



Diario Oficial



JORGE EMILIO
CASTRO
FONSECA
(FIRMA)

Firmado digitalmente
por JORGE EMILIO
CASTRO FONSECA
(FIRMA)
Fecha: 2023.11.03
16:07:27 -06'00'



Benemérita
Imprenta Nacional
Costa Rica

ALCANCE Nº 215 A LA GACETA Nº 204

Año CXLV

San José, Costa Rica, viernes 3 de noviembre del 2023

502 páginas

DOCUMENTOS VARIOS ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL

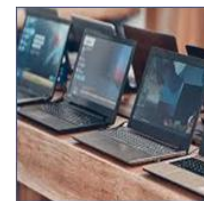
NOTIFICACIONES HACIENDA

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

DOCUMENTOS VARIOS
ECONOMÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO
COMISIÓN PARA PROMOVER LA COMPETENCIA



ÓRGANO SUPERIOR



**GUIA DE
ESTUDIOS DE
MERCADO**



1.1 PRESENTACIÓN DE LA GUÍA

Es un placer presentarles la Guía de Estudios de Mercado elaborada por la Comisión para Promover la Competencia (COPROCOM). Esta guía tiene como objetivo proporcionar a diversas partes interesadas, incluyendo empresas y sus consultores, abogados, consumidores y otros grupos interesados, una visión integral de los principios rectores que guían a COPROCOM en la realización de Estudios de Mercado (EDM).

Los EDM son un instrumento fundamental para la promoción y abogacía de la competencia. A través de ellos, COPROCOM puede profundizar su comprensión sobre el funcionamiento de los mercados, detectar distorsiones o barreras a la competencia y libre concurrencia, y promover su eliminación.

Esta guía está basada en las mejores prácticas internacionales y se complementa con experiencias acumuladas a nivel local.

Queremos expresar nuestro agradecimiento al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por su valiosa cooperación en la elaboración de esta guía. Su apoyo ha sido fundamental para llevar a cabo este proyecto que beneficiará a la comunidad empresarial y al público en general.

Esta guía no solo beneficiará a los agentes económicos, sino que también contribuirá a fomentar la competencia y la libre concurrencia en el mercado.

Costa Rica, octubre de 2023

Isaura Guillén Mora
Presidenta
Órgano Superior de la
Comisión para Promover la Competencia

Guía de Estudios de Mercado

Contenido

1.1	PRESENTACIÓN DE LA GUÍA.....	2
	INTRODUCCIÓN.....	5
2	¿POR QUÉ REALIZAR UN EDM?	6
2.1	EL PROPÓSITO DE CONTAR CON EDM	6
2.2	FACULTADES LEGALES DE LA COPROCOM PARA REALIZAR UN EDM	10
2.3	PRINCIPALES DIFERENCIAS RESPECTO DE OTRAS HERRAMIENTAS DE LA COPROCOM ..	13
3	SELECCIÓN Y PRIORIZACIÓN DE MERCADOS A ESTUDIAR	14
3.1	CRITERIOS PARA IDENTIFICAR Y SELECCIONAR SECTORES O MERCADOS A ANALIZAR	14
3.1.1	Fase 1: Elaboración de propuestas.....	15
3.1.2	Fase 2: Priorización de los sectores o mercados a estudiar	15
4	GESTIÓN DE UN EDM POR PARTE DE LA COPROCOM	17
4.1	PRE-LANZAMIENTO: PLANEACIÓN DEL EDM.....	18
4.1.1	Selección del equipo de trabajo que participará en la elaboración del EDM	18
4.1.2	Actividades por realizar en el pre-lanzamiento	18
4.1.3	Recopilación preliminar de información	19
4.1.4	Selección de metodología de análisis que se utilizará en el EDM.....	22
4.2	LANZAMIENTO Y DIFUSIÓN PÚBLICA DEL EDM	24
4.3	RECOLECCIÓN ADICIONAL DE INFORMACIÓN PARA VALIDAR, COMPLEMENTAR O DESCARTAR LAS DIFERENTES TEORÍAS DE DAÑO PLANTEADAS AL INICIO DEL EDM	25
4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO Y REGULATORIO	26
4.4.1	Identificación de restricciones a la competencia y propuesta de soluciones	26
4.5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PRELIMINARES DEL EDM.....	27
4.6	CONSULTA SOBRE RESULTADOS Y RECOMENDACIONES PRELIMINARES DEL EDM A LAS PARTES INTERESADAS	32
4.7	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS EN INFORMES FINALES Y SU DIVULGACIÓN.....	32
5	ESTRUCTURA DE CONTENIDOS DE UN EDM	34
5.1	RESUMEN EJECUTIVO.....	34
5.2	INTRODUCCIÓN	34
5.3	ESTRUCTURA Y CONDUCTA EN EL MERCADO ESTUDIADO Y EN MERCADOS RELACIONADOS 35	
5.4	ANÁLISIS DE RESTRICCIONES Y BARRERAS A LA COMPETENCIA A PARTIR DE LA ESTRUCTURA Y CONDUCTA EN EL MERCADO ESTUDIADO Y EN MERCADOS RELACIONADOS	35

5.4.1	Posible existencia de prácticas contrarias a la ley de competencia	36
5.4.2	Posible existencia de fallas y barreras a la entrada en el mercado y en mercados relacionados.....	36
5.5	VALIDACIÓN DE TEORÍAS DE DAÑO E INEFICIENCIAS ANALIZADAS: CONSIDERACIONES SOBRE EXISTENCIA DE DISTORSIONES Y BARRERAS A LA COMPETENCIA Y LA POSIBILIDAD DE COMPETENCIA EFECTIVA Y DESARROLLO EFICIENTE DEL MERCADO.....	38
5.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	38
6	EVALUACIÓN EX POST DE UN EDM.....	39
7	ANEXO I.....	41
7.1	ELEMENTOS PARA IDENTIFICAR FALLOS DE MERCADO, BARRERAS A LA ENTRADA Y OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS QUE IMPIDEN LA COMPETENCIA EFECTIVA	41
7.1.1	Características del mercado.....	41
7.1.2	Conductas de las empresas.....	49
8	ANEXO II	54
8.1	MANUAL PARA LA RECOLECCIÓN, GESTIÓN Y VALORACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	54
8.1.1	Proceso de recopilación de la información que seguirá el equipo de trabajo en los EDM	54
8.1.2	Gestión de la información recopilada	55
8.1.3	Valoración de la información recopilada	56
9	BIBLIOGRAFÍA	58

Introducción

1. Esta Guía de Estudios de Mercado tiene el objeto de informar a diversas partes interesadas—empresas y sus consultores, consumidores y otros grupos interesados—sobre los principios rectores que sigue la Comisión para Promover la Competencia (COPROCOM) para llevar a cabo un Estudio de Mercado (EDM). Estos principios se derivan de las mejores prácticas internacionales y se complementan con ellas.¹
2. En particular, la guía aborda cinco cuestiones:
 - i. ¿Por qué realizar un EDM?
 - ii. ¿Cómo selecciona y prioriza la COPROCOM los mercados a estudiar?
 - iii. ¿Cuál es el procedimiento que se sigue una vez que se ha abierto un EDM?
 - iv. ¿Cuáles son los elementos de análisis que generalmente incluye un EDM para hacer observaciones sobre los mercados estudiados o validar las teorías de daño que le dieron lugar a un EDM?
 - v. ¿Cómo podría evaluarse un EDM para asegurar transparencia y aprendizaje en el futuro para la COPROCOM y la sociedad en general?
3. Esta Guía se divide en cinco secciones. La sección 1 elabora la **motivación para realizar un EDM**. La sección 2 plantea los **criterios para priorizar los sectores bajo análisis** a partir del reconocimiento de las limitaciones de tiempo y de recursos humanos y materiales de la autoridad de competencia. La sección 3 establece el **procedimiento de apertura de un EDM**. La sección 4 elabora la **estructura de contenidos mínimos** de un EDM para ofrecer recomendaciones accionables y factibles para la economía en general y futuras investigaciones en materia de competencia y libre concurrencia. Finalmente, la guía incluye en la sección 5 consideraciones para una **evaluación ex post de los beneficios de un EDM**.
4. En el Anexo I, se enumera un conjunto de elementos comunes que se han usado para el análisis económico en los EDM como apoyo y referencia para la autoridad y las partes interesadas.²

¹ OCDE (2018), *Guía de Estudios de Mercado para Autoridades de Competencia*. ICN (2016), *Market Studies Good Practice Handbook*. OFT (2010), *Market Studies*. CMA (2017), *Market Studies and Market Investigations: Supplemental guidance on the CMA's approach*. También incluye revisiones de otras guías y autoridades de competencia listadas en la bibliografía de este documento.

² Para una revisión de las distintas experiencias y aspectos de estudio en los EDM puede verse la compilación realizada por Motta, Peitz y Schwitzer (2022) sobre *Market Investigations: A New Competition Tool for Europe?*

2 ¿Por qué realizar un EDM?

