69,2	65,7	66,2
Media Tensión B	GWh	60,7	60,7	60,7
	Millones colones	3 783,3	1 138,8	3 617,6
	\$/KWh	62,4	18,8	59,6
Alumbrado Público	GWh	8,0	8,5	8,5
	Millones colones	421,2	451,5	451,5
	\$/KWh	52,8	52,8	52,8
Total	GWh	607,3	617,7	632,2
	Millones colones	48 220,5	44 192,9	48 055,6
	\$/KWh	79,4	71,5	76,0
Disponibilidad	GWh	649,4	660,6	676,0
Generación propia	GWh	279,0	283,3	283,3
	Millones colones *	11 755,2	11 765,3	12 043,3
	\$/KWh	42,1	41,5	42,5
Compras al ICE **	GWh	370,4	377,2	392,7
	Millones colones *	17 739,5	18 070,8	18 812,7
	\$/KWh	47,9	47,9	47,9
Transmisión	GWh **	649,4	653,7	676,0
	Millones colones	7 470,3	7 502,5	7 668,1
	\$/KWh	11,5	11,5	11,3

FUENTE: ESPH y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Notas:

_*/ Incluye el monto de energía y potencia

_ **/ La energía se trasiega por las redes de transmisión del ICE y por ello paga peaje.

Se agrega la tarifa residencial horaria, pero al no tener abonados no se presenta en este anexo.

Información real hasta: setiembre 2021.

Anexo No. 3
Estado de resultados con tarifas vigentes 2022

Sistema de Distribución		2022		
Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta
4.	Ingresos			
4.1.	Ingresos por Ventas	¢49.449,17	¢49.737,20	-¢288,03
4.9.	Otros Ingresos	¢1.074,15	¢1.032,16	¢41,99
	Liquidación del periodo anterior	-¢1.207,25		-¢1.207,25
	Liquidación 2019 Aresep			
	Liquidación 2020 Aresep			
	Total de ingresos regulados	¢49.316,06	¢50.769,36	
5.	Costos y Gastos			
5.1.	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	¢38.678,73	¢36.964,95	¢1.713,77
5.3.	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.502,82	¢3.216,39	¢286,43
5.4.	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢634,68	¢693,64	-¢58,96
5.5.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.852,83	¢1.784,04	¢68,79
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	¢76,20	¢65,60	¢10,61
5.9.	Gastos sociales y ambientales	¢33,79	¢31,44	¢2,35
5.10.	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.815,83	¢1.347,62	¢468,21
5.11.	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢546,81	¢643,33	-¢96,53
5.12.	Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢0,00	¢0,00
5.13.	Gastos financieros	¢6,91	¢0,00	¢6,91
5.14.	Otros gastos	¢328,23	¢318,88	¢9,35
	IVA	¢1.711,59	¢1.338,30	¢373,29
	Total de gastos	¢49.188,42	¢46.404,20	¢2.784,22
	Utilidad o pérdida de operación	¢127,64	¢4.365,16	-¢4.237,52
	AFNOR-PROMEDIO	¢28.671,66	¢27.670,61	¢1.001,05
	CAPITAL DE TRABAJO	¢532,59	¢122,32	¢410,27
	BASE TARIFARIA	¢29.204,25	¢27.792,93	¢1.411,32
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	0,44%	15,71%	

Anexo No. 4
Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.

Sistema de Distribución		2022			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	₡52.104,43	₡48.213,67	₡3.890,76	7,47%
4.9.	Otros Ingresos	₡1.074,15	₡1.032,16	₡41,99	3,91%
	Liquidación del periodo anterior 2019-2020	-₡1.207,25	-₡1.895,07	₡687,82	-56,97%
	Total de ingresos regulados	₡51.971,33	₡47.350,77		
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡40.456,63	₡36.964,95	₡3.491,68	8,63%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3.502,82	₡3.216,39	₡286,43	8,18%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡634,68	₡693,64	-₡58,96	-9,29%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1.852,83	₡1.784,04	₡68,79	3,71%
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	₡76,20	₡65,60	₡10,61	13,92%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	₡33,79	₡31,44	₡2,35	6,95%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1.815,83	₡1.347,62	₡468,21	25,78%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡546,81	₡643,33	-₡96,53	-17,65%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
5.13	Gastos financieros	₡6,91	₡0,00	₡6,91	100,00%
5.14	Otros gastos	₡328,23	₡318,88	₡9,35	2,85%
	IVA	₡1.711,59	₡1.338,30	₡373,29	21,81%
	Total de gastos	₡50.966,32	₡46.404,20	₡4.562,13	8,95%
	Utilidad o pérdida de operación	₡1.005,01	₡946,57	₡58,44	5,81%
	AFNOR-PROMEDIO	₡28.671,66	₡27.670,61	₡1.001,05	3,49%
	CAPITAL DE TRABAJO	₡532,59	₡122,32	₡410,27	77,03%
	BASE TARIFARIA	₡29.204,25	₡27.792,93	₡1.411,32	4,83%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,44%	3,41%		

Anexo No. 5
Estado de resultados con tarifas vigentes 2023.

Sistema de Distribución		2023		
Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta
4.	Ingresos			
4.1.	Ingresos por Ventas	₡50.514,49	₡50.603,30	-₡88,81
4.9.	Otros Ingresos	₡1.098,15	₡1.054,87	₡43,28
	Liquidación del periodo anterior	-₡1.207,25		-₡1.207,25
	Liquidación 2019 Aresep			
	Liquidación 2020 Aresep			
	Total de ingresos regulados	₡50.405,39	₡51.658,17	
5.	Costos y Gastos			
5.1.	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡39.456,29	₡37.339,06	₡2.117,23
5.3.	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3.578,91	₡3.265,32	₡313,59
5.4.	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡648,77	₡711,47	-₡62,70
5.5.	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1.977,60	₡1.750,61	₡227,00
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	₡81,26	₡67,04	₡14,22
5.9.	Gastos sociales y ambientales	₡35,26	₡32,13	₡3,13
5.10.	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1.774,63	₡1.367,47	₡407,16
5.11.	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡5.178,05	₡617,06	-₡99,25
5.12.	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00	₡0,00	₡0,00
5.13.	Gastos financieros	₡9,33	₡0,00	₡9,33
5.14.	Otros gastos	₡336,33	₡325,90	₡10,44
	IVA	₡1.791,86	₡1.251,65	₡540,20
	Total de gastos	₡50.208,05	₡46.727,70	₡3.480,35
	Utilidad o pérdida de operación	₡197,34	₡4.930,46	-₡4.733,13
	AFNOR-PROMEDIO	₡28.977,29	₡28.282,42	₡694,87
	CAPITAL DE TRABAJO	₡547,29	₡121,60	₡425,69
	BASE TARIFARIA	₡29.524,58	₡28.404,02	₡1.120,56
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	0,67%	17,36%	

Anexo No. 6
Estado de resultados con tarifas propuestas 2023.

Sistema de Distribución		2023			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢53.023,11	¢46.649,06	¢6.374,05	12,02%
4.9.	Otros Ingresos	¢1.098,15	¢1.054,87	¢43,28	3,94%
	Liquidación del periodo anterior	-¢1.207,25		-¢1.207,25	100,00%
	Total de ingresos regulados	¢52.914,00	¢47.703,93	¢5.210,08	9,85%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	¢41.145,51	¢37.339,06	¢3.806,46	9,25%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	¢3.578,91	¢3.265,32	¢313,59	8,76%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	¢648,77	¢711,47	-¢62,70	-9,66%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	¢1.977,60	¢1.750,61	¢227,00	11,48%
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	¢81,26	¢67,04	¢14,22	17,50%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	¢35,26	¢32,13	¢3,13	8,87%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢1.774,63	¢1.367,47	¢407,16	22,94%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢517,80	¢617,06	-¢99,25	-19,17%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	¢0,00	¢0,00	¢0,00	
5.13	Gastos financieros	¢9,33	¢0,00	¢9,33	100,00%
5.14	Otros gastos	¢336,33	¢325,90	¢10,44	3,10%
	IVA	¢1.791,86	¢1.251,65	¢540,20	30,15%
	Total de gastos	¢51.897,27	¢46.727,70	¢5.169,57	9,96%
	Utilidad o pérdida de operación	¢1.016,73	¢976,22	¢40,51	3,98%
	AFNOR-PROMEDIO	¢28.977,29	¢28.282,42	¢694,87	2,40%
	CAPITAL DE TRABAJO	¢547,29	¢121,60	¢425,69	77,78%
	BASE TARIFARIA	¢29.524,58	¢28.404,02	¢1.120,56	3,80%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,44%	3,44%		

Anexo No. 7
Estado de resultados con tarifas vigentes 2024.

Sistema de Distribución		2024		
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta
4.	Ingresos			
4.1.	Ingresos por Ventas	₡51.490,04	₡51.805,80	-₡315,76
4.9.	Otros Ingresos	₡1.119,62	₡1.078,07	₡41,55
	Liquidación del periodo anterior			₡0,00
	Liquidación 2019 Aresep			
	Liquidación 2020 Aresep			
	Total de ingresos regulados	₡52.609,66	₡52.883,87	
5.	Costos y Gastos			
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡40.091,28	₡38.524,11	₡1.567,17
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3.662,58	₡3.326,16	₡336,43
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡664,59	₡725,04	-₡604,43
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1.907,96	₡1.814,25	₡93,71
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	₡78,49	₡68,51	₡9,97
5.9.	Gastos sociales y ambientales	₡35,09	₡32,84	₡2,25
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1.741,66	₡1.407,00	₡334,66
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡484,78	₡617,14	-₡132,36
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00	₡0,00	₡0,00
5.13	Gastos financieros	₡6,39	₡0,00	₡6,39
5.14	Otros gastos	₡343,84	₡333,07	₡10,77
	IVA	₡2.470,11	₡1.307,54	₡1.162,57
	Total de gastos	₡51.486,77	₡48.155,66	₡3.331,11
	Utilidad o pérdida de operación	₡1.122,89	₡4.728,21	-₡3.605,32
	AFNOR-PROMEDIO	₡28.221,46	₡28.335,12	-₡113,65
	CAPITAL DE TRABAJO	₡560,20	₡124,93	₡435,27
	BASE TARIFARIA	₡28.781,67	₡28.460,05	₡321,62
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,90%	16,61%	

Anexo No. 8
Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.