2.1 El propósito de contar con EDM

5. Los EDM buscan investigar las causas por las que ciertos mercados no funcionan bien para los consumidores y hacer propuestas, tanto de política pública como a agentes particulares, para mejorar el funcionamiento del mercado. Los EDM también revisan las condiciones económicas y regulatorias de un mercado que expliquen patrones de consumo y comportamiento de las empresas asociados a elementos de ineficiencia estática o dinámica.
6. En general, los EDM se inician cuando los problemas en los mercados no surgen de conductas anticompetitivas específicas—asociadas a investigaciones en procedimientos sancionatorios—o cuando las aplicaciones de ley son imprácticas o inefectivas. Un ejemplo es cuando es preciso estudiar un mercado más amplio para abordar aspectos que pudieran afectar su productividad.
7. Con este objetivo, los EDM consideran como **contrafactual** una situación deseable en los mercados que estudian, en donde el proceso de competencia funciona de manera efectiva. Por **competencia efectiva** nos referimos a una situación en la cual:
 - i. Las empresas compiten para ganar consumidores mediante el ofrecimiento de menores precios, desarrollando mejores productos y servicios o innovando constantemente.
 - ii. Los consumidores tienen acceso a información de manera expedita y veraz sobre los diversos productos y servicios que les interesan.
 - iii. Los gobiernos participan en los mercados como agentes económicos de manera neutral, fomentando un ambiente de competencia en igualdad de condiciones que el resto de los competidores y bajo libre concurrencia.
8. Las intervenciones por parte de la autoridad de competencia surgen entonces cuando los mercados no funcionan bien y existen efectos negativos para consumidores, empresas y la economía en general.³ Pueden también darse cuando se identifican restricciones sobre la competencia que pudieran surgir de la regulación o de políticas públicas. Estas restricciones pueden crear barreras a la entrada, expansión o salida que distorsionen los mercados y las condiciones bajo las cuales pueden competir diversos agentes económicos. Por ello, es importante que siempre se dé a conocer cualquier inicio de EDM

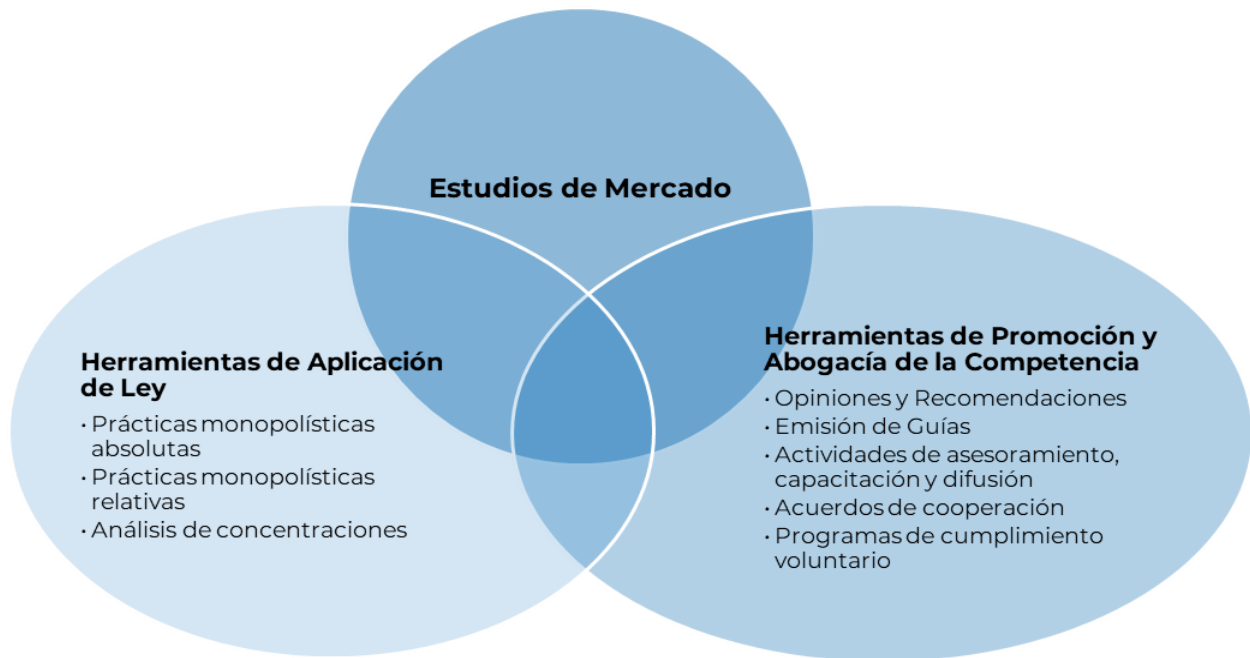
³ En el Anexo I se elaboran algunas de las potenciales causales de fallas o distorsiones en los mercados, tales como barreras a la entrada, externalidades, asimetrías de información, monopolios naturales, costos de traspaso y otras distorsiones.

para garantizar su mayor publicidad y que durante su realización se dé un acercamiento con las diversas partes interesadas para que estas puedan explicar y colaborar en la realización de los EDM, e incluso se acerquen actores que pudieran haber sido excluidos.⁴ Asimismo, es necesario compartir los resultados del estudio con los agentes económicos involucrados para su validación, respeto a su derecho de réplica y para instarlos a contribuir con sugerencias para la mejora de la competencia y la libre concurrencia.

9. Los EDM pueden derivar en varios tipos de resultados:
 - i. Las preocupaciones que dieron pie al estudio pueden no sostenerse con la evidencia recabada durante el procedimiento, por lo que simplemente se concluye el EDM sin perjuicio de que pueda volverse a abrir en un futuro si las condiciones del mercado cambian.
 - ii. Se encuentra que el mercado no funciona bien y la COPROCOM pudiera considerar sugerir algunas de las siguientes medidas para mejorar los resultados de este mercado:
 - a) Mejorar la calidad y accesibilidad de la información para los consumidores en este mercado.
 - b) Promover medidas de cambio en las condiciones estructurales del mercado o que modifiquen las conductas de las empresas que participan en el mercado, siempre bajo un enfoque de certeza, proporcionalidad y eficiencia. Estas medidas incluyen aquellas que mejoren las condiciones de compra o venta a proveedores o distribuidores.
 - c) Hacer recomendaciones a entes públicos para modificar regulaciones o políticas públicas.
 - d) Comenzar acciones de aplicación de la ley, abriendo investigaciones por prácticas monopolísticas de carácter sancionatorio.
10. Es así como un EDM, a pesar de que forma parte de las actividades de promoción y abogacía en favor de la competencia con las que cuenta COPROCOM, representa un puente entre sus herramientas de aplicación de la ley y sus herramientas de abogacía en favor de esta. El siguiente diagrama ilustra esta situación.

⁴ Adicionalmente, la Ley N.º9736 en su artículo 23 sobre Estudios de Mercado establece que previo a la formulación de sus recomendaciones, "la autoridad de competencia correspondiente podrá convocar a los agentes interesados para trabajar en el diseño de estas [recomendaciones] y evaluar los costos y beneficios esperados de su implementación."

Figura 1. EDM en términos de sus objetivos para promover la competencia y libre concurrencia



11. Por ejemplo, como precursores de actividades para promocionar la competencia, los EDM pueden motivarse por una intervención del sector público en los mercados a través de políticas públicas, leyes o normativas que pudieran representar restricciones innecesarias a la competencia. Estas distorsiones o barreras pueden incluir fallas de información que limiten la habilidad de los consumidores para tomar decisiones informadas o mecanismos que incidan sobre la estructura y el estado de la competencia en un sector específico.
12. Como precursores del uso de herramientas de aplicación de la Ley que deriven en posibles investigaciones por conductas anticompetitivas, los EDM pueden realizarse para identificar una posible coordinación o colusión no explícita entre empresas competidoras en un mercado, para entender la estructura de un mercado o para identificar la posibilidad de que se estén creando condiciones para que haya conductas de abuso de dominancia. Es de especial relevancia recalcar que los EDM no tiene la finalidad de atribuir responsabilidades por supuestas conductas anticompetitivas, aun cuando puedan arrojar algunos indicios. En caso de encontrar señales de conductas que pudieran amenazar la competencia, se actuará conforme a los procedimientos establecidos en la normativa.
13. Los EDM parten de la construcción de una teoría de daño, es decir, una hipótesis que plantea la posibilidad de que la estructura misma de un mercado

y los comportamientos o costumbres en la interacción que se dan dentro de él tengan como consecuencia resultados poco eficientes o dañinos para los consumidores y la sociedad en general. Para poder evaluar si las condiciones actuales del mercado podrían ser ineficientes es necesario compararlas frente a la situación ideal, es decir, es necesario tener un contrafactual. En general, el contrafactual contra el que se comparará la situación presente del mercado es el mercado bajo el concepto de competencia efectiva.

14. El concepto de “competencia efectiva” surge de un documento de Clark,⁵ en el que busca darle operatividad al término “competencia” para que no parta de un concepto teórico difícilmente encontrado en la realidad que es el de “competencia perfecta”. La competencia efectiva se entiende como un proceso en el cual existe competencia real en el mercado entre los agentes económicos a lo largo del tiempo. Así, la competencia efectiva, como un objetivo de política de competencia y de regulación, debe estar vinculada a la consecución de eficiencias, tanto estáticas como dinámicas.⁶
15. Dada la novedad en América Latina de utilizar el concepto de competencia efectiva, se ha mencionado en otras autoridades la posibilidad de aplicar su análogo, poder sustancial de mercado (PSM).⁷ Por lo que una parte central del procedimiento es analizar el mercado relevante (MR) y el PSM.
16. De cualquier manera, el examen de condiciones de competencia efectiva requiere de una evaluación del nivel de restricciones competitivas que enfrentan las empresas que limiten su poder de mercado y las presionen a ser más eficientes en su estructura productiva. Igualmente, requiere de un examen de la dinámica de los precios y los procesos de innovación en el contexto del desarrollo y la aparición de nuevos productos o servicios, así como la incursión de nuevos competidores.
17. Las eficiencias estáticas se refieren a la mejor asignación y uso de recursos en un momento determinado. Las eficiencias estáticas pueden ser de carácter

⁵ Clark (1940) sostiene que, dado que la competencia perfecta no existe en una economía real, este concepto no sirve de referencia para la política de competencia, por lo que el objetivo de la política debería ser que la competencia sea factible (“workable competition”), no perfecta. El concepto de competencia factible sugiere que existen atributos de la industria que permiten alcanzar un resultado social más eficiente. Algunos de estos atributos implican que los precios respondan a las reducciones de los costos; que, en presencia de economías de escala, la mayor parte de la producción provenga de las empresas más eficientes; que los gastos en publicidad no sean mayores que los necesarios para informar a los consumidores y que en la industria se introduzcan progresivamente técnicas de producción más eficientes y mejores productos.