Sistema de Distribución		2024			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Variación absoluta	Variación porcentual
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	₡52.278,69	₡48.055,62	₡4.223,07	8,08%
4.9.	Otros Ingresos	₡1.119,62	₡1.078,07	₡41,55	3,71%
	Liquidación del periodo anterior	₡0,00		₡0,00	
	Total de ingresos regulados	₡53.398,31	₡49.133,69	₡4.264,62	7,99%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡41.014,37	₡38.524,11	₡2.490,25	6,07%
5.3	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3.662,58	₡3.326,16	₡336,43	9,19%
5.4	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡664,59	₡725,04	-₡60,44	-9,09%
5.5	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1.907,96		₡93,71	
5.7.	Gastos de investigación y desarrollo	₡78,49	₡1.814,25		4,91%
5.9.	Gastos sociales y ambientales	₡35,09	₡68,51	₡9,97	12,71%
5.10	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡35,09	₡32,84	₡2,25	6,41%
5.11	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡1.741,66	₡1.407,00	₡334,66	19,21%
5.12	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡484,78	₡617,14	-₡132,36	-27,30%
5.13	Gastos financieros	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
5.14	Otros gastos	₡6,39	₡0,00	₡6,39	100,00%
	IVA	₡343,84	₡333,07	₡10,77	3,13%
		₡2.470,11	₡1.307,54	₡1.162,57	47,07%
	Total de gastos	₡52.409,86	₡48.155,66	₡4.254,19	8,12%
	Utilidad o pérdida de operación	₡988,46	₡978,03	₡10,42	1,05%
	AFNOR-PROMEDIO	₡28.221,46	₡28.335,12	-₡113,65	-0,40%
	CAPITAL DE TRABAJO	₡560,20	₡124,93	₡435,27	77,70%
	BASE TARIFARIA	₡28.781,67	₡28.460,05	₡321,62	1,12%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	3,43%	3,44%		

Anexo No. 9
Rédito para el desarrollo.

ESPH-DISTRIBUCIÓN ESTIMACIÓN 2021

ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN MODELOS DE RENTABILIDAD CAPM Y WACC ESTIMACIÓN PUNTUAL

Donde:

Ke	= Costo del capital propio / CAPM	
Ki	= Tasa libre de riesgo.	2,02%
PR	= Prima de riesgo	5,33%
Ba	= Beta apalancada	0,24

Ke = 3,32%

$R_k = R_d (1-t_i) [VD/A] + K_e [VCP/A]$

Donde:

Rk	= Tasa de rédito para el desarrollo / WACC		
Rd	= Costo del endeudamiento	6,29%	
Ke	= Costo del capital propio / CAPM	3,32%	
		<u>¢ millones</u>	<u>%</u>
D	= Valor de la deuda	952	4%
P	= Valor del capital propio	24 273	96%
A	= Valor total de los activos (D + P)	25 225	100%
t	= Tasa impositiva	0,0%	

Rk = 3,43%

Anexo No. 10

Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Consulta Pública

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) invita a los interesados a presentar por escrito sus posiciones sobre la propuesta de la **Refinadora Costarricense de Petróleo S.A. (RECOPE S.A.)** sobre la **fijación extraordinaria de los precios de los combustibles derivados de los hidrocarburos, diciembre 2021**, según el siguiente detalle:

DETALLE DE PRECIOS PROPUESTOS (colones por litro)						
PRODUCTOS*	Precio plantel Recope (con impuesto)		Precio distribuidor sin punto fijo al consumidor final ^{(3) (6)}		Precio consumidor final en estaciones de servicio	
	RE-0074-IE-2021	Propuesto	RE-0074-IE-2021	Propuesto	RE-0074-IE-2021	Propuesto
Gasolina súper ^{(1) (4)}	694,73	642,56	698,48	646,31	766	714
Gasolina plus 91 ^{(1) (4)}	678,96	625,87	682,70	629,62	750	697
Diésel 50 ppm de azufre ^{(1) (4)}	577,42	538,36	581,17	542,11	649	609
Diésel marino	630,94	577,31				
Keroseno ^{(1) (4)}	511,31	464,13	515,06	467,88	582	535
Búnker ⁽²⁾	347,60	300,39	351,35	304,14		
Búnker Térmico ICE ⁽²⁾	403,29	349,18				
IFO 380	374,60	335,81				
Asfalto AC-30 ⁽²⁾	414,74	404,79	418,49	408,54		
Asfalto AC-10 ⁽²⁾	425,94	514,50	526,96	518,25		
Diésel pesado ⁽²⁾	425,94	376,88	429,68	380,63		
Emulsión asfáltica RR ⁽²⁾	272,09	259,97	275,84	263,72		
Emulsión asfáltica RL ⁽²⁾	275,30	268,82	279,05	272,57		
LPG (mezcla 70-30)	337,64	262,35				
LPG (rico en propano)	315,76	242,78				
Av-Gas ⁽⁵⁾	1036,03	975,25			1053	993
Jet fuel A-1 ⁽⁵⁾	605,54	574,40			623	592
Nafta pesada ⁽¹⁾	463,09	410,24	466,83	413,99		

(1) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, considere la fórmula establecida mediante resolución RE-0124-IE-2020 del 16 de diciembre de 2020 publicada en el Alcance 329 de la Gaceta N° 294 el 16 de diciembre de 2020 y sus adiciones (ET-026-2020). (2) Para efecto del pago correspondiente del flete por el cliente, se considera la fórmula establecida en resolución RE-0074-IE-2019 del 15 de octubre de 2019 publicada en el Alcance digital 224 a La Gaceta 197 del 17 de octubre de 2019. (ET-032-2019) (3) Incluye un margen total de ₡3,746 colones por litro, establecido mediante resolución RJD-075-96 del 4 de setiembre de 1996. (4) El precio final contempla un margen de comercialización de ₡56,6810/litro y flete promedio total de ₡14,433/litro (12,773/litro flete promedio + 1,660 de IVA), para estaciones de servicio terrestres y marinas, establecidos mediante resoluciones RE-0038-IE-2021 y RE-0124-IE-2020, respectivamente (ET-012-2021 y ET-026-2020, respectivamente). (5) El precio final para las estaciones aéreas contempla margen de comercialización total promedio (con transporte incluido) de ₡17,265/litro, establecido mediante resolución RE-0124-IE-2020 del 16 de diciembre de 2020 (ET-026-2020). (6) Se aclara que Recope no presentó los precios al consumidor final para distribuidores sin punto fijo, sin embargo, de aprobarse su solicitud estos podrían modificarse según se indica.

* La descripción de los productos presentados por Recope no corresponden a los establecidos en la RIE-030-2018 (ET-081-2017).

Nota: todos los precios son preliminares y podrían modificarse.

Tipos de Envase	Precio máximo a facturar del gas licuado de petróleo (incluye impuesto único) (en colones por litro y cilindros) ^{(7) (12)}					
	Mezcla propano-butano			Rico en propano		
	Envasador (8)	Distribuidor de cilindros (9)	Comercializador de cilindros (10)	Envasador (8)	Distribuidor de cilindros (9)	Comercializador de cilindros (10)
Tanques Fijos (por litro)	315,39	(*)	(*)	295,82	(*)	(*)
Cilindro de 4,54 kg (10 lb)	2 747,00	3 233,00	3 793,00	2 657,00	3 159,00	3 735,00
Cilindro de 9,07 kg (20 lb)	5 494,00	6 467,00	7 585,00	5 314,00	6 317,00	7 471,00
Cilindro de 11,34 kg (25 lb)	6 867,00	8 083,00	9 482,00	6 643,00	7 897,00	9 338,00
Cilindro de 15,88 kg (35 lb)	9 614,00	11 317,00	13 274,00	9 300,00	11 055,00	13 074,00
Cilindro de 18,14 kg (40 lb)	10 988,00	12 933,00	15 170,00	10 628,00	12 634,00	14 942,00
Cilindro de 20,41 kg (45 lb)	12 361,00	14 550,00	17 067,00	11 957,00	14 214,00	16 809,00
Cilindro de 27,22 kg (60 lb)	16 482,00	19 400,00	22 756,00	15 942,00	18 952,00	22 412,00
Cilindro de 45,36 kg (100 lb)	27 469,00	32 333,00	37 926,00	26 570,00	31 586,00	37 354,00
Estación de servicio mixta (por litro) ⁽¹¹⁾	(*)	(*)	372,00	(*)	(*)	352,00

* No se comercializa en esos puntos de venta. (7) Precios máximos de venta según resolución RRG-1907-2001 publicada en La Gaceta N.º 65 del 2 de abril de 2001. (8) Incluye el margen de envasador de ₡53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 de 14 de agosto de 2018. (ET-027-2018) (9) Incluye el margen de distribuidor de cilindros de GLP de ₡55,843/litro establecido mediante resolución RE-0009-IE-2021 del 26 de febrero de 2021 (ET-010-2021) (10) Incluye el margen de comercializador de cilindros de GLP de ₡64,214/litro establecido mediante resolución RE-0009-IE-2021 del 26 de febrero de 2021. (ET-010-2021) (11) Incluye los márgenes de envasador de ₡53,036/litro, establecido mediante resolución RE-0074-IE-2018 de 14 de agosto de 2018 y ₡56,6810/litro para estación de servicio, establecido mediante resolución RE-0038-IE-2021 del 09 de junio de 2021. (ET-027-2018 y ET-012-2021 respectivamente) (12) Se aclara que Recope no presentó los precios máximos a facturar del gas licuado de petróleo, sin embargo, de aprobarse su solicitud estos podrían modificarse según se indica.

Precios a la flota pesquera nacional No Deportiva ⁽¹³⁾ (¢/lit.)		Rangos de variación de los precios de venta para lfo-380, Av-Gas y Jet Fuel (¢/lit.)		
Productos	Precio plantel sin impuesto	Producto	Precio al consumidor	
			Límite inferior	Límite superior
Gasolina plus 91	333,91	lfo-380	294,87	376,76
Diésel 50 ppm de azufre	341,13	Av-gas	675,46	763,54
		Jet fuel	361,07	480,73
(13) Según lo dispuesto en la Ley 9134 de interpretación auténtica del artículo 45 de la Ley 7384 y la Ley 8114.				

Cualquier interesado puede presentar una posición a favor o en contra, indicando las razones que considere. Esta posición se debe presentar **mediante escrito firmado** (*) (con fotocopia de la cédula), mediante el fax 2215-6002, por medio del correo electrónico (**): consejero@aresep.go.cr, o de forma personal en las oficinas de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, situada en el edificio Turrubares del Oficentro Multipark, Guachipelín de Escazú, San José, hasta **las 16 horas (4:00 p.m.) del día miércoles 22 de diciembre de 2021**. Debe señalar un medio para recibir notificaciones (correo electrónico, número de fax o dirección exacta).

Las personas jurídicas que presenten posiciones deben hacerlo por medio del representante legal, en este caso debe aportarse certificación de personería jurídica vigente.

La documentación completa de la citada propuesta podrá ser consultada en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de lunes a viernes entre las 08:00 y las 16:00 horas, y en la siguiente dirección electrónica: www.aresep.go.cr (participación ciudadana, consulte un expediente digital, expediente **ET-097-2021**).