⁶ Cave, Martin, Elbittar, Alexander and Mariscal, Elisa V., An Economics-Based Approach to ‘Effective Competition’ in Mexico’s Telecommunications Sector (November 1, 2016). Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3910851> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3910851>.

⁷ Ver, por ejemplo, el Artículo 94 de la Ley Federal de Competencia Económica de los Estados Unidos Mexicanos.

asignativas —que buscan reducir las pérdidas de bienestar por exceso de poder monopólico de las empresas— o productivas —que minimizan los costos medios totales para una tecnología y precios de los insumos determinados—.

18. Las eficiencias dinámicas se refieren a las mejoras de las eficiencias productivas y distributivas a lo largo del tiempo. Es decir, se refieren a innovaciones que pueden aludir a nuevos procesos de producción o nuevos productos y servicios.
19. Los EDM identifican y documentan las restricciones a la competencia y finalmente se emiten opiniones y recomendaciones para limitar o eliminar las restricciones identificadas. Algunos EDM que ha realizado la COPROCOM incluyen los Servicios Profesionales en Costa Rica, el Convenio Marco de los servicios de infraestructura con fondos propios, el Mercado de Transporte Marítimo, entre otros.⁸

2.2 Facultades legales de la COPROCOM para realizar un EDM

20. La COPROCOM es la autoridad encargada de la defensa y promoción de la competencia y libre concurrencia a nivel nacional. La COPROCOM ejerce de manera exclusiva las funciones, atribuciones y competencias que le otorga la Ley de Promoción de la Competencia y Defensa Efectiva del Consumidor (Ley N.º 7472) y sus reglamentos y la Ley de Fortalecimiento de las Autoridades de Competencia de Costa Rica (Ley N.º 9736) y sus reglamentos.⁹
21. La Ley N.º 9736 faculta a la COPROCOM con una serie de instrumentos que le permiten hacer frente a las restricciones observadas a la libre competencia. A grandes rasgos, estos instrumentos pueden encuadrarse en tres categorías: conductas anticompetitivas, control de concentraciones¹⁰ y promoción y abogacía de la competencia.^{11 12 13}

⁸ Los estudios de mercado realizados por la COPROCOM se pueden consultar en la siguiente dirección https://www.COPROCOM.go.cr/publicaciones/Estudios_Mercado.html.

⁹ Artículo 2 de la Ley N.º 9736.

¹⁰ Artículo 3, fracción b), de la Ley N.º 9736.

¹¹ El Artículo 3, fracción g), de la Ley N.º 9736.

¹² Por abogacía se entienden “aquellas actividades llevadas a cabo por la autoridad de competencia relativas a la promoción de un entorno competitivo para las actividades económicas por medio de mecanismos distintos al de la aplicación de la ley, principalmente a través de sus relaciones con otras entidades gubernamentales y aumentando la concientización del público sobre los beneficios de la competencia.” RICE. (2002). Advocacy and competition policy. Informe preparado por el Grupo de Trabajo de Abogacía. Conferencia de la ICN, Nápoles, Italia.

¹³ Según el Artículo 20 de la Ley N.º 9736, dichas actividades tienen como objetivo “fomentar e impulsar mejoras en el proceso de competencia y libre concurrencia en el mercado; eliminar y evitar las distorsiones o barreras de entrada, así como aumentar el conocimiento y la conciencia pública sobre los beneficios de la competencia”.

22. El Artículo 20 de la Ley N.º 9736 faculta a la COPROCOM para realizar Estudios de Mercado¹⁴ como uno de los medios de cumplimiento de sus actividades de promoción y abogacía de la competencia.
23. El Artículo 23 de la misma Ley especifica los fines de los EDM. Establece que las autoridades de competencia, entre ellas la COPROCOM, deberán realizar EDM con el propósito de:
 - i. *“Profundizar su comprensión sobre el funcionamiento de los mercados”*
y
 - ii. *“Detectar distorsiones o barreras a la competencia y libre concurrencia, y propiciar su eliminación.”*
24. El Artículo 27 de la misma Ley establece que la COPROCOM pondrá a disposición del público en general los EDM y las recomendaciones que de ellos surjan. Por esta razón, esta guía estará abierta a comentarios públicos que COPROCOM recaudará y analizará antes de que se incorpore en su versión final.
25. El artículo 9 de la Ley N.º 7472 establece que la COPROCOM podrá realizar un EDM incluso en los casos de excepción de aplicación de la normatividad relativa a la promoción y abogacía de la competencia, expresamente establecidos en leyes especiales. La COPROCOM podrá evaluar dichos casos y emitir las recomendaciones que considere pertinentes para promover la competencia en esos sectores.¹⁵

¹⁴ El Artículo 1, inciso e, de la Ley N.º 9736 define los Estudios de Mercado como los *“instrumentos que se utilizan para detectar la existencia de distorsiones o barreras al proceso de competencia y libre concurrencia, que contendrán recomendaciones sobre las medidas que resulten necesarias para establecer, promover o fortalecer la competencia.”*

¹⁵ Como ejemplo se cita el Estudio en Materia de Competencia y Libre Concurrencia de los Servicios Profesionales en Costa Rica. Sin bien no constituyen un caso de excepción de aplicación de la ley expresamente establecido en las leyes especiales, es un ejemplo de excepción de aplicación de la normatividad de competencia, según lo determinó la Sala Constitucional en una interpretación emitida en el Voto No. 4637-99. El estudio incluyó un análisis de la normatividad que regía la provisión de servicios profesionales en Costa Rica, la identificación de las restricciones a la competencia que afectaban la provisión de dichos servicios y los efectos que estas tenían sobre los mercados y los usuarios, una comparación internacional del sector en cuestión y la emisión de recomendaciones que tenían el objetivo de eliminar o mitigar las restricciones identificadas.

Las conclusiones del estudio llevaron a la COPROCOM a recomendar al Poder Ejecutivo realizar una reforma general a la legislación que rige los colegios profesionales para que emitiera una normatividad que regulara a todas esas instituciones. Dicha reforma debía priorizar a los consumidores y no a los profesionales, así como eliminar las barreras regulatorias que limitaban la competencia y la asignación eficiente de los recursos. El estudio se puede consultar en la siguiente dirección: https://www.COPROCOM.go.cr/publicaciones/Estudios_Mercado.html.

26. Debido a que los EDM no son de carácter vinculante,¹⁶ el procedimiento para su elaboración y su contenido no están estipulados en el marco normativo. No obstante, el objetivo de esta Guía es dotar de transparencia y certidumbre a las partes interesadas sobre los procesos a seguir por parte de la COPROCOM para la elaboración de los EDM, el contenido a desarrollar en los mismos, sus posibles resultados y las acciones de evaluación y seguimiento.
27. Conforme al apartado e) del Artículo 1 de la Ley N.º 9736, los EDM son *“instrumentos que se utilizan para detectar la existencia de distorsiones o barreras al proceso de competencia y libre concurrencia, que contendrán recomendaciones sobre las medidas que resulten necesarias para establecer, promover o fortalecer la competencia.”*¹⁷
28. En términos prácticos, los EDM son proyectos de investigación que consisten en un análisis económico y regulatorio exhaustivo de la dinámica de competencia de un sector o mercado productivo. El objetivo es identificar la existencia de distorsiones o restricciones al funcionamiento eficiente del mismo, fuera del contexto de una investigación por prácticas anticompetitivas o de control de concentraciones. De esta manera, no es un procedimiento de carácter sancionatorio, sino correctivo. En particular, busca promover la competencia a través de la detección y corrección o eliminación de las distorsiones o barreras a la competencia.
29. Entre las principales razones por las que la COPROCOM pudiera realizar un EDM son:
- i. como precursor de la defensa de la competencia, esto es, cuando no se sospecha de comportamiento anticompetitivo, pero aparentemente el mercado no funciona en beneficio de los consumidores;
 - ii. como precursor de posibles investigaciones por conductas anticompetitivas, es decir, cuando se sospecha de un comportamiento anticompetitivo, pero no se conoce la naturaleza exacta y origen del problema de competencia;¹⁸ y
 - iii. como un mecanismo de información técnica a otros reguladores o agentes económicos para hacer cambios en el beneficio de los

¹⁶ El artículo 23 de la Ley establece que: *“Las recomendaciones que emita el Órgano Superior de cada autoridad de competencia, en virtud de los estudios de mercado, no tendrán efectos vinculantes. Sin embargo, aquellas entidades públicas que se aparten de estas recomendaciones deberán informar a la autoridad de competencia correspondiente sobre las razones para no implementarlas, en un plazo no mayor a treinta días naturales. Tal informe deberá ser suscrito por la máxima autoridad, que tenga las potestades para implementar las recomendaciones de la entidad pública que lo emita.”*

¹⁷ Artículo 1, inciso e, de la Ley N.º 9736.

¹⁸ ICN (2016)

consumidores y de la eficiencia técnica, asignativa e incluso dinámica, de los mercados.