Para asesorías e información adicional comuníquese con el Consejero del Usuario al correo electrónico consejero@aresep.go.cr o a la línea gratuita número **8000 273737**.

(*) El documento con las observaciones debe indicar un número de fax, una dirección de correo electrónico o una dirección exacta de un lugar físico para recibir notificaciones. En el caso de las personas jurídicas, dicho documento debe ser suscrito por el representante legal de dicha entidad y aportar certificación de personería jurídica vigente.

(**) En el caso de que el documento con las observaciones sea enviado por medio de correo electrónico, este debe estar suscrito mediante firma digital, o en su defecto, el documento con la firma debe ser escaneado y cumplir con todos los requisitos arriba señalados, además el tamaño de dicho correo electrónico no puede exceder a 10,5 megabytes.

Gabriela Prado Rodríguez
Dirección General de Atención al Usuario

1 vez.—Solicitud N° 316737.—(IN2021610450).

NOTIFICACIONES

HACIENDA

Edicto de Notificación de Cobro Administrativo

Administración Tributaria San José Oeste

ATSJO-GER-OF-0514-2021

Por desconocerse el domicilio actual y habiéndose agotado las formas de localización posibles, para dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 86, 137, 150 y 192, del Código de Normas y Procedimientos Tributarios y el capítulo X, artículo 252 y siguientes del Reglamento del Procedimiento Tributario, se procede a notificar por edicto los saldos deudores de los contribuyentes que a continuación se indican

NÚMERO DE REQUERIMIENTO	CONTRIBUYENTE	CÉDULA	IMPUESTO	DOCUMENTO	PERÍODO	MONTO
1911002353111	C&K COACTIVE SOCIEDAD ANONIMA	31010 85904	SANCION POR OMISION	9222001401331	04/2020	225 110,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044007938242	12/2012	757 943,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044007257492	11/2012	560 193,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044030704902	05/2015	1 236 503,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044028336382	02/2015	1 185 461,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044029208144	03/2015	1 113 183,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044017205296	12/2013	307 727,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044031494213	06/2015	1 005 399,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044027575604	01/2015	964 062,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044017983687	01/2014	281 601,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044018766856	02/2014	260 538,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044029836927	04/2015	932 627,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044019483026	03/2014	234 846,00

1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045008825883	09/2019	797 547,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044015556647	10/2013	131 184,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044016485662	11/2013	120 279,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045016333593	11/2019	724 375,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045029554161	02/2020	683 752,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045000277221	07/2019	670 948,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045020142555	12/2019	664 566,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045025127641	01/2020	659 959,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045012215283	10/2019	655 638,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044023422906	08/2014	402 180,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044025886005	11/2014	338 452,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044020311381	04/2014	87 769,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044033238367	08/2015	329 219,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044032439913	07/2015	322 326,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044024981535	10/2014	309 565,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044021822392	06/2014	306 747,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044024182573	09/2014	285 705,00

1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044035481237	09/2015	268 230,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044022677521	07/2014	265 535,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044021139271	05/2014	235 561,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044026688686	12/2014	234 248,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044049725381	04/2017	102 530,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044050683846	05/2017	77 335,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1012639947986	12/2019	48 761,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1221181209796	09/2019	28 605,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1221181209814	06/2019	28 605,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1221181209832	03/2019	28 605,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. TIMBRE DE EDUCACION Y CULTURA	1261047081323	12/2019	18 000,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. TIMBRE DE EDUCACION Y CULTURA	1261045071054	12/2017	9 000,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. TIMBRE DE EDUCACION Y CULTURA	1261045511783	12/2018	9 000,00
1911002360197	ICOR IX LIMITADA	3102251697	IMP. TIMBRE DE EDUCACION Y CULTURA	1261043664763	12/2016	750,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045013240485	10/2019	820 585,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1012638863905	12/2019	3 311 546,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045024123227	01/2020	1 207 226,00

1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045017093601	11/2019	854 976,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMPUESTO SOBRE LA RENTA	1221204690097	03/2020	829 318,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	104502199/8027	12/2019	775 604,00
1911002358702	URBANO DISEÑO Y CONSTRUCCION RI LIMITADA	3102584824	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1045028012971	02/2020	687 345,00
1911002358666	GRUPO CUATRO DEL ISTMO SOCIEDAD ANONIMA	3101637920	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044038934461	02/2016	5 750 928,00
1911002358666	GRUPO CUATRO DEL ISTMO SOCIEDAD ANONIMA	3101637920	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044054180477	09/2017	1 960 647,00
1911002358666	GRUPO CUATRO DEL ISTMO SOCIEDAD ANONIMA	3101637920	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044038756354	03/2016	1 801 149,00
1911002358666	GRUPO CUATRO DEL ISTMO SOCIEDAD ANONIMA	3101637920	IMP. VALOR AGREDADO (ANTES IGSV)	1044043468596	09/2016	1 165 685,00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001051575	08/2012	180,300.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001057333	10/2013	189,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064665	12/2013	199,700.00

1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064674	01/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064692	02/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064701	03/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064735	04/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064753	05/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064762	06/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064771	07/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064787	08/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064796	09/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064805	10/2014	199,700.00

1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064814	11/2014	199,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064823	12/2014	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064832	01/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064841	02/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064857	03/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064866	04/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064875	05/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064884	06/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064893	07/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064902	08/2015	201,700.00

1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064911	09/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064927	10/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064936	11/2015	201,700.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064945	12/2015	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064954	01/2016	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064963	02/2016	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064972	03/2016	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064981	04/2016	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001064997	05/2016	212,100.00
1911002283251	CONSULTORIA Y DISTRIBUIDORA SERVICIO TOTAL DE CA S.A.	3101625124-37	SANCION POR OMISION	9222001065006	06/2016	212,100.00

SR-AU-01-V-0279-2016	STAR SHOP CORPORATION S.A.	3-101-627845	GENERAL SOBRE LAS VENTAS	ATSJO-ACCIT-PS- 103-2013	11/2011,	2.415.284.00,
					01/2012,	731.684.00,
					02/2012,	1.214.462.00,
					03/2012,	540.106.00,
					04/2012,	715.612.00,
					05/2012,	412.004.00,
					09/2012,	3.390.919.00,
					10/2012,	1.964.040.00,
					11/2012,	1.946.264.00,
					12/2012,	2.793.368.00,
					02/2013,	707.526.00,
					04/2013,	1.329.960.00,
					05/2013,	2.183.121.00,
					06/2013,	1.691.451.00,
					07/2013	1.383.324.00

(*) Más los recargos de ley.

Se concede un plazo de quince días a partir del tercer día hábil de esta publicación, para que los contribuyentes arriba indicados cancelen la deuda. De no hacerlo, el caso será trasladado a la oficina de Cobros Judiciales para el trámite correspondiente así mismo se le previene al contribuyente que para futuras notificaciones debe señalar lugar para recibirlas y en caso de que no lo haga, las resoluciones que recaigan quedan firmes veinticuatro horas después de dictadas. (Artículo 137 C.N.P.T) Publíquese.

Carlos Vargas Durán
Director General de Tributación

Gerardo Chévez Ramírez
Gerente Tributario

1 vez.—Solicitud N° 316792.—(IN2021610567).

MUNICIPALIDADES

MUNICIPALIDAD DE SAN PABLO DE HEREDIA
DIRECCION DE HACIENDA MUNICIPAL
SECCION DE FISCALIZACION Y GESTION DE COBROS

EDICTO

La Municipalidad de San Pablo de Heredia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9, del Reglamento para el Procedimiento de Cobro Administrativo, Extrajudicial y Judicial de la Municipalidad de San Pablo de Heredia, en relación con el artículo 137 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, procede a notificar, mediante el siguiente listado, a los contribuyentes que se encuentran morosos en el pago de obligaciones tributarios y no tributarias, y a quienes no ha sido posible conocer su domicilio o la existencia de un apoderado en caso de no estar domiciliados en el país:

Nombre	N° Cedula	Tributo	Monto Principal	Interés	Monto Total	Adeuda desde:	Adeuda hasta:
3101609188 SA	3101609188	Bienes Inmuebles	1372705.00	235465.00	1608170.00	30/09/2017	30/09/2021
3101609188 SA	3101609188	Recolección de Basura	768320.00	131490.00	899810.00	30/09/2017	30/09/2021
3101609188 SA	3101609188	Aseo de Vías	87675.00	15030.00	102705.00	30/09/2017	30/09/2021
3101609188 SA	3101609188	Mantenimiento de Parques	132090.00	22635.00	154725.00	30/09/2017	30/09/2021
3101609658 SA	3101609658	Bienes Inmuebles	1829535.00	416265.00	2245800.00	30/09/2016	30/09/2021
3101609658 SA	3101609658	Recolección de Basura	281880.00	46905.00	328785.00	30/09/2016	30/09/2021
3101609658 SA	3101609658	Aseo de Vías	121445.00	28905.00	150350.00	30/09/2016	30/09/2021
3101609658 SA	3101609658	Mantenimiento de Parques	168905.00	36530.00	205435.00	30/09/2016	30/09/2021

AGROINDUSTRIAL GRANO DE ORO SA	3101094807	Bienes Inmuebles	730340.00	102290.00	832630.00	30/09/2018	30/09/2021
AGUILAR FALLAS DANILO	104330063	Bienes Inmuebles	8925.00	1480.00	10405.00	31/03/2018	30/09/2021
AGUIRRE PRADO LILIA LUCIA	600790070	Bienes Inmuebles	9270.00	1910.00	11180.00	30/06/2017	30/09/2021
AGUIRRE PRADO LILIA LUCIA	600790070	Aseo de Vías	540.00	120.00	660.00	30/06/2017	30/09/2021
AGUIRRE PRADO LILIA LUCIA	600790070	Mantenimiento de Parques	810.00	165.00	975.00	30/06/2017	30/09/2021
ALFARO RUBI RODRIGO	204660072	Impuesto Patente	41600.00	4630.00	46230.00	30/04/2020	31/10/2020
ALPES CAMBROZU SA	3101449061	Bienes Inmuebles	242010.00	36635.00	278645.00	31/03/2018	30/09/2021
ALVARADO ROJAS ALFREDO	105650548	Bienes Inmuebles	8645.00	1905.00	10550.00	31/03/2017	30/09/2021
ALVARADO ROJAS ALFREDO	105650548	Aseo de Vías	340.00	65.00	405.00	31/03/2017	30/09/2021
ALVARADO ROJAS ALFREDO	105650548	Mantenimiento de Parques	840.00	160.00	1000.00	31/03/2017	30/09/2021
ALVAREZ ALPIZAR OMAR	202350266	Bienes Inmuebles	3788930.00	746820.00	4535750.00	31/03/2017	30/09/2021

ALVAREZ ALPIZAR OMAR	202350266	Recolección de Basura	231730.00	49540.00	281270.00	31/03/2017	30/09/2021
ALVAREZ ALPIZAR OMAR	202350266	Aseo de Vías	241340.00	47740.00	289080.00	31/03/2017	30/09/2021
ALVAREZ ALPIZAR OMAR	202350266	Mantenimiento de Parques	359670.00	70565.00	430235.00	31/03/2017	30/09/2021
ARAYA VILLALOBOS MARIA	102480699	Bienes Inmuebles	57380.00	12675.00	70055.00	31/12/2016	30/09/2021
ARCE HERNÁNDEZ CRISTINA	114910351	Bienes Inmuebles	240795.00	28370.00	269165.00	30/06/2018	30/09/2021
ARCE SALAS REBECA	109560315	Impuesto Patente	30000.00	9835.00	39835.00	31/01/2018	31/10/2018
ARCE SEQUEIRA DORA	400490090	Bienes Inmuebles	86020.00	13190.00	99210.00	30/06/2018	30/09/2021
ARCE ZAMORA IRIS	401410555	Bienes Inmuebles	18350.00	3265.00	21615.00	31/03/2016	30/09/2021
ARCE ZAMORA IRIS	401410555	Aseo de Vías	1485.00	365.00	1850.00	31/03/2016	30/09/2021
ARCE ZAMORA IRIS	401410555	Mantenimiento de Parques	1705.00	275.00	1980.00	31/03/2016	30/09/2021
ARGUEDAS VARGAS MILTON ANDRÉS	401650864	Bienes Inmuebles	495300.00	63065.00	558365.00	31/12/2018	30/09/2021
ARIAS GARRO GILBERTO	602760174	Bienes Inmuebles	364800.00	60710.00	425510.00	31/03/2018	30/09/2021

ARRIETA VILLALOBOS ROSA ISELLA	401460644	Bienes Inmuebles	340185.00	60680.00	400865.00	30/06/2017	30/09/2021
ARRIETA VILLALOBOS ROSA ISELLA	401460644	Recolección de Basura	131555.00	23895.00	155450.00	30/06/2017	30/09/2021
ARRIETA VILLALOBOS ROSA ISELLA	401460644	Aseo de Vías	22950.00	4605.00	27555.00	30/06/2017	30/09/2021
ARRIETA VILLALOBOS ROSA ISELLA	401460644	Mantenimiento de Parques	32265.00	6495.00	38760.00	30/06/2017	30/09/2021
ARROYO CORDERO ALVARO ISAAC	303590991	Bienes Inmuebles	385985.00	85280.00	471265.00	31/03/2017	30/09/2021
ARROYO CORDERO ALVARO ISAAC	303590991	Recolección de Basura	160945.00	32395.00	193340.00	31/03/2017	30/09/2021
ARROYO CORDERO ALVARO ISAAC	303590991	Aseo de Vías	24985.00	5680.00	30665.00	31/03/2017	30/09/2021
ARROYO CORDERO ALVARO ISAAC	303590991	Mantenimiento de Parques	36355.00	7850.00	44205.00	31/03/2017	30/09/2021
ARROYO RUIZ VIRGINIA	401290617	Bienes Inmuebles	159170.00	37495.00	196665.00	30/06/2016	30/09/2021
ATENCIÓN MÉDICA DEL	3101090842	Bienes Inmuebles	1155080.0 0	213310.00	1368390.00	30/06/2017	30/09/2021

APARATO DIGESTIV							
BARQUERO SAÉNZ ALFONSO	900260968	Bienes Inmuebles	7725.00	1280.00	9005.00	31/03/2018	30/09/2021
BENAVIDES GONZALEZ PABLO ENRIQUE	401320861	Mantenimiento de Parques	17895.00	3845.00	21740.00	31/03/1999	30/09/2021
BENAVIDES HERNÁNDEZ JOAQUIN ALBERTO	204790191	Bienes Inmuebles	572655.00	76860.00	649515.00	30/09/2018	30/09/2021
BOLAÑOS MURILLO RONALD	401420461	Bienes Inmuebles	319400.00	38155.00	357555.00	31/12/2018	30/09/2021
BOLAÑOS ZAMORA MANUEL ANTONIO	401070102	Bienes Inmuebles	158715.00	26695.00	185410.00	30/06/2017	30/09/2021
BOLAÑOS ZAMORA MANUEL ANTONIO	401070102	Recolección de Basura	112790.00	23325.00	136115.00	30/06/2017	30/09/2021
BOLAÑOS ZAMORA MANUEL ANTONIO	401070102	Aseo de Vías	10230.00	1695.00	11925.00	30/06/2017	30/09/2021
BOLAÑOS ZAMORA MANUEL ANTONIO	401070102	Mantenimiento de Parques	15345.00	2610.00	17955.00	30/06/2017	30/09/2021

BRENES SEBIANI ELIETH	103710743	Bienes Inmuebles	4125.00	690.00	4815.00	31/03/2018	30/09/2021
BUSTOS ORTIZ JOSÉ ZACARIAS	502600603	Bienes Inmuebles	474750.00	79005.00	553755.00	30/06/2015	30/09/2021
BUSTOS ORTIZ JOSÉ ZACARIAS	502600603	Recolección de Basura	154670.00	47110.00	201780.00	30/06/2015	30/09/2021
BUSTOS ORTIZ JOSÉ ZACARIAS	502600603	Aseo de Vías	51025.00	16370.00	67395.00	30/06/2015	30/09/2021
BUSTOS ORTIZ JOSÉ ZACARIAS	502600603	Mantenimiento de Parques	52450.00	10445.00	62895.00	30/06/2015	30/09/2021
CAMPOS RODRIGUEZ JUAN CARLOS	401390961	Bienes Inmuebles	229680.00	60475.00	290155.00	30/06/2016	30/09/2021
CAMPOS RODRIGUEZ JUAN CARLOS	401390961	Aseo de Vías	16790.00	5030.00	21820.00	30/06/2016	30/09/2021
CAMPOS RODRÍGUEZ JUAN CARLOS	401390961	Mantenimiento de Parques	18735.00	4065.00	22800.00	30/06/2016	30/09/2021
CAMPOS VALERIO NOEMY	400347000	Bienes Inmuebles	93275.00	17280.00	110555.00	30/09/2011	30/09/2021
CAMPOS VALERIO NOEMY	400347000	Recolección de Basura	246215.00	138685.00	384900.00	30/09/2011	30/09/2021
CAMPOS VALERIO NOEMY	400347000	Aseo de Vías	36695.00	36140.00	72835.00	30/09/2011	30/09/2021

CAMPOS VALERIO NOEMY	400347000	Mantenimiento de Parques	8775.00	1425.00	10200.00	30/09/2011	30/09/2021
CAMPOS VÍQUEZ JOSÉ MIGUEL	401720403	Bienes Inmuebles	955500.00	133825.00	1089325.00	30/09/2018	30/09/2021
CARBALLO SILLY OSMIN ALBERTO	110750638	Bienes Inmuebles	1326130.0 0	375375.00	1701505.00	30/09/2015	30/09/2021
CARBALLO SILLY OSMIN ALBERTO	110750638	Recolección de Basura	98195.00	17215.00	115410.00	30/09/2015	30/09/2021
CARBALLO SILLY OSMIN ALBERTO	110750638	Aseo de Vías	58750.00	10305.00	69055.00	30/09/2015	30/09/2021
CARBALLO SILLY OSMIN ALBERTO	110750638	Mantenimiento de Parques	84825.00	14115.00	98940.00	30/09/2015	30/09/2021
CARDENTY FERRER REINALDO	800440986	Bienes Inmuebles	226095.00	40715.00	266810.00	30/06/2017	30/09/2021
CARDENTY FERRER REINALDO	800440986	Recolección de Basura	112790.00	23325.00	136115.00	30/06/2017	30/09/2021
CARDENTY FERRER REINALDO	800440986	Aseo de Vías	14895.00	2925.00	17820.00	30/06/2017	30/09/2021
CARDENTY FERRER REINALDO	800440986	Mantenimiento de Parques	21105.00	4155.00	25260.00	30/06/2017	30/09/2021
CARVAJAL BENAVIDES ESTEBAN	109240019	Bienes Inmuebles	445725.00	64860.00	510585.00	31/03/2018	30/09/2021

CASA XINIA COND. RES. GUARIA MORADA	3101482201	Bienes Inmuebles	1494865.0 0	842400.00	2337265.00	30/06/2011	30/09/2021
CASTRO CHAVES ROBERTO	202130640	Bienes Inmuebles	362475.00	60330.00	422805.00	31/03/2018	30/09/2021
CASTRO FONSECA THAIS	201690311	Bienes Inmuebles	4125.00	690.00	4815.00	31/03/2018	30/09/2021
CHACON ARAYA JEANNETTE	107040345	Bienes Inmuebles	276750.00	46055.00	322805.00	31/03/2017	30/09/2021
CHACÓN ARAYA JEANNETTE	107040345	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	31/03/2017	30/09/2021
CHACÓN ARAYA JEANNETTE	107040345	Aseo de Vías	20075.00	4160.00	24235.00	31/03/2017	30/09/2021
CHACÓN ARAYA JEANNETTE	107040345	Mantenimiento de Parques	27570.00	5515.00	33085.00	31/03/2017	30/09/2021
CHAVES RAMÍREZ ELY	401031417	Bienes Inmuebles	268815.00	45315.00	314130.00	30/09/2016	30/09/2021
CHAVES RAMÍREZ ELY	401031417	Aseo de Vías	34005.00	11570.00	45575.00	30/09/2016	30/09/2021
CHAVES RAMÍREZ ELY	401031417	Mantenimiento de Parques	25760.00	4330.00	30090.00	30/09/2016	30/09/2021
CHAVES VINDAS MARIETTA	401410068	Bienes Inmuebles	60410.00	8310.00	68720.00	31/03/2018	30/09/2021
CIA CONSTRUCTOR	3101073773	Bienes Inmuebles	766430.00	486920.00	1253350.00	31/12/2004	30/09/2021

A NUEVA JERUSALEM S.A							
CIA CONSTRUCTOR A NUEVA JERUSALEM S.A	3101073773	Recolección de Basura	713660.00	681100.00	1394760.00	31/12/2004	30/09/2021
CIA CONSTRUCTOR A NUEVA JERUSALEM S.A	3101073773	Aseo de Vías	185270.00	228345.00	413615.00	31/12/2004	30/09/2021
CIA CONSTRUCTOR A NUEVA JERUSALEM S.A	3101073773	Mantenimiento de Parques	42580.00	8125.00	50705.00	31/12/2004	30/09/2021
CUADRA CALERO RODOLFO	800490962	Bienes Inmuebles	318610.00	106810.00	425420.00	30/09/2014	30/09/2021
DELGADO APU DOUGLAS	109360070	Bienes Inmuebles	272030.00	31265.00	303295.00	30/06/2018	30/09/2021
DESARROLLO AGROINDUSTRIAL LOS GERANI	3101216577	Bienes Inmuebles	690595.00	179505.00	870100.00	30/06/2018	30/09/2021
DÍAZ SÁNCHEZ GISELLE	107210672	Bienes Inmuebles	8925.00	1480.00	10405.00	31/03/2018	30/09/2021
DIST. SANTA BÁRBARA DE PAVAS S.A	3101064694	Impuesto Patente	858150.00	192920.00	1051070.00	31/01/2019	31/10/2019