2.3 Principales diferencias respecto de otras herramientas de la COPROCOM

30. La COPROCOM cuenta con una serie de herramientas de carácter sancionatorio asociadas a investigaciones por prácticas monopólicas absolutas¹⁹ —vinculadas a conductas explícitamente coordinadas entre competidores— y a prácticas monopólicas relativas²⁰ —vinculadas a abusos de poder por parte de empresas con poder de mercado—. ²¹ Igualmente, cuenta con una serie de instrumentos de carácter preventivo asociado al control *ex ante* de concentraciones entre empresas.²²
31. En contraste con los instrumentos anteriores, los EDM no evalúan el comportamiento individual de las empresas en particular, sino de mercados o sectores en general. Cuando existan claros indicios de violaciones a la legislación de competencia, será preferible comenzar acciones de aplicación de la ley antes que la realización de un EDM.
32. Sin embargo, los EDM pueden representar una mejor opción para determinar la solución a un problema para el cual las acciones de aplicación de la ley resultan poco prácticas o ineficaces. Por ejemplo, los estudios de mercado pueden ir más allá del análisis anticompetitivo de los agentes del mercado y considerar aspectos de la estructura y comportamiento del mercado, así como abordar los factores que afectan su productividad.
33. Los resultados y conclusiones contenidos en los EDM no resultan vinculantes contra empresas particulares ni implican una sanción contra agente económico alguno. Sin embargo, las entidades públicas que se aparten de las recomendaciones de los EDM deben informar a las autoridades de competencia —en un plazo no mayor a 30 días naturales— las razones para no implementar dichas recomendaciones.²³ Esto asegura un diálogo regulatorio abierto y transparente, al mismo tiempo que fomenta la actuación complementaria de diversos entes públicos para un buen funcionamiento de los mercados y la protección de bienestar de los consumidores.
34. Aunque un EDM no constituye una investigación por denuncia de algún agente económico o de investigación de oficio, puede surgir como precursor de posibles investigaciones por conductas anticompetitivas. La Ley N.º 9736

¹⁹ Definidas en el artículo 11 de la Ley N.º 7472.

²⁰ Definidas en el artículo 12 de la Ley N.º 7472.

²¹ Definidos en el artículo 17 de la Ley N.º 7472.

²² Artículo 3, fracción a), b), i) de la Ley N.º 9736.

²³ Artículo 23 de la Ley N.º 9736.

establece para tal propósito un Procedimiento Especial que cada autoridad de competencia deberá seguir con el propósito de investigar, instruir y sancionar las posibles prácticas monopólicas, concentraciones ilícitas y demás infracciones establecidas en la Ley N.º 7472.²⁴

3 Selección y priorización de mercados a estudiar

35. En varias agencias de competencia, los EDM tienen un rol importante en priorizar los mercados que requieren de intervención. Permiten a la autoridad conocer, sin adherirse a tiempos y formas de una investigación, distintos mercados antes de decidir si existe el tiempo y los recursos para realizar una investigación. También permiten obtener conocimiento específico en mercados donde se estima habrá actuaciones futuras y crear así conocimiento institucional al respecto.

3.1 Criterios para identificar y seleccionar sectores o mercados a analizar

36. Para identificar potenciales sectores o mercados en los cuales realizar un EDM, la COPROCOM puede considerar una variedad de fuentes, entre otras:
 - i. la información obtenida en el curso de su trabajo de promoción de la competencia o de aplicación de la Ley N.º 7472 y la Ley N.º 9736, incluyendo la que se obtenga de análisis de concentraciones. Esto sin menoscabo de la normatividad de confidencialidad bajo la que se rige la COPROCOM;²⁵
 - ii. las reclamaciones de empresas, consumidores, asociaciones comerciales y otros grupos de interesados que: i) no cumplan con los requerimientos en la ley para considerarse denuncias formales, pero que, sin embargo, levanten sospechas sobre el funcionamiento eficiente de los mercados; ii) permitan inferir resultados poco competitivos de los mercados, por ejemplo, mostrando altos precios, condiciones rígidas, pocas opciones, baja calidad o innovación, entre otros;
 - iii. las solicitudes formales de otras dependencias gubernamentales para estudiar estos mercados;
 - iv. preocupaciones sobre problemas de competencia que surjan del diálogo con otras autoridades de competencia, reguladores sectoriales o dependencias de la administración pública;
 - v. opiniones de académicos y grupos de expertos;

²⁴ Artículo 28 de la Ley N.º 9736.

²⁵ Artículo 113 de la Ley N.º 9736.

- vi. investigaciones sobre las tendencias en materia de competencia e innovaciones en el análisis de competencia en diversos mercados o sectores.
37. La COPROCOM puede realizar una primera evaluación del mercado analizando ciertos indicadores, entre ellos:
- i. niveles de productividad observados;
 - ii. aumento de precios por encima del resto de la economía;
 - iii. una concentración persistentemente alta en el mercado a lo largo del tiempo —sin que existan razones estructurales que puedan explicarlo—;
 - iv. una estabilidad y simetría de las participaciones de mercado a lo largo del tiempo;
 - v. poca evidencia de entrada y salida del mercado.
38. Una vez que la COPROCOM selecciona un conjunto de sectores candidatos para elaborar un EDM, realiza una primera evaluación de las condiciones de los mercados para elegir aquellos EDM que se realizarán. En este caso deberá:
- i. Elaborar una propuesta para un EDM
 - ii. Priorizar sectores o mercados a estudiar

3.1.1 Fase 1: Elaboración de propuestas

39. Una propuesta de estudios de mercado puede incluir:
- i. la descripción del mercado y una teoría de daño, es decir, la identificación de los posibles problemas de competencia y una serie de hipótesis para explicar sus causas;
 - ii. posibles remedios o acciones para aminorar o resolver los problemas identificados, así como la identificación de los posibles costos y beneficios asociados de su implementación para los consumidores y las empresas;
 - iii. los recursos materiales y humanos que conllevaría la realización del EDM.

3.1.2 Fase 2: Priorización de los sectores o mercados a estudiar

40. Una vez que se ha elaborado la propuesta, la COPROCOM utilizará criterios para priorizar y seleccionar aquellos mercados que considera tendrán una incidencia mayor sobre los consumidores y la sociedad en general. En esta priorización se buscará también optimizar el uso de sus recursos humanos y materiales con los que cuenta la COPROCOM. Estos criterios incluyen:

- i. el impacto directo o indirecto del EDM sobre los consumidores, así como los potenciales beneficios económicos que pudieran resultar de la implementación de las recomendaciones del EDM;²⁶
 - ii. la importancia estratégica para la COPROCOM y cómo está relacionado el EDM con los Planes Anuales y prioridades de la COPROCOM;
 - iii. en este análisis también se considera si la COPROCOM es la autoridad mejor situada para realizar el análisis e implementar cualquier recomendación que pudiera surgir. En este caso, se evalúa si otro regulador pudiera intervenir de manera más eficaz para mejorar las condiciones de competencia que existen;
 - iv. la probabilidad de éxito del EDM. Es decir, cuán probable es que los resultados del EDM confirmen la teoría de daño planteada en la propuesta y que las recomendaciones que se planteen puedan efectivamente llevarse a cabo;
 - v. los recursos humanos y materiales que implicarían la elaboración del EDM y la posibilidad de medir la efectividad de la intervención en términos monetarios y como costo de oportunidad de este, tiempo y dinero.
41. Otros factores internos a la operación de COPROCOM que pueden considerarse para priorizar sectores a estudiar son:²⁷
- i. la probabilidad de que se adopten las recomendaciones que surjan de los EDM, particularmente cuando las recomendaciones pudieran incluir reformas normativas o de liberalización;
 - ii. la posibilidad de que COPROCOM pueda anticiparse y adquirir experiencia en sectores que estén experimentando cambios importantes, a nivel nacional o internacional. Esto puede facilitarle aplicar la Ley N.º 7472 en mercados que le implicarán retos normativos cruciales en el futuro;
 - iii. la resolución a través de un análisis estructural de sectores en los que haya un historial de problemas conductuales —prácticas monopolísticas absolutas o relativas— o donde no haya claridad entre los participantes del mercado si una determinada práctica está permitida o no por la Ley N.º 7472;
 - iv. el valor agregado del estudio en comparación con otros proyectos de defensa de la competencia o como complemento de la promoción de la competencia;

²⁶ Por ejemplo, mercados cuya estructura y características estén relacionadas con la existencia de potenciales restricciones a la competencia o ineficiencias regulatorias, así como mercados que tengan mayor influencia sobre los consumidores, empresas y economía en general.

²⁷ (OCDE 2018)

- v. los proyectos ya realizados por otros reguladores o autoridades de competencia en otras jurisdicciones que pudieran contribuir al análisis en un EDM;
 - vi. la disponibilidad de información y datos para apoyar el análisis teórico y empírico.
42. Los sectores prioritarios seleccionados por la COPROCOM para realizar estudios de mercado se definirán de manera enunciativa, más no limitativa en el Plan Anual de trabajo.²⁸ Con ello se pretende que los agentes del mercado y los ciudadanos en general tengan información sobre los EDM previstos a efectuarse y así puedan aportar información y opiniones al respecto.
43. Finalmente, si después de que se haya iniciado un EDM se producen cambios significativos en la estructura o en las conductas que afecten la justificación original para hacer el estudio, la COPROCOM puede reducir su alcance o incluso detenerlo. En cualquier caso, la COPROCOM comunicará las razones por las cuales ha decidido suspender o no finalizar un EDM. La suspensión de un EDM no impide que este pueda reabrirse en un futuro.