DUARTE RAMÍREZ JESSICA VANESSA	401800067	Bienes Inmuebles	168935.00	21020.00	189955.00	31/03/2008	30/09/2021
DURÁN ARCE MADELIN GRACIELA	402200514	Mantenimiento de Cementerio	31005.00	2960.00	33965.00	31/12/2017	30/09/2021
DURP LLC LIMITADA	3102562548	Bienes Inmuebles	1124100.0 0	187085.00	1311185.00	31/03/2018	30/09/2021
ESPINOZA BENAVIDES DANIEL	401290367	Bienes Inmuebles	92400.00	14140.00	106540.00	30/04/2018	30/09/2021
ESPINOZA MIRANDA JUAN BAUTISTA	400870319	Bienes Inmuebles	109605.00	18390.00	127995.00	30/09/2017	30/09/2021
ESPINOZA MIRANDA JUAN BAUTISTA	400870319	Recolección de Basura	106535.00	20580.00	127115.00	30/09/2017	30/09/2021
ESPINOZA MIRANDA JUAN BAUTISTA	400870319	Aseo de Vías	6975.00	1155.00	8130.00	30/09/2017	30/09/2021
ESPINOZA MIRANDA JUAN BAUTISTA	400870319	Mantenimiento de Parques	10635.00	1755.00	12390.00	30/09/2017	30/09/2021
ESQUIVEL ALVARADO FABIO ALBERTO	106010019	Recolección de Basura	100280.00	18015.00	118295.00	31/12/2017	30/09/2021

ESQUIVEL ALVARADO FABIO ALBERTO	106010019	Aseo de Vías	93930.00	16470.00	110400.00	31/12/2017	30/09/2021
ESQUIVEL ALVARADO FABIO ALBERTO	106010019	Mantenimiento de Parques	141585.00	24885.00	166470.00	31/12/2017	30/09/2021
ESQUIVEL MONGE GERARDO	103570956	Bienes Inmuebles	342905.00	49595.00	392500.00	30/06/2018	30/09/2021
ESTRADA LEZAMA ALBA YICELLI	205260076	Bienes Inmuebles	126170.00	14495.00	140665.00	30/06/2018	30/09/2021
FAMILIA GÓMEZ RAMIREZ	3586	Mantenimiento de Cementerio	145635.00	32235.00	177870.00	31/03/2017	30/09/2021
FAMILIA MONTERO PORRAS	3970	Mantenimiento de Cementerio	72960.00	16080.00	89040.00	31/03/2017	30/09/2021
FAMILIA RAMÍREZ ARAYA	4280	Mantenimiento de Cementerio	126615.00	19830.00	146445.00	31/03/2017	30/09/2021
FERNÁNDEZ JARA ANDREA	401980685	Bienes Inmuebles	871485.00	172935.00	1044420.00	31/03/2017	30/09/2021
FERNÁNDEZ JARA ANDREA	401980685	Recolección de Basura	160945.00	32395.00	193340.00	31/03/2017	30/09/2021
FERNÁNDEZ JARA ANDREA	401980685	Aseo de Vías	59900.00	13510.00	73410.00	31/03/2017	30/09/2021
FERNÁNDEZ JARA ANDREA	401980685	Mantenimiento de Parques	78865.00	16365.00	95230.00	31/03/2017	30/09/2021

FERNÁNDEZ ORIA SARAH MARÍA	1192002428	Bienes Inmuebles	375000.00	62415.00	437415.00	31/03/2018	30/09/2021
FERNÁNDEZ SANCHEZ BRYAN GERARDO	112560949	Bienes Inmuebles	1277090.0 0	311730.00	1588820.00	30/09/2016	30/09/2021
FERNÁNDEZ SANCHEZ BRYAN GERARDO	112560949	Recolección de Basura	172855.00	38545.00	211400.00	30/09/2016	30/09/2021
FERNANDEZ SÁNCHEZ BRYAN GERARDO	112560949	Aseo de Vías	88240.00	24320.00	112560.00	30/09/2016	30/09/2021
FERNÁNDEZ SANCHEZ BRYAN GERARDO	112560949	Mantenimiento de Parques	99275.00	21500.00	120775.00	30/09/2016	30/09/2021
FONSECA SALAS LIZBETH	107460713	Bienes Inmuebles	162075.00	26975.00	189050.00	31/12/2007	30/09/2021
FONSECA SALAS LIZBETH	107460713	Recolección de Basura	323485.00	262790.00	586275.00	31/12/2007	30/09/2021
FONSECA SALAS LIZBETH	107460713	Aseo de Vías	78335.00	89340.00	167675.00	31/12/2007	30/09/2021
FONSECA SALAS LIZBETH	107460713	Mantenimiento de Parques	17165.00	3255.00	20420.00	31/12/2007	30/09/2021
GARCÍA ÁLVAREZ	701440342	Bienes Inmuebles	527755.00	119895.00	647650.00	30/06/2016	30/09/2021

MICHAEL KENT							
GARITA BRENES MANUEL ANTONIO	400860496	Bienes Inmuebles	123550.00	25875.00	149425.00	31/12/2012	30/09/2021
GARITA BRENES MANUEL ANTONIO	400860496	Recolección de Basura	219395.00	106010.00	325405.00	31/12/2012	30/09/2021
GARITA BRENES MANUEL ANTONIO	400860496	Aseo de Vías	19180.00	13220.00	32400.00	31/12/2012	30/09/2021
GARITA BRENES MANUEL ANTONIO	400860496	Mantenimiento de Parques	11190.00	1875.00	13065.00	31/12/2012	30/09/2021
GARRO MONTERO NURIA	401070977	Bienes Inmuebles	24395.00	1480.00	25875.00	30/06/2018	30/09/2021
GONZÁLEZ JIMÉNEZ MANUEL	1000000000	Bienes Inmuebles	118650.00	19960.00	138610.00	31/03/2018	30/09/2021
GONZÁLEZ MONTERO ANA PAULA	206900779	Bienes Inmuebles	173245.00	31265.00	204510.00	31/03/2017	30/09/2021
GONZÁLEZ MORERA ROSARIO	106200091	Mantenimiento de Cementerio	145635.00	32235.00	177870.00	31/03/2017	30/09/2021
GONZÁLEZ NUÑEZ FLOR DE MARÍA	203870598	Bienes Inmuebles	117705.00	26010.00	143715.00	31/03/2017	30/09/2021

GONZÁLEZ NUDEZ FLOR DE MARIA	203870598	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	31/03/2017	30/09/2021
GONZALEZ NUDEZ FLOR DE MARÍA	203870598	Aseo de Vías	7265.00	1655.00	8920.00	31/03/2017	30/09/2021
GONZÁLEZ NUDEZ FLOR DE MARIA	203870598	Mantenimiento de Parques	10065.00	2145.00	12210.00	31/03/2017	30/09/2021
GUEVARA SEQUEIRA CHRISTIAN MIGUEL	109390424	Bienes Inmuebles	334155.00	57365.00	391520.00	30/06/2017	30/09/2021
GUEVARA SEQUEIRA CHRISTIAN MIGUEL	109390424	Recolección de Basura	108620.00	21495.00	130115.00	30/06/2017	30/09/2021
GUEVARA SEQUEIRA CHRISTIAN MIGUEL	109390424	Aseo de Vías	21540.00	3790.00	25330.00	30/06/2017	30/09/2021
GUEVARA SEQUEIRA CHRISTIAN MIGUEL	109390424	Mantenimiento de Parques	32570.00	5720.00	38290.00	30/06/2017	30/09/2021
GUTIÉRREZ BONILLA FERNANDA BEYADIRA	801040762	Bienes Inmuebles	8645.00	1905.00	10550.00	31/03/2017	30/09/2021
GUTIÉRREZ BONILLA FERNANDA BEYADIRA	801040762	Aseo de Vías	340.00	65.00	405.00	31/03/2017	30/09/2021

GUTIÉRREZ BONILLA FERNANDA BEYADIRA	801040762	Mantenimiento de Parques	840.00	160.00	1000.00	31/03/2017	30/09/2021
GUTIÉRREZ SANABRIA LEONARDO	303340360	Bienes Inmuebles	325495.00	53825.00	379320.00	31/12/2017	30/09/2021
GUTIÉRREZ SANABRIA LEONARDO	303340360	Aseo de Vías	20700.00	3450.00	24150.00	31/12/2017	30/09/2021
GUTIÉRREZ SANABRIA LEONARDO	303340360	Mantenimiento de Parques	31335.00	5220.00	36555.00	31/12/2017	30/09/2021
HERNÁNDEZ RAMÍREZ MIGUEL	900560863	Bienes Inmuebles	681975.00	113500.00	795475.00	31/03/2018	30/09/2021
HERNÁNDEZ RAMIREZ ORLANDO	400880359	Bienes Inmuebles	659040.00	83920.00	742960.00	31/12/2018	30/09/2021
HERNÁNDEZ SEGURA MELVIN RONULFO	112140314	Bienes Inmuebles	162630.00	74230.00	236860.00	31/03/2010	30/09/2021
HERNÁNDEZ SEGURA MELVIN RONULFO	112140314	Aseo de Vías	14635.00	6545.00	21180.00	31/03/2010	30/09/2021
HERNÁNDEZ SEGURA MELVIN RONULFO	112140314	Mantenimiento de Parques	10235.00	1560.00	11795.00	31/03/2010	30/09/2021
HERNÁNDEZ SEGURA	112140314	Mantenimiento de Cementerio	70400.00	14895.00	85295.00	31/03/2010	30/09/2021

MELVIN RONULFO							
HERRERA ROJAS HILMA	600380677	Mantenimiento de Cementerio	218595.00	48285.00	266880.00	31/03/2017	30/09/2021
HIDALGO SÁNCHEZ MADELINE	107810222	Bienes Inmuebles	123425.00	21095.00	144520.00	31/12/2017	30/09/2021
HIDALGO SÁNCHEZ MADELINE	107810222	Recolección de Basura	100280.00	18015.00	118295.00	31/12/2017	30/09/2021
HIDALGO SÁNCHEZ MADELINE	107810222	Aseo de Vías	7560.00	1275.00	8835.00	31/12/2017	30/09/2021
HIDALGO SÁNCHEZ MADELINE	107810222	Mantenimiento de Parques	10575.00	1830.00	12405.00	31/12/2017	30/09/2021
HOGAR PARA ANCIANOS CONOCIDA COMO AL	3007045436	Bienes Inmuebles	440.00	120.00	560.00	30/06/2016	30/09/2021
HOWDEN DEL CARIBE SA	3101474594	Bienes Inmuebles	618750.00	128155.00	746905.00	30/06/2017	30/09/2021
HOWDEN DEL CARIBE SA	3101474594	Recolección de Basura	154795.00	29505.00	184300.00	30/06/2017	30/09/2021
HOWDEN DEL CARIBE SA	3101474594	Aseo de Vías	39420.00	8190.00	47610.00	30/06/2017	30/09/2021
HOWDEN DEL CARIBE SA	3101474594	Mantenimiento de Parques	59400.00	12345.00	71745.00	30/06/2017	30/09/2021
IMAGEN CREATIVA G & N SIGLO XXI S.A.	3101478194	Bienes Inmuebles	733840.00	132050.00	865890.00	31/12/2017	30/09/2021

IMAGEN CREATIVA G & N SIGLO XXI S.A.	3101478194	Recolección de Basura	100280.00	18015.00	118295.00	31/12/2017	30/09/2021
IMAGEN CREATIVA G & N SIGLO XXI S.A.	3101478194	Aseo de Vías	44640.00	8025.00	52665.00	31/12/2017	30/09/2021
IMAGEN CREATIVA G & N SIGLO XXI S.A.	3101478194	Mantenimiento de Parques	63120.00	11370.00	74490.00	31/12/2017	30/09/2021
INDUSTRIAS PESAPOP S.A.	3101020090	Bienes Inmuebles	253680.00	79890.00	333570.00	30/06/2015	30/09/2021
INDUSTRIAS PROCECCAL S.A	3101222178	Impuesto Patente	2831880.00	1014665.00	3846545.00	31/01/2018	31/10/2018
INMOBILIARIA ANASA S. A.	3101426011	Bienes Inmuebles	379540.00	53640.00	433180.00	30/06/2018	30/09/2021
INMOBILIARIA MARIA TERESA SOCIEDAD A	3101161759	Bienes Inmuebles	1410900.00	440275.00	1851175.00	31/03/2014	30/09/2021
INVERSIONES CADIOCA DE HEREDIA SOCIE	3101237323	Bienes Inmuebles	83320.00	24780.00	108100.00	30/09/2006	30/09/2021
INVERSIONES TURÍSTICAS CAWI DEL NORTE SA	3101416649	Bienes Inmuebles	469650.00	78155.00	547805.00	31/03/2018	30/09/2021
JIMÉNEZ ARCE JORGE ENRIQUE	111670537	Bienes Inmuebles	962 440,00	222 590,00	1 185 030,00	30/09/2016	30/09/2021

JIMÉNEZ ARCE JORGE ENRIQUE	111670537	Recolección de Basura	172 855,00	38 545,00	211 400,00	30/09/2016	30/09/2021
JIMÉNEZ ARCE JORGE ENRIQUE	111670537	Aseo de Vías	61 745,00	15 125,00	76 870,00	30/09/2016	30/09/2021
JIMÉNEZ ARCE JORGE ENRIQUE	111670537	Mantenimiento de Parques	78 300,00	16 930,00	95 230,00	31/03/2017	30/09/2021
JIMÉNEZ BOLAÑOS FLOR	401580801	Bienes Inmuebles	91690.00	12350.00	104040.00	30/06/2018	30/09/2021
JIMÉNEZ JIMÉNEZ MARCOS	500930762	Bienes Inmuebles	203980.00	68260.00	272240.00	30/09/2014	30/09/2021
JIMÉNEZ JIMÉNEZ ROSA	400380992	Bienes Inmuebles	935765.00	312720.00	1248485.00	31/03/2012	30/09/2021
JIMÉNEZ LAMUGUE JORGE ISAAC	105400191	Bienes Inmuebles	316220.00	47950.00	364170.00	31/03/2018	30/09/2021
LARA SALAS RAÚL DAVID	108460733	Bienes Inmuebles	314370.00	39025.00	353395.00	30/09/2018	30/09/2021
LEÓN LEÓN MARGARITA	400500743	Bienes Inmuebles	510525.00	84970.00	595495.00	31/03/2018	30/09/2021
LOGIN CORP.INC.SOCI EDAD DE RESP. L.	3102661136	Impuesto Patente	150000.00	12150.00	162150.00	31/07/2020	31/01/2021
LOPEZ BATISTA ERIKA EUGENIA	602330030	Bienes Inmuebles	818490.00	461200.00	1279690.00	31/03/2011	30/09/2021

LÓPEZ BATISTA ERIKA EUGENIA	602330030	Recolección de Basura	258365.00	155200.00	413565.00	31/03/2011	30/09/2021
LOPEZ BATISTA ERIKA EUGENIA	602330030	Aseo de Vías	91130.00	68390.00	159520.00	31/03/2011	30/09/2021
LÓPEZ BATISTA ERIKA EUGENIA	602330030	Mantenimiento de Parques	38200.00	7185.00	45385.00	31/03/2011	30/09/2021
LÓPEZ SOLANO MARÍA DEL CARMEN	301660235	Bienes Inmuebles	108750.00	18110.00	126860.00	31/03/2018	30/09/2021
MADRIGAL UGALDE DANIEL ALFONSO	107330560	Bienes Inmuebles	246150.00	55100.00	301250.00	31/12/2007	30/09/2021
MARIANNA DE MALIBÚ SA	3101253420	Recolección de Basura	196230.00	52990.00	249220.00	30/09/2015	30/09/2021
MARIANNA DE MALIBU SA	3101253420	Aseo de Vías	74320.00	24710.00	99030.00	30/09/2015	30/09/2021
MARIANNA DE MALIBÚ SA	3101253420	Mantenimiento de Parques	75785.00	16330.00	92115.00	30/09/2015	30/09/2021
MENDOZA BOZA MAINOR	502620321	Bienes Inmuebles	1615.00	375.00	1990.00	31/03/2017	30/09/2021
MENDOZA BOZA MAINOR	502620321	Mantenimiento de Parques	105.00	0.00	105.00	31/03/2017	30/09/2021
MENDOZA BOZA NORBERTO	502510868	Bienes Inmuebles	1275.00	225.00	1500.00	31/03/2018	30/09/2021

MEZA HERNÁNDEZ DAVID	111750296	Bienes Inmuebles	769040.00	176730.00	945770.00	30/09/2016	30/09/2021
MEZA HERNÁNDEZ DAVID	111750296	Recolección de Basura	142285.00	24195.00	166480.00	30/09/2016	30/09/2021
MEZA HERNÁNDEZ DAVID	111750296	Aseo de Vías	40800.00	7365.00	48165.00	30/09/2016	30/09/2021
MEZA HERNANDEZ DAVID	111750296	Mantenimiento de Parques	61680.00	11085.00	72765.00	30/09/2016	30/09/2021
MIRANDA SÁNCHEZ LILLIANA	401400300	Bienes Inmuebles	48900.00	8140.00	57040.00	31/03/2018	30/09/2021
MONTERO GONZÁLEZ ALBA NIDIA	401160551	Impuesto Patente	297500.00	17315.00	314815.00	31/10/2020	30/06/2021
MORA CHACÓN DANIEL	106360240	Bienes Inmuebles	495485.00	114545.00	610030.00	31/12/2016	30/09/2021
MORA CHACÓN DANIEL	106360240	Recolección de Basura	856110.00	195590.00	1051700.00	31/12/2016	30/09/2021
MORA CHACÓN DANIEL	106360240	Aseo de Vías	36840.00	9880.00	46720.00	31/12/2016	30/09/2021
MORA CHACÓN DANIEL	106360240	Mantenimiento de Parques	46515.00	10435.00	56950.00	31/12/2016	30/09/2021
MORA ZAMORA VÍCTOR	400920025	Impuesto Patente	135000.00	5720.00	140720.00	31/03/2018	31/10/2021

MURILLO TORRES ANITA	900810258	Bienes Inmuebles	159680.00	33605.00	193285.00	31/03/2017	30/09/2021
MURILLO TORRES ANITA	900810258	Aseo de Vías	10410.00	2230.00	12640.00	31/03/2017	30/09/2021
MURILLO TORRES ANITA	900810258	Mantenimiento de Parques	15115.00	3080.00	18195.00	31/03/2017	30/09/2021
NAVARRO GUTIÉRREZ DANIEL	501990398	Recolección de Basura	142715.00	39325.00	182040.00	30/03/2016	30/09/2021
NAVARRO GUTIÉRREZ DANIEL	501990398	Aseo de Vías	21265.00	5145.00	26410.00	30/03/2016	30/09/2021
NAVARRO GUTIÉRREZ DANIEL	501990398	Mantenimiento de Parques	25760.00	4450.00	30210.00	30/03/2016	30/09/2021
NUDEZ GUTIÉRREZ MARTA RUTH	135033249	Bienes Inmuebles	308370.00	42495.00	350865.00	30/09/2018	30/09/2021
NUDEZ VELÁZQUEZ VERÓNICA	800840193	Bienes Inmuebles	239110.00	37225.00	276335.00	31/03/2018	30/09/2021
OCAMPO VARGAS JOVITA	900070222	Bienes Inmuebles	542330.00	113655.00	655985.00	30/09/2016	30/09/2021
OCAMPO VARGAS JOVITA	900070222	Recolección de Basura	126080.00	29830.00	155910.00	30/09/2016	30/09/2021
OCAMPO VARGAS JOVITA	900070222	Aseo de Vías	39180.00	9650.00	48830.00	30/09/2016	30/09/2021
OCAMPO VARGAS JOVITA	900070222	Mantenimiento de Parques	49365.00	9545.00	58910.00	30/09/2016	30/09/2021

ONWRIGHT REAL ESTATE S. A.	3101503430	Bienes Inmuebles	1525910.0 0	508645.00	2034555.00	31/12/2014	30/09/2021
ONWRIGHT REAL ESTATE S. A.	3101503430	Recolección de Basura	170740.00	59215.00	229955.00	31/12/2014	30/09/2021
ONWRIGHT REAL ESTATE S. A.	3101503430	Aseo de Vías	129450.00	52785.00	182235.00	31/12/2014	30/09/2021
ONWRIGHT REAL ESTATE S. A.	3101503430	Mantenimiento de Parques	102390.00	21595.00	123985.00	31/12/2014	30/09/2021
ORTIZ GUEVARA JORGE ARMSTRONG	107500693	Bienes Inmuebles	611945.00	98415.00	710360.00	31/12/2017	30/09/2021
ORTIZ GUEVARA JORGE ARMSTRONG	107500693	Recolección de Basura	100280.00	18015.00	118295.00	31/12/2017	30/09/2021
ORTIZ GUEVARA JORGE ARMSTRONG	107500693	Aseo de Vías	37875.00	6255.00	44130.00	31/12/2017	30/09/2021
ORTIZ GUEVARA JORGE ARMSTRONG	107500693	Mantenimiento de Parques	53580.00	8880.00	62460.00	31/12/2017	30/09/2021
OVIDO CORTÉS JORGE ENRIQUE	401010034	Bienes Inmuebles	20320.00	4065.00	24385.00	31/03/2017	30/09/2021