4 Gestión de un EDM por parte de la COPROCOM

44. Una vez que la COPROCOM decide elaborar un EDM, el equipo de trabajo gestiona el proyecto a través de un proceso que consta de varias etapas y que culminan con la publicación de los resultados del EDM. A continuación, se describen estas etapas.
- i. **Pre-lanzamiento** del estudio que incluye su planeación y calendario de entregables e hitos.
 - ii. **Lanzamiento y difusión** del estudio para obtener apoyo de las partes interesadas.
 - iii. **Recolección de datos** para validar, complementar o descartar las diferentes teorías de daño planteadas al inicio del EDM.
 - iv. **Análisis económico y regulatorio** para identificar restricciones o distorsiones al funcionamiento eficiente del mercado conforme a las teorías de daño.
 - v. **Conclusiones y recomendaciones** preliminares del estudio.

²⁸ Por ejemplo, por cuestiones de oportunidad y a propuesta de algún organismo gubernamental o autoridad regulatoria sectorial, se podrá justificar el inicio de un EDM que previamente no estaba planificado.

- vi. **Consulta y difusión de los resultados preliminares** para recabar comentarios e información adicional con las partes interesadas para robustecer las conclusiones y eficacia de las recomendaciones.
- vii. **Presentación de conclusiones y recomendaciones plasmadas en informes finales y su divulgación** al público en general, los cuales incorporan las aportaciones de las partes interesadas.

4.1 Pre-Lanzamiento: Planeación del EDM

4.1.1 Selección del equipo de trabajo que participará en la elaboración del EDM

- 45. El primer paso previo al lanzamiento de un EDM es la selección del equipo de trabajo que realizará el estudio, quienes se deben regir bajo la normatividad de confidencialidad a la que está sujeta la COPROCOM.²⁹ Este puede estar integrado por expertos de la autoridad de competencia que tengan conocimientos y experiencia en la realización de estudios de mercado o miembros del personal de la autoridad con conocimientos del mercado que se va a estudiar.
- 46. No obstante, la COPROCOM también podrá solicitar la elaboración de un EDM a un equipo de expertos externos. En cuyo caso, la COPROCOM ofrecerá dirección intelectual y asesoraría al equipo de trabajo, revisará y aprobará el contenido del EDM.
- 47. El equipo de trabajo, interno o externo, debe incluir a economistas y abogados, aunque también pueden requerirse expertos en otras áreas como estadística, finanzas, ingenierías, entre otras. El equipo suele estar formado por entre tres a cinco personas, aunque su tamaño puede variar dependiendo del alcance del proyecto y de las competencias específicas requeridas para su realización.

4.1.2 Actividades por realizar en el pre-lanzamiento

- 48. Entre las actividades que el equipo de trabajo debe realizar en la etapa de pre-lanzamiento del EDM se encuentran:
 - i. Definir el alcance del proyecto, lo cual incluye:
 - a) Identificar los límites geográficos y de producto del mercado (o mercados) a estudiar.
 - b) Especificar las características del mercado y el problema en el que se centrará la atención.

²⁹ Artículo 113 de la Ley N.º9736.

- c) Desarrollar la teoría de daño y las posibles soluciones a los problemas identificados.³⁰
- ii. Identificar a las partes interesadas en el estudio. Desarrollar una estrategia de gestión y comunicaciones que permita su colaboración previa, durante y después del curso del estudio. Esto asegura que las opiniones de todas las partes interesadas se tomen en consideración y se utilice su conocimiento para mejorar la calidad del análisis y del resultado final. La COPROCOM es consciente de que la calidad y el éxito de un EDM reside en la participación de los interesados.³¹
- iii. Realizar una recopilación preliminar de información sobre la estructura y el estado actual del mercado seleccionado para ser estudiado.
- iv. Revisar las hipótesis de la propuesta del proyecto relacionadas con el potencial impacto esperado en la reducción del daño a los consumidores. Este permite ratificar si la intervención o análisis sería un buen uso de recursos y tendría —al menos en teoría— un efecto positivo en balance para la competencia y el bienestar del consumidor.
- v. Seleccionar la metodología de análisis que se empleará en el EDM.
- vi. Desarrollar un plan de trabajo con las actividades y tiempos necesarios para cumplir con los objetivos clave del EDM, considerando los recursos disponibles y la complejidad de los problemas planteados en las hipótesis preliminares del grupo.
- vii. Evaluar los riesgos asociados al proyecto, identificando aquellos que son altos para desarrollar una estrategia que los aborde específicamente.

4.1.3 Recopilación preliminar de información

- 49. Previo al lanzamiento de un EDM, la COPROCOM puede recopilar información que le ayude a definir las hipótesis iniciales, seleccionar la metodología de análisis que se usará en el estudio, identificar áreas clave para la subsecuente recopilación de información básica y complementaria del estudio para afinar el alcance del proyecto.

³⁰ Las hipótesis de falta de competencia pueden venir de teorías preliminares de daños, identificadas durante el proceso de selección y priorización de sectores a estudiar.

³¹ Algunos ejemplos de partes interesadas en el estudio son las personas, empresas, instituciones o grupos que:

- i. tengan algún interés en el mercado;
- ii. afecten y/o puedan verse afectados por el mercado;
- iii. afecten y/o puedan verse afectados por las cuestiones en las que se centra el estudio; y
- iv. afecten y/o puedan verse afectados por resultados que puedan obtenerse del estudio.

50. En la búsqueda y recopilación de la información, el equipo de trabajo puede valorar algunas consideraciones, como son:
- i. Consultar al personal interno de la COPROCOM que conozca el mercado a ser estudiado o los mercados relacionados. Esto puede resultar útil para identificar fuentes de información valiosas, así como brindar un primer acercamiento hacia la comprensión de la estructura y comportamiento del mercado.³²
 - ii. La posibilidad de consultar a expertos de la autoridad (como pueden ser estadísticos, analistas financieros y econometristas) que asesoren al equipo sobre el tipo específico de información que podría estar disponible y ser necesaria.
 - iii. Identificar la información que se requiere analizar para los propósitos del EDM, así como las posibles fuentes de dicha información.
 - iv. Considerar la información que ya se encuentra disponible para el equipo de trabajo y que, por tanto, no requiere ser solicitada o recabada de otras fuentes.
 - v. Tomar en cuenta el tiempo que requerirá el equipo de trabajo para la solicitud, la recopilación y el análisis de la información. Al respecto, puede resultar relevante considerar el objetivo del estudio para determinar cuántos recursos que se destinarán a estas actividades.
 - vi. Al determinar el alcance de la información que se solicitará, el equipo de trabajo debe valorar las cargas y los costos de trabajo que representarán para las partes interesadas su recolección. Así mismo, el equipo de trabajo puede considerar el papel de las partes interesadas en el mercado en cuestión —para determinar qué tan valiosa es la información que estas pueden aportar—, así como las atribuciones que tenga la autoridad para solicitar la información a dichas partes.
51. El equipo de trabajo debe organizar el proceso de recolección de la información considerando factores como las decisiones de gasto, la división del trabajo y la identificación de vías alternativas para recopilar información si los resultados iniciales no son concluyentes. Puede resultar útil dividir la investigación en etapas que permitan obtener retroalimentación y decidir si vale la pena o no seguir invirtiendo recursos en determinadas líneas de investigación.

³² Consultar al personal de la autoridad que esté familiarizado con el mercado puede resultar útil para identificar fuentes de información valiosas, así como brindar un primer acercamiento hacia la comprensión de la estructura y comportamiento del mercado.

52. Entre la información preliminar que la COPROCOM podría recopilar está:³³
- i. Información disponible en fuentes públicas sobre las características del mercado, por ejemplo, participantes en el mercado, incluyendo competidores, consumidores, reguladores, productos o servicios y su alcance geográfico, cadena de valor, etc.; el marco normativo que rige al mercado y comparativos internacionales de tipos de marcos normativos en otras jurisdicciones; estudios de mercado del mismo sector en otras jurisdicciones; información que hayan obtenido otras unidades de la COPROCOM, incluyendo bases de datos y estadísticas o conocimiento específico sobre el mercado a analizar, respetando la normatividad de confidencialidad;³⁴
 - ii. Información proveniente de consultas o entrevistas iniciales realizadas a las diversas partes interesadas. La información preliminar recolectada de las partes interesadas puede resultar especialmente útil para refinar las hipótesis preliminares, para definir el alcance del estudio e identificar a todos los actores involucrados.
53. Con relación a las solicitudes de información a las partes interesadas, el artículo 111 de la Ley N.º 9736 faculta a la autoridad para requerir a cualquier agente económico o tercero, la información o documentación que considere necesaria para la realización del EDM.
54. Conforme al mismo artículo 111 de la Ley N.º 9736, estos agentes tienen la obligatoriedad de aportar la información solicitada por la COPROCOM dentro de un plazo de hasta quince días hábiles.³⁵ En los casos en que el agente económico se niegue de manera injustificada a suministrar la información requerida, la COPROCOM podrá recurrir al auxilio de la autoridad judicial, esto sin perjuicio de las sanciones que correspondan.
55. Adicionalmente, la información recibida por COPROCOM se clasificará como información de carácter público o confidencial conforme a la normatividad vigente y aplicable en materia de confidencialidad.³⁶
56. La información y conocimiento que pueden aportar las partes interesadas permiten a la COPROCOM completar la visión que se tenga sobre el mercado

³³ OCDE (2018)

³⁴ Artículo 113 de la Ley N.º 9736.

³⁵ Prorrogables a solicitud de parte, por una única vez, hasta por el mismo plazo, cuando así lo amerite la complejidad o el volumen de la información solicitada. (Art. 111 Ley N.º 9736).