OVIEDO CORTÉS JORGE ENRIQUE	401010034	Aseo de Vías	1315.00	250.00	1565.00	31/03/2017	30/09/2021
OVIEDO CORTÉS JORGE ENRIQUE	401010034	Mantenimiento de Parques	1795.00	335.00	2130.00	31/03/2017	30/09/2021
OVIEDO VARGAS LUIS	400413911	Bienes Inmuebles	152345.00	18100.00	170445.00	31/12/2018	30/09/2021
PORRAS CAMPOS JOSE ANTONIO	109370437	Bienes Inmuebles	429225.00	71435.00	500660.00	31/03/2018	30/09/2021
PORRAS JIMÉNEZ ROSA MARIA	108000971	Recolección de Basura	122910.00	28205.00	151115.00	31/12/2016	30/09/2021
PORRAS JIMÉNEZ ROSA MARIA	108000971	Aseo de Vías	13675.00	3350.00	17025.00	31/12/2016	30/09/2021
PORRAS JIMÉNEZ ROSA MARIA	108000971	Mantenimiento de Parques	17420.00	3475.00	20895.00	31/12/2016	30/09/2021
PRADERAS DEL PACÍFICO PRAPACIFIC.S. A	3101484020	Bienes Inmuebles	636900.00	105995.00	742895.00	31/03/2018	30/09/2021
RAMÍREZ AZOFEIFA XINIA	401420057	Mantenimiento de Cementerio	218595.00	48285.00	266880.00	31/03/2017	30/09/2021
RAMÍREZ MORERA JOSE LUIS	201800810	Bienes Inmuebles	129380.00	22145.00	151525.00	31/03/2016	30/09/2021
RAMIREZ MORERA JOSE LUIS	201800810	Aseo de Vías	15070.00	5180.00	20250.00	31/03/2016	30/09/2021

RAMÍREZ MORERA JOSE LUIS	201800810	Mantenimiento de Parques	12375.00	2070.00	14445.00	31/03/2016	30/09/2021
RAMÍREZ SEGURA JOSE MIGUEL	203600286	Bienes Inmuebles	293365.00	81545.00	374910.00	31/03/2016	30/09/2021
RAMÍREZ SEGURA JOSE MIGUEL	203600286	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	31/03/2016	30/09/2021
RAMÍREZ SEGURA JOSE MIGUEL	203600286	Aseo de Vías	15685.00	3575.00	19260.00	31/03/2016	30/09/2021
RAMÍREZ SEGURA JOSE MIGUEL	203600286	Mantenimiento de Parques	22930.00	4975.00	27905.00	31/03/2016	30/09/2021
ROBINSON SMITH ROBERTO	701040959	Bienes Inmuebles	422045.00	88345.00	510390.00	31/03/2017	30/09/2021
ROBINSON SMITH ROBERTO	701040959	Recolección de Basura	154795.00	29505.00	184300.00	31/03/2017	30/09/2021
ROBINSON SMITH ROBERTO	701040959	Aseo de Vías	27000.00	5565.00	32565.00	31/03/2017	30/09/2021
ROBINSON SMITH ROBERTO	701040959	Mantenimiento de Parques	40770.00	8430.00	49200.00	31/03/2017	30/09/2021
RODRÍGUEZ CAMPOS JORGE	401020947	Bienes Inmuebles	8025.00	1325.00	9350.00	31/03/2018	30/09/2021
RODRÍGUEZ PÉREZ FAUSTO	401220281	Mantenimiento de Cementerio	414180.00	85800.00	499980.00	30/06/2017	30/09/2021

RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ HERNÁN	400560544	Mantenimiento de Cementerio	218595.00	48285.00	266880.00	31/03/2017	30/09/2021
RODRÍGUEZ SÁNCHEZ LUIS FELIPE	115240684	Bienes Inmuebles	813575.00	199020.00	1012595.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRIGUEZ SÁNCHEZ LUIS FELIPE	115240684	Aseo de Vías	56640.00	15210.00	71850.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ SÁNCHEZ LUIS FELIPE	115240684	Mantenimiento de Parques	71310.00	15420.00	86730.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ VEGA WESLIN GERARDO	107750805	Bienes Inmuebles	1847855.0 0	479615.00	2327470.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ VEGA WESLIN GERARDO	107750805	Recolección de Basura	184765.00	45460.00	230225.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ VEGA WESLIN GERARDO	107750805	Aseo de Vías	133900.00	39200.00	173100.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ VEGA WESLIN GERARDO	107750805	Mantenimiento de Parques	154080.00	33320.00	187400.00	31/03/2016	30/09/2021
RODRÍGUEZ VILLALOBOS OSCAR MANUEL	401620505	Bienes Inmuebles	261505.00	46810.00	308315.00	30/06/2017	30/09/2021
RUIZ ARCE MARLON FRANCISCO	801100211	Bienes Inmuebles	1091735.0 0	241815.00	1333550.00	30/09/2016	30/09/2021

RUIZ ARCE MARLON FRANCISCO	801100211	Recolección de Basura	112790.00	23325.00	136115.00	30/09/2016	30/09/2021
RUIZ ARCE MARLON FRANCISCO	801100211	Aseo de Vías	66690.00	13860.00	80550.00	30/09/2016	30/09/2021
RUIZ ARCE MARLON FRANCISCO	801100211	Mantenimiento de Parques	100710.00	20835.00	121545.00	30/09/2016	30/09/2021
SALAS GUILLÉN DANNY HUMBERTO	108870103	Bienes Inmuebles	452285.00	96120.00	548405.00	31/03/2017	30/09/2021
SALAS GUILLÉN DANNY HUMBERTO	108870103	Recolección de Basura	160945.00	32395.00	193340.00	31/03/2017	30/09/2021
SALAS GUILLÉN DANNY HUMBERTO	108870103	Aseo de Vías	29450.00	6360.00	35810.00	31/03/2017	30/09/2021
SALAS GUILLÉN DANNY HUMBERTO	108870103	Mantenimiento de Parques	42685.00	8875.00	51560.00	31/03/2017	30/09/2021
SALAZAR ALVARADO JEANNETTE	401070268	Bienes Inmuebles	135280.00	23830.00	159110.00	30/06/2017	30/09/2021
SALAZAR ALVARADO JEANNETTE	401070268	Aseo de Vías	8640.00	1530.00	10170.00	30/06/2017	30/09/2021

SALAZAR ALVARADO JEANNETTE	401070268	Mantenimiento de Parques	12930.00	2295.00	15225.00	30/06/2017	30/09/2021
SALAZAR ALVARADO JUAN GABRIEL	106330530	Bienes Inmuebles	65395.00	7520.00	72915.00	31/03/2018	30/09/2021
SÁNCHEZ GARCÍA TERESA	400950920	Bienes Inmuebles	110790.00	16260.00	127050.00	31/03/2018	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNÁNDEZ GERARDO ANTONIO	900620955	Bienes Inmuebles	79525.00	12445.00	91970.00	31/03/2017	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNÁNDEZ GERARDO ANTONIO	900620955	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	31/03/2017	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNANDEZ GERARDO ANTONIO	900620955	Aseo de Vías	6220.00	1295.00	7515.00	31/03/2017	30/09/2021
SÁNCHEZ HÁRNANDEZ GERARDO ANTONIO	900620955	Mantenimiento de Parques	9035.00	1820.00	10855.00	31/03/2017	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNÁNDEZ MARÍA DEL ROCIO	401360387	Bienes Inmuebles	232660.00	39695.00	272355.00	31/12/2006	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNÁNDEZ MARÍA DEL ROCÍO	401360387	Recolección de Basura	335255.00	287225.00	622480.00	31/12/2006	30/09/2021

SÁNCHEZ HERNÁNDEZ MARÍA DEL ROCÍO	401360387	Aseo de Vías	80085.00	94595.00	174680.00	31/12/2006	30/09/2021
SÁNCHEZ HERNÁNDEZ MARÍA DEL ROCÍO	401360387	Mantenimiento de Parques	22380.00	3840.00	26220.00	31/12/2006	30/09/2021
SANCHEZ LORÍA LAURA	401510138	Bienes Inmuebles	1034280.0 0	280555.00	1314835.00	31/03/2016	30/09/2021
SANCHEZ LORÍA LAURA	401510138	Aseo de Vías	77260.00	23990.00	101250.00	31/03/2016	30/09/2021
SÁNCHEZ LORÍA LAURA	401510138	Mantenimiento de Parques	82770.00	17855.00	100625.00	31/03/2016	30/09/2021
SÁNCHEZ MÉNDEZ JOSE RAMÓN	103980058	Bienes Inmuebles	113430.00	25060.00	138490.00	31/12/2014	30/09/2021
SÁNCHEZ MÉNDEZ JOSE RAMÓN	103980058	Recolección de Basura	171530.00	59845.00	231375.00	31/12/2014	30/09/2021
SÁNCHEZ MÉNDEZ JOSE RAMÓN	103980058	Aseo de Vías	13790.00	5900.00	19690.00	31/12/2014	30/09/2021
SANCHEZ MENDEZ JOSE RAMÓN	103980058	Mantenimiento de Parques	10625.00	2320.00	12945.00	31/12/2014	30/09/2021
SANCHEZ SÁNCHEZ ADRIANA	401500710	Bienes Inmuebles	65395.00	7520.00	72915.00	31/03/2018	30/09/2021
SÁNCHEZ SÁNCHEZ HERNÁN ALBERTO	401200247	Bienes Inmuebles	167135.00	29130.00	196265.00	31/03/2017	30/09/2021