³⁶ Artículo 113 de la Ley N.º 9736.

y sus potenciales problemas de competencia.³⁷ Las partes interesadas podrán contribuir, entre otra, con la siguiente información:

- i. información cuantitativa, tanto agregada como desagregada, de volúmenes de ventas, precios de los productos o servicios, funcionamiento de la cadena de valor, alcance geográfico de los productos, principales clientes, costos de producción, distribución o comercialización, etc.
- ii. información cualitativa sobre el mercado, tales como son el tipo y diferenciación de productos/servicios, segmentos de mercado, posicionamiento de producto/marca, sustitutos cercanos, aspectos técnicos y normativos del mercado, información sobre cómo compiten las partes en el mercado, el nivel de entrada y salida, nivel de movilidad de los consumidores, cambios recientes en la oferta y la demanda, prácticas industriales, etc.
- iii. información sobre el comportamiento, estructura y características del mercado que permitan inferir potenciales problemas de competencia o regulación en el mercado o en mercados relacionados. Así también, esta información puede ayudar a detectar algunas de las causas de los problemas y sus posibles soluciones.
- iv. información sobre las disposiciones normativas aplicables al mercado, así como problemáticas detectadas en la aplicación de estas y posibles distorsiones al funcionamiento eficiente del mercado. Por ejemplo, la información puede incluir quejas de los agentes económicos sobre la tramitología, en tiempos y requisitos, para competir en un mercado.

4.1.4 Selección de metodología de análisis que se utilizará en el EDM

57. El equipo de trabajo deberá considerar los pros y contras de las diversas técnicas de análisis en función de la disponibilidad de datos, recursos y tiempo para realizar el análisis. Esto permitirá identificar las metodologías más adecuadas para probar las hipótesis planteadas. Algunas de las metodologías de análisis que la COPROCOM puede utilizar para la elaboración de los EDM son:³⁸

- i. **Identificación de la estructura y las características clave del mercado.** Esta metodología identifica características importantes de la oferta (como la cadena de valor,³⁹ las barreras a la entrada, las estrategias de producción

³⁷ ICN (2016)

³⁸ Véase OCDE (2018).

³⁹ Es decir, la estructura de distribución, los principales actores, los términos de los acuerdos observados, así como la integración y concentración de la cadena.

y precios y modelos de negocios) y de los consumidores (como patrones de consumo, fallas de mercado, los demás relacionados con la protección del consumidor).

- ii. **Análisis de precios.** Para el análisis del nivel de competencia en el mercado se puede realizar una comparación de precios entre empresas que ofrecen el mismo producto o productos complementarios, así como identificar diferencias entre precios por tipo de consumidor o entre regiones y países determinados. Este análisis puede motivar un estudio más profundo para determinar los factores que determinan las diferencias observadas, por ejemplo, si estas están asociadas a una alta concentración de mercado.
- iii. **Análisis de rentabilidad.** Se analiza el nivel y las pautas de rentabilidad observadas en el sector. El EDM debería servir para identificar, en su caso, las fuentes de altos beneficios del sector estudiado.
- iv. **Análisis centrados en la oferta.** Pretenden identificar las restricciones competitivas que limitan la oferta de bienes o servicios en el sector, como pueden ser:
 - a) las posibilidades de entrada o la expansión en el corto y mediano plazo;
 - b) los posibles problemas de competencia derivados del comportamiento de las empresas (coordinados y unilaterales);
 - c) otras, como las relaciones en los distintos participantes en los eslabones de la cadena de valor.
- v. **Análisis centrados en la demanda.** Estudian si el mercado no está funcionando correctamente debido a restricciones que enfrentan los consumidores en la elección de un producto o servicio. Entre ellas:
 - a) la falta de información o información incompleta sobre los productos o servicios;
 - b) la falta de mecanismos de comparación (de precios, calidad, entre otros) entre servicios o productos alternativos —que podría estar asociada a los costos de búsqueda—;
 - c) la movilidad y los costos que enfrentan los consumidores para cambiar entre oferentes de un servicio o producto.
- vi. **Evaluaciones normativas.** En este análisis se identifican y analizan normas, leyes, acuerdos, decretos, entre otros, que restringen la entrada o expansión del mercado, afectan variables de decisión estratégica (como

precios, cantidades, variedad y calidad) o afectan negativamente el comportamiento de los agentes económicos. Se analiza también:

- a) los motivos de los que emanan las normativas, su vigencia y su evolución histórica;
- b) si existe una justificación económica o de otro carácter para dichas restricciones;
- c) las posibles alternativas, incluidos sus potenciales beneficios y riesgos.

4.2 Lanzamiento y difusión pública del EDM

- 58. Una vez hecha la planeación del estudio (etapa de pre-lanzamiento), la COPROCOM realizará un lanzamiento público a través de distintos medios de comunicación con el fin de garantizar la adecuada publicidad, como pueden ser: un documento oficial publicado por la autoridad, un anuncio en el sitio web de la autoridad o en sus redes sociales, un comunicado de prensa o una entrevista de algún miembro de la autoridad, un aviso por correo electrónico dirigido a las principales partes interesadas, un anuncio en un acto o discurso público o un anuncio en un acto académico.⁴⁰
- 59. El lanzamiento público del EDM permite a la COPROCOM:
 - i. Informar a las partes interesadas sobre las actividades y la forma en la que estas desarrollarán a lo largo del EDM.
 - ii. Difundir los beneficios esperados del EDM entre los participantes del mercado, tomadores de decisiones y público en general.
 - iii. Identificar adecuadamente a todos los agentes que puedan tener un papel de interés en el mercado de forma que la información recabada sea completa y las conclusiones robustas.
 - iv. Brindar transparencia sobre las actuaciones de la COPROCOM.
- 60. La información básica que la autoridad puede comunicar en el lanzamiento público del estudio incluye: ⁴¹
 - i. las razones por las cuales se realiza el estudio, el alcance de este y sus posibles resultados;
 - ii. los temas o áreas de interés que se abordarán en el estudio;

⁴⁰ Cuando la situación lo amerite y la autoridad cuente con los recursos suficientes, puede realizarse una consulta pública poco después del lanzamiento del estudio, la cual puede servir para informar a las partes interesadas sobre el objetivo y el alcance del estudio y ayudar al equipo a reunir información sobre el tema del estudio.

⁴¹ (ICN 2016).

- iii. información sobre los beneficios potenciales y la importancia de la colaboración de las partes interesadas. Esto puede realizarse a través de discursos o comunicados de prensa;
- iv. información sobre cómo y cuándo las partes interesadas pueden participar en el estudio o presentar sus comentarios, así como los puntos de contacto para obtener más información;
- v. el tipo de documento que se publicará al final del proceso de EDM; Adicionalmente, también se pueden incluir los comunicados de prensa, los discursos y los resultados de cualquier evaluación posterior específica del estudio;
- vi. el calendario para la realización del estudio.

4.3 Recolección adicional de información para validar, complementar o descartar las diferentes teorías de daño planteadas al inicio del EDM

En esta etapa, el equipo de trabajo recopila y analiza información adicional obtenida después de la difusión pública del estudio para probar la teoría de daño planteada y las soluciones propuestas en el EDM. El equipo de trabajo también podría requerir información adicional cuando en el EDM hayan sido abiertas nuevas líneas de investigación a partir del análisis de la información preliminar recabada. Esto sin menoscabo de la normatividad de confidencialidad bajo la que se rige la COPROCOM.⁴²

- 61. Entre los métodos de recopilación adicional de información que la COPROCOM puede utilizar se encuentran, entre otros:
 - i. la realización de entrevistas y solicitudes de información adicionales a las partes interesadas;
 - ii. la aplicación de encuestas a los consumidores o usuarios del mercado;
 - iii. la adquisición de datos o servicios de proveedores y consultores externos.
- 62. El equipo de trabajo podrá requerir la colaboración de consultores externos para la realización de EDM, incluyendo la etapa de recolección y análisis de información, particularmente cuando se requieran: i) recursos adicionales para determinadas actividades del proyecto (por ejemplo, en la elaboración de encuestas); y ii) conocimientos especializados (por ejemplo, consultoría o análisis especializado de datos). El equipo de trabajo deberá tener en cuenta los posibles conflictos de interés de los consultores externos seleccionados y asegurarse que estos estén obligados a tratar la información confidencial de acuerdo con la normatividad aplicable.⁴³

⁴² Artículo 113 de la Ley N.º9736.

⁴³ Artículo 113 de la Ley N.º9736.

4.4 Análisis económico y regulatorio

63. Una vez que la COPROCOM cuente con los datos necesarios para el estudio, el equipo de trabajo aplicará las metodologías seleccionadas (descritas en la sección 3.1.4) para la evaluación de las condiciones de competencia del mercado mediante el análisis de la estructura del mercado, el marco regulatorio y el comportamiento de los participantes en el mercado.
64. Durante el análisis, la COPROCOM utilizará de manera objetiva los datos recibidos por las partes interesadas, así como aquellos datos recabados de fuentes públicas y de la información provista por otras unidades de la COPROCOM.
65. En su análisis, el equipo de trabajo constatará el análisis empírico que realice y sus hipótesis preliminares, las cuales se podrán confirmar, replantear o desechar conforme el análisis metodológico y los hallazgos derivados del estudio avance. Así, un EDM no busca prejuzgar, sino entender la problemática percibida en un mercado particular.