SANCHEZ SÁNCHEZ HERNÁN ALBERTO	401200247	Aseo de Vías	10685.00	1840.00	12525.00	31/03/2017	30/09/2021
SANCHEZ SÁNCHEZ HERNAN ALBERTO	401200247	Mantenimiento de Parques	15965.00	2770.00	18735.00	31/03/2017	30/09/2021
SEGURA HERNÁNDEZ VÍCTOR MANUEL	103410943	Bienes Inmuebles	53250.00	8860.00	62110.00	31/03/2018	30/09/2021
SIGARAN SEBELLON ERLINDA	800600650	Bienes Inmuebles	96525.00	42630.00	139155.00	30/09/2005	30/09/2021
SIGARAN SEBELLON ERLINDA	800600650	Recolección de Basura	336310.00	289550.00	625860.00	30/09/2005	30/09/2021
SIGARAN SEBELLON ERLINDA	800600650	Mantenimiento de Parques	7365.00	1210.00	8575.00	30/09/2005	30/09/2021
SILVA CASTILLO KAROL PAOLA	109780331	Bienes Inmuebles	117715.00	16480.00	134195.00	30/09/2018	30/09/2021
SOJO SOLANO ARACELLY	302620344	Impuesto Patente	75000.00	7650.00	82650.00	30/04/2020	31/10/2020
SOLANO GUEVARA JACQUELINE VIVIANA	114230870	Impuesto Patente	83335.00	10020.00	93355.00	31/01/2020	31/10/2020
SOLANO MÉNDEZ	111370374	Recolección de Basura	266165.00	51490.00	317655.00	30/09/2017	30/09/2021

JONATHAN ALFONSO							
SOLANO MÉNDEZ JONATHAN ALFONSO	111370374	Aseo de Vías	61965.00	11985.00	73950.00	30/09/2017	30/09/2021
SOLANO MÉNDEZ JONATHAN ALFONSO	111370374	Mantenimiento de Parques	93585.00	18075.00	111660.00	30/09/2017	30/09/2021
SOLIS CHAVES FEDERICO	110500712	Mantenimiento de Cementerio	437190.00	96615.00	533805.00	31/03/2017	30/09/2021
SOLORZANO CONSTRUCCIONES S. A.	3101492400	Bienes Inmuebles	622080.00	117050.00	739130.00	30/06/2017	30/09/2021
SOLORZANO CONSTRUCCIONES S. A.	3101492400	Recolección de Basura	225385.00	46680.00	272065.00	30/06/2017	30/09/2021
SOLORZANO CONSTRUCCIONES S. A.	3101492400	Aseo de Vías	37800.00	7125.00	44925.00	30/06/2017	30/09/2021
SOLORZANO CONSTRUCCIONES S. A.	3101492400	Mantenimiento de Parques	53595.00	10065.00	63660.00	30/06/2017	30/09/2021
SOLUCIONES TÉCNICAS Y MAQ. SOTECMA	3101312468	Impuesto Patente	544940.00	65680.00	610620.00	31/01/2020	31/07/2020
ULATE GARCÍA JUAN CARLOS	900400528	Bienes Inmuebles	139585.00	24835.00	164420.00	30/06/2013	30/09/2021
ULATE GARCÍA JUAN CARLOS	900400528	Recolección de Basura	181795.00	68545.00	250340.00	30/06/2013	30/09/2021

ULATE GARCÍA JUAN CARLOS	900400528	Aseo de Vías	25515.00	15190.00	40705.00	30/06/2013	30/09/2021
ULATE GARCÍA JUAN CARLOS	900400528	Mantenimiento de Parques	13275.00	2300.00	15575.00	30/06/2013	30/09/2021
UMAÑA SOTO SONIA MARÍA	104150072	Bienes Inmuebles	357605.00	62935.00	420540.00	31/03/2017	30/09/2021
UMAÑA SOTO SONIA MARÍA	104150072	Recolección de Basura	94025.00	15615.00	109640.00	31/03/2017	30/09/2021
UMAÑA SOTO SONIA MARÍA	104150072	Aseo de Vías	21985.00	3980.00	25965.00	31/03/2017	30/09/2021
UMAÑA SOTO SONIA MARÍA	104150072	Mantenimiento de Parques	30225.00	5235.00	35460.00	31/03/2017	30/09/2021
VARELA VILLALOBOS MARIA VIRGINIA	400860408	Bienes Inmuebles	367185.00	84020.00	451205.00	30/09/2016	30/09/2021
VARELA VILLALOBOS MARÍA VIRGINIA	400860408	Recolección de Basura	523200.00	129520.00	652720.00	30/09/2016	30/09/2021
VARELA VILLALOBOS MARÍA VIRGINIA	400860408	Aseo de Vías	25890.00	6590.00	32480.00	30/09/2016	30/09/2021
VARELA VILLALOBOS MARÍA VIRGINIA	400860408	Mantenimiento de Parques	31675.00	6315.00	37990.00	30/09/2016	30/09/2021
VARGAS BENAVIDES JOAQUÍN	401060723	Bienes Inmuebles	181995.00	36180.00	218175.00	30/03/2015	30/09/2021

VARGAS BENAVIDES JOAQUÍN	401060723	Recolección de Basura	154670.00	47110.00	201780.00	30/03/2015	30/09/2021
VARGAS BENAVIDES JOAQUÍN	401060723	Aseo de Vías	15910.00	4845.00	20755.00	30/03/2015	30/09/2021
VARGAS BENAVIDES JOAQUIN	401060723	Mantenimiento de Parques	15605.00	2890.00	18495.00	30/03/2015	30/09/2021
VARGAS CUBILLO JUAN MANUEL	1	Bienes Inmuebles	376425.00	179415.00	555840.00	31/03/2013	30/09/2021
VARGAS MONTIEL FLOR IVETH	106860944	Bienes Inmuebles	448240.00	160775.00	609015.00	31/03/2013	30/09/2021
VARGAS MONTIEL FLOR IVETH	106860944	Recolección de Basura	112790.00	23325.00	136115.00	31/03/2013	30/09/2021
VARGAS MONTIEL FLOR IVETH	106860944	Aseo de Vías	19230.00	3135.00	22365.00	31/03/2013	30/09/2021
VARGAS MONTIEL FLOR IVETH	106860944	Mantenimiento de Parques	29040.00	4725.00	33765.00	31/03/2013	30/09/2021
VARGAS ROJAS ADRIÁN GUSTAVO	108900745	Bienes Inmuebles	383410.00	50510.00	433920.00	30/09/2018	30/09/2021
VENEGAS ARIAS JUVENAL	202290331	Bienes Inmuebles	1324735.0 0	313540.00	1638275.00	30/09/2016	30/09/2021
VENEGAS ULATE MÓNICA	108060183	Bienes Inmuebles	1153445.0 0	331395.00	1484840.00	30/06/2015	30/09/2021

VENEGAS ULATE MÓNICA	108060183	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	30/06/2015	30/09/2021
VENEGAS ULATE MÓNICA	108060183	Aseo de Vías	62975.00	14130.00	77105.00	30/06/2015	30/09/2021
VENEGAS ULATE MÓNICA	108060183	Mantenimiento de Parques	91340.00	19650.00	110990.00	30/06/2015	30/09/2021
VILLA EVELUZ SA	3101287530	Bienes Inmuebles	530915.00	61040.00	591955.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLA EVELUZ SA	3101287530	Aseo de Vías	50490.00	10000.00	60490.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLA EVELUZ SA	3101287530	Mantenimiento de Parques	74075.00	14195.00	88270.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLALOBOS CANTILLANO CARMEN	400500835	Bienes Inmuebles	5280.00	1025.00	6305.00	30/09/2017	30/09/2021
VILLALOBOS CANTILLANO CARMEN	400500835	Aseo de Vías	105.00	0.00	105.00	30/09/2017	30/09/2021
VILLALOBOS CANTILLANO CARMEN	400500835	Mantenimiento de Parques	510.00	90.00	600.00	30/09/2017	30/09/2021
VILLALOBOS GONZALEZ DANIEL	401390464	Bienes Inmuebles	100800.00	16770.00	117570.00	31/03/2018	30/09/2021
VILLALOBOS GONZÁLEZ MIGUEL ÁNGEL	401120955	Bienes Inmuebles	100800.00	16770.00	117570.00	31/03/2018	30/09/2021

VILLALOBOS JIMÉNEZ MELISSA	401860057	Bienes Inmuebles	131740.00	18495.00	150235.00	31/03/2018	30/09/2021
VILLALOBOS PICADO EVELIO	501980502	Bienes Inmuebles	109800.00	18270.00	128070.00	31/03/2018	30/09/2021
VILLALOBOS VARGAS DIDIER	204540302	Bienes Inmuebles	159680.00	33605.00	193285.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLALOBOS VARGAS DIDIER	204540302	Recolección de Basura	118940.00	26215.00	145155.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLALOBOS VARGAS DIDIER	204540302	Aseo de Vías	10410.00	2230.00	12640.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLALOBOS VARGAS DIDIER	204540302	Mantenimiento de Parques	15115.00	3080.00	18195.00	31/03/2017	30/09/2021
VILLALOBOS VINDAS PATRICIA	110060365	Bienes Inmuebles	20575.00	2645.00	23220.00	30/09/2018	30/09/2021
VILLALOBOS VÍQUEZ ANDREA PAOLA	111690054	Bienes Inmuebles	313285.00	67560.00	380845.00	30/09/2016	30/09/2021
VILLALOBOS VÍQUEZ ANDREA PAOLA	111690054	Recolección de Basura	129915.00	31870.00	161785.00	30/09/2016	30/09/2021
VILLALOBOS VÍQUEZ ANDREA PAOLA	111690054	Aseo de Vías	24060.00	6390.00	30450.00	30/09/2016	30/09/2021

VILLALOBOS VÍQUEZ ANDREA PAOLA	111690054	Mantenimiento de Parques	29315.00	6065.00	35380.00	30/09/2016	30/09/2021
VINDAS CHAVES RENE MANUEL	401250733	Recolección de Basura	166580.00	55885.00	222465.00	31/12/2006	30/09/2021
VINDAS CHAVES RENE MANUEL	401250733	Aseo de Vías	249075.00	282505.00	531580.00	31/12/2006	30/09/2021
VINDAS CHAVES RENE MANUEL	401250733	Mantenimiento de Parques	56185.00	11940.00	68125.00	31/12/2006	30/09/2021
VINDAS SÁNCHEZ ANA ISABEL	401050243	Bienes Inmuebles	97900.00	11250.00	109150.00	31/03/2018	30/09/2021

Se previene a los interesados, que según el artículo 137 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios inciso d, se considera notificado a partir del tercer día hábil siguiente a la fecha de esta publicación, y deben proceder con la cancelación de su deuda o con la formalización de un arreglo de pago en caso de que cumplan los requisitos, lo contrario, las cuentas serán trasladadas a cobro judicial; deben por su parte cada contribuyente o responsable señalar lugar para recibir futuras notificaciones. Los montos indicados anteriormente incluyen el desglose por tributo adeudado, monto principal, intereses y los periodos adeudados.

San Pablo de Heredia, 23 noviembre, 2021.—Licda. Carolina González Valerio, Sección Fiscalización y Gestión de Cobros y Licda. Marjorie Montoya Gamboa, Directora de Hacienda Municipal.—1 vez.—(IN2021608860).