4.4.1 Identificación de restricciones a la competencia y propuesta de soluciones

66. Al terminar el análisis económico y regulatorio, la COPROCOM distinguirá los tipos de restricciones al proceso de competencia y libre concurrencia en función de las características estructurales, normativas y de comportamiento del mercado. El Anexo II identifica algunas restricciones a la competencia que el equipo de trabajo pudiera identificar en el EDM.
67. La identificación de las restricciones a la competencia permite emitir opiniones y recomendaciones específicas para cada tipo de problema, así como identificar los posibles beneficios esperados como resultados de la aplicación de dichas recomendaciones. En la emisión de soluciones o recomendaciones, la COPROCOM deberá considerar una serie de factores, como son:
 - i. el objetivo que se haya planteado abordar para el EDM
 - ii. si el panorama político y regulatorio permite alcanzar dichos resultados;
 - iii. los incentivos de las partes interesadas y las recomendaciones que pudiera emitir;⁴⁴
 - iv. si aún no se adaptaran completamente sus recomendaciones, el conocimiento interno que le hayan generado o el impacto en la opinión pública —es decir, los efectos como abogacía en favor de la

⁴⁴ Según lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley N.º9736, las recomendaciones emitidas por la COPROCOM en los estudios de mercado no tienen efectos vinculantes. Por tanto, es aconsejable que las recomendaciones que se emitan en los estudios estén alineadas con los incentivos de las partes interesadas para que tengan una mayor probabilidad de tener éxito.

competencia— son suficientemente importantes para seguir con su difusión.

4.5 Conclusiones y recomendaciones preliminares del EDM

68. Los posibles resultados de un EDM dependerán de las hipótesis y teorías de daño planteadas sobre el funcionamiento del mercado, así como del contrafactual sobre las condiciones de competencia efectiva deseadas en el mercado.
69. Un primer escenario es que las preocupaciones que dieron pie al estudio pueden no sostenerse con la evidencia recabada durante el procedimiento y que el mercado funcione eficientemente, por lo que simplemente se concluye el EDM sin mayores recomendaciones y sin perjuicio de que pudiera volverse a abrir en un futuro si las condiciones del mercado cambian.
70. Un segundo escenario es que se encuentre que el mercado no funciona de manera eficiente o en condiciones de competencia efectiva y se confirman las preocupaciones o hipótesis que dieron origen al EDM. Las causas de que un mercado no funcione eficientemente pueden estar relacionadas con:
 - i. características de la demanda;
 - ii. características estructurales del mercado;
 - iii. restricciones de carácter normativo;
 - iv. comportamiento de los participantes en el mercado.
71. Respecto a la demanda, el mercado puede presentar características que reducen o inhiben la competencia y que están relacionadas con las posibilidades de sustitución de los consumidores entre productos o servicios. Por ejemplo, se pueden identificar mercados altamente concentrados por altos costos de cambio y de búsqueda para los consumidores (ya sean consumidores finales o intermediarios en la cadena de valor) para cambiar de proveedor.
72. Cuando se trata de este tipo de restricciones, la COPROCOM pudiera considerar, entre otras, algunas de las siguientes medidas para mejorar los resultados de este mercado:
 - i. Mejorar la calidad y accesibilidad de la información para los consumidores. Esto puede implicar que la COPROCOM actúe en colaboración con organizaciones y dependencias gubernamentales de defensa a los consumidores, como es la Comisión Nacional del Consumidor.
 - ii. Promover medidas de autorregulación para las empresas que participan en el mercado, incluyendo medidas que mejoren la información a los

consumidores o que mejoren condiciones de compra o venta a proveedores o distribuidores.

73. En el caso de las características estructurales de mercado, estas se refieren al número de competidores, la concentración de mercado, las facilidades de entrada y salida, el poder de negociación de las partes, entre otros. En este sentido, por ejemplo, un mercado puede estar altamente concentrado por la existencia de fallos de mercado (como son externalidades, insumos esenciales, externalidades, información incompleta, entre otras) y barreras a la entrada (altos costos fijos, acceso a fuentes de insumos y de financiamiento, entre otros). Estas características pueden estar presentes particularmente en mercados regulados.
74. Considerando los elementos estructurales, la COPROCOM puede recomendar a los agentes reguladores que estos hagan modificaciones a las medidas correspondientes en aras de resolver los fallos de mercado, reducir las barreras a la entrada o salida y generar mayor competencia. Las recomendaciones deberán ser en términos estar orientadas a la restauración de las condiciones de competencia sin que esto represente que sean vinculantes o que se usurpen las atribuciones específicas de los reguladores. Entre estas medidas, se encuentran:
 - i. Plantear el análisis de escenarios de separación funcional o estructural cuando existen agentes económicos con grandes participaciones de mercado que no varían a lo largo del tiempo.
 - ii. Evaluar la reestructuración del mercado mediante una mayor apertura a la entrada de agentes económicos con financiamiento público-privado, particularmente cuando las principales barreras son altos costos fijos y la falta de fuentes de financiamiento.
 - iii. Promover neutralidad competitiva cuando existan actores públicos compitiendo con privados.⁴⁵
 - iv. Considerar mecanismos que permitan el acceso no discriminatorio a fuentes de insumos, cuando estos sean esenciales.
75. Respecto a las restricciones de carácter normativo, estas se refieren a la existencia de normas, leyes, decretos, entre otros, que reducen o inhiben la competencia sin tener una justificación económica, social o de otro tipo.

⁴⁵ La neutralidad competitiva es el “principio según el cual todas las empresas se encuentran en igualdad de condiciones respecto a la propiedad, la regulación o la actividad en el mercado (incluidos los niveles: central, regional, federal, provincial, de condado o municipal).” OECD (2022). Ver <https://www.oecd.org/daf/competition/competitive-neutrality.htm> para una revisión de los temas y problemas asociados al principio de neutralidad competitiva y su importancia para el tema de competencia en los mercados.

76. En este caso, la COPROCOM puede emitir recomendaciones a organizaciones u organismo gubernamentales para promover cambios normativos, incluyendo propuestas futuras de leyes (*De lege ferenda*). Estos pueden buscar:
- i. Mejorar la competencia o reducir oportunidades para colusión en los procedimientos de concesión y contratación pública, esto mediante el diseño adecuado de las reglas para participar en los mismos.
 - ii. Reducir o eliminar limitaciones innecesarias al sector privado en determinados mercados que pueden ser más competitivos. Este puede ser el caso de normas excesivas, o aquellas que son demasiado costosas en tiempo y recursos para entrar y competir en el mercado.
77. Con relación a las restricciones de comportamiento, estas se refieren a acciones que realizan los agentes económicos que participan en el mercado y que pueden reducir o inhibir la competencia. Estos comportamientos pueden ser o no contrarios a la aplicación de la Ley N.º 7472, la Ley N.º 9736 y su reglamento. Respecto a los primeros, estos pueden referirse a cierta transparencia en el mercado que reduzca la competencia, como la publicación de precios mediante asociaciones de competidores; mientras que los segundos serán aquellos en los que exista una comunicación y coordinación directa entre competidores para fijar precios.
78. En estos casos, conforme al marco legal, la COPROCOM puede sugerir cambios en el comportamiento de los agentes económicos, a quienes habrá de dar seguimiento después de la finalización del EDM o iniciar una investigación por conductas anticompetitivas cuando existan indicios suficientes de faltas a la ley de competencia. Entre otras acciones específicas que la COPROCOM puede proponer están:
- i. Eliminar zonas grises de la ley de competencia y motivar a los participantes del mercado a cambiar voluntariamente su conducta para evitar futuras intervenciones de aplicación de la ley.
 - ii. Aclarar las posturas de la COPROCOM sobre conductas que pueden desconocer los participantes del mercado y procurar el cese de la conducta sin que se precisen investigaciones formales.
 - iii. El inicio de investigaciones relacionadas con la aplicación de la Ley N.º 7472, cuando las pruebas y la comprensión del mercado obtenidas a través del EDM muestren indicios de faltas a la ley de competencia.
79. Las COPROCOM podrá plantear un conjunto de recomendaciones considerando las sinergias o complementariedad de acciones para corregir los problemas identificados. Para atender un problema podrá tomar diferentes líneas de acción e involucrar no solo a la autoridad de competencia, sino

requerir la colaboración de otras dependencias u organismos gubernamentales.

80. El siguiente cuadro muestra algunas soluciones que la COPROCOM podría sugerir y los resultados esperados de estas dependiendo del tipo de restricción o problema de competencia identificado durante el EDM.⁴⁶

Tabla 1. Tipos de restricciones y ejemplos de posibles soluciones y recomendaciones

Tipo de restricción identificada	Ejemplos	Posibles soluciones	Temas relacionados
Relacionadas con las características de la demanda	Costos de búsqueda Costos de traspaso	- Difundir información a los consumidores - Promover medidas de autorregulación para las empresas que participan en el mercado para que provean más y mejor información a sus consumidores y proveedores - Requisitos de información y educación de los consumidores (uso, precios y calidad de los productos) - Recomendar a los reguladores a desempeñar un papel más activo para ayudar a los consumidores a evaluar sus necesidades y opciones disponibles - Remitir el asunto a la Comisión Nacional del Consumidor para que inicie una investigación de defensa del consumidor - Realizar actividades de divulgación que informen a las empresas sobre las conductas que infringen las leyes de	Defensa del consumidor

⁴⁶ Para mayores detalles, véase (OCDE 2018).

Tipo de restricción identificada	Ejemplos	Posibles soluciones	Temas relacionados
		protección de los consumidores	
Fallas de mercado	Externalidades de la producción Monopolios naturales Información asimétrica	- Impuestos y subsidios - Normatividad de acceso y tarifa de uso - Plantear escenarios de separación funcional o estructural, cuando existen agentes económicos con grandes participaciones de mercado que no varían a lo largo del tiempo. - Promover neutralidad competitiva cuando existan actores públicos compitiendo con privados.	Defensa del medio ambiente Medidas regulatorias
Barreras estructurales	Normatividad Estructura del mercado Ausencia de neutralidad competitiva	- Diseño adecuado de las reglas para participar en licitaciones y contrataciones públicas - Reducir normatividades excesivas e innecesarias, que sean costosas en tiempo y recursos para la entrada de competidores - Modificar o eliminar regulaciones de precios, cantidades, calidades, entre otras, que restrinjan la competencia y afecten el bienestar de los consumidores - Recomendaciones para aumentar competencia, mediante separación funcional o abriendo el mercado a la competencia	Política pública y cambio legislativo Reestructuración del mercado

Tipo de restricción identificada	Ejemplos	Posibles soluciones	Temas relacionados
Barreras conductuales	Estrategias de precios y ventas Restricciones verticales	- Medidas de autorregulación para las empresas - Informar a los participantes del mercado sobre conductas potencialmente anticompetitivas	Aumentar conocimiento de los participantes del mercado sobre la ley de competencia
Conductas anticompetitivas	Indicios de prácticas monopólicas o concentraciones ilícitas en términos de la Ley N.º 7472	- Inicio de investigaciones por prácticas contrarias a la ley de competencia	Acciones de aplicación de las leyes de competencia

4.6 Consulta sobre resultados y recomendaciones preliminares del EDM a las partes interesadas

81. Según lo dispuesto en el artículo 23 de la Ley N.º 9736, antes de emitir recomendaciones, la COPROCOM podrá informar y consultar con los agentes económicos interesados sobre el diseño de tales recomendaciones y evaluar los costos y beneficios esperados de su implementación.
82. Por lo anterior, en la mayoría de los EDM el equipo de trabajo podrá debatir las conclusiones y los resultados propuestos para el estudio con las partes interesadas y paneles de expertos. Asimismo, el equipo de trabajo podrá solicitar a las partes interesadas información sobre posibles líneas de acción y recomendaciones para la solución de los problemas identificados durante el estudio.
83. Cuando el análisis metodológico del EDM esté centrado en una evaluación normativa, el equipo podrá reunirse con los organismos u organizaciones gubernamentales competentes para debatir las recomendaciones propuestas y la mejor forma de aplicarlas.
84. Este proceso no implica que el equipo deba actuar o modificar sus hipótesis de trabajo o recomendaciones a modo de las partes interesadas, sino que las aportaciones de estas permitan al equipo de la COPROCOM ofrecer conclusiones más robustas y recomendaciones más eficaces.

4.7 Presentación de resultados en informes finales y su divulgación

85. Para dar difusión pública a los resultados del EDM, el equipo puede elaborar: documentos con los comentarios recibidos en la consulta, informes sobre las aportaciones de las partes interesadas, informes probatorios detallados y un

informe final sobre el EDM que podrá incluir un resumen ejecutivo, el análisis estructural y conductual del mercado, las observaciones sobre el mercado estudiado, la validación de teorías de daño e ineficiencias identificadas y las conclusiones y recomendaciones. Al respecto se detalla en la sección siguiente de esta Guía.

86. Para la difusión del EDM, este podría ser publicado en el sitio web de la COPROCOM y su publicación podría ser acompañada por un comunicado de prensa.

Figura 2. Etapas para la gestión de un EDM

1. Pre-lanzamiento del estudio que incluye su planeación y calendario de entregables e hitos	• Selección del equipo de trabajo que participará en la elaboración del EDM • Definición del alcance del proyecto • Identificación de las partes interesadas • Recopilación de información preliminar • Planteamiento preliminar de hipótesis y teorías de daño • Selección de metodologías de análisis económico y regulatorio • Desarrollo de plan y calendario de trabajo
2. Lanzamiento y difusión del estudio para obtener apoyo de las partes interesadas	• Difusión del objetivo, justificación y alcance del EDM mediante publicaciones en el sitio web de la autoridad y/o en sus redes sociales, un comunicado de prensa y/o una entrevista de algún miembro de la autoridad.
3. Recolección de datos para validar, complementar y/o descartar las diferentes teorías de daño planteadas al inicio del EDM	• Realización de entrevistas y solicitudes de información adicionales a las partes interesadas • Aplicación de encuestas a los consumidores o usuarios del mercado • Adquisición de datos o servicios de proveedores y consultores externos
4. Análisis económico y regulatorio para identificar restricciones o distorsiones al funcionamiento eficiente del mercado conforme a las teorías de daño	• Análisis de las características estructurales del mercado: participantes del mercado, cadena de valor, normatividad, estructura de costos, otros. • Análisis de las características conductuales: estrategias de precios y ventas, tipo de competencia, patrones de consumo. • Evaluación de las hipótesis y teorías de daño que fueron planteadas en las fases de pre-lanzamiento y lanzamiento del estudio. • Posible existencia de prácticas contrarias a la ley de competencia: comportamientos que faciliten la coordinación horizontal entre competidores, acuerdos verticales, reacciones estratégicas a la regulación, anteceden por prácticas anticompetitivas. • Posible existencia de fallas de mercado y barreras a la entrada: existencia de información asimétrica, externalidades, restricciones de acceso de insumos y financiamiento, normatividad, entre otros.
5. Conclusiones y recomendaciones preliminares del estudio	• Identificación de distorsiones o restricciones al funcionamiento eficiente al mercado y presentación de propuestas, recomendaciones u opiniones sobre las soluciones al tipo de problema identificado.
6. Consulta y difusión de los resultados preliminares con las diversas partes interesadas	• Consulta con las partes interesadas para robustecer las conclusiones y eficacia de las recomendaciones.
7. Presentación de resultados en informes finales y su divulgación	• Publicación y difusión del informe final y demás documentos de respaldo al público en general, que incorpora las aportaciones de las partes interesadas.

5 Estructura de contenidos de un EDM

87. El objetivo final de un EDM es reconocer los actuales o potenciales daños al proceso de competencia asociados a condiciones de operación y estructura de los mercados y realizar recomendaciones de política pública o a los particulares involucrados con el fin de que se facilite el restablecimiento de las condiciones de competencia efectiva o se prevengan potenciales afectaciones negativas futuras.
88. Las recomendaciones que se derivan de un EDM pueden ser de carácter normativo —tales como modificaciones de leyes o reglamentos—, la creación e instrumentación de mecanismos de incentivos regulatorios —tales como un sistema de incentivos de alto o bajo poder administrados por un ente regulatorio especializado—, el establecimiento de reglas de transparencia de la información y protección de los consumidores, la creación de grupos de actores interesados u observatorios de la sociedad civil encargados de dar seguimiento al desarrollo de la competencia.
89. El contenido a desarrollarse en cada EDM se ajustará a las condiciones específicas de cada mercado, dado que la dinámica de la competencia y la regulación tendrá particularidades específicas de cada sector.
90. No obstante, en esta sección se ofrece una estructura conceptual que podría utilizar la COPROCOM para entender el funcionamiento de un mercado, así como para explicar y dar sentido a los problemas que se sospechen existen en este.

5.1 Resumen Ejecutivo

91. El Resumen Ejecutivo se presenta al inicio del Estudio, aunque se elabora en último lugar. Este es una síntesis del contenido más relevante del estudio e incluye la información necesaria para comprender el funcionamiento del mercado, su nivel de competencia, una descripción de las restricciones o barreras a la competencia observadas, las conclusiones y las principales recomendaciones propuestas para corregirlas.

5.2 Introducción

92. El EDM podrá incluir una sección introductoria en la que se establezcan las facultades de la COPROCOM para llevar a cabo el EDM, la motivación que llevaron a realizarlo, así como el objetivo y alcance de este.
93. Al describir el objetivo y alcance del estudio se podría incluir una breve descripción de las hipótesis de falta de competencia que fueron planteadas al inicio de la investigación. En el texto se puede informar si estas fueron comprobadas o descartadas por el estudio y, de ser el caso, las posibles líneas

de acción que podrían seguirse con el propósito de eliminar o reducir las restricciones o barreras a la competencia identificadas.

94. Finalmente, esta sección puede ofrecerse una breve descripción de la organización del estudio y de su planteamiento.

5.3 Estructura y conducta en el mercado estudiado y en mercados relacionados

95. El primer paso para la detección de distorsiones y barreras a la competencia es identificar la estructura y las conductas de los agentes del sector que será estudiado. Por tanto, esta sección deberá incluir un análisis de las características estructurales y conductuales más relevantes del sector objeto del EDM.
96. Las características estructurales se refieren a las particularidades del sector que no se relacionan con el comportamiento de las empresas o los consumidores. El EDM podrá incluir un análisis de tales características estructurales como son, entre otras, la configuración del mercado, la estructura de costos, la normatividad y otros factores que influyen en las elecciones de los consumidores y de las empresas. En el Anexo I se presenta información más detallada sobre posibles características estructurales y conductuales.
97. La selección y profundidad del análisis de las características estructurales y conductuales que se analizarán dependerá de los objetivos del estudio y de la(s) metodología(s) de análisis que haya(n) sido seleccionada(s) para el proyecto. Por ejemplo, si para el propósito del proyecto se requiere un análisis centrado en la oferta, se deberá profundizar en características estructurales, como la configuración del mercado y conductuales, como las estrategias de precios y ventas adoptadas por las empresas. Mientras que, si se requiere una evaluación normativa, se deberá profundizar el análisis de las leyes y reglamentos que se aplican en el sector y pudieran ocasionar restricciones o barreras a la competencia.

5.4 Análisis de restricciones y barreras a la competencia a partir de la estructura y conducta en el mercado estudiado y en mercados relacionados

98. La COPROCOM podrá presentar un análisis conjunto de la estructura y comportamiento para fundamentar las conclusiones sobre los rasgos estructurales o de comportamiento que estén impidiendo una mayor competencia o un funcionamiento más eficiente del mercado estudiado y en mercados relacionados.

99. Entre las situaciones que se pueden analizar se encuentran la posible existencia de conductas o prácticas que resultan contrarias a las leyes de competencia, la presencia de fallas de mercado y la existencia de barreras a la entrada.
100. El análisis de cada una de dichas situaciones requiere la explicación de la teoría de daño sobre la forma en la que ellas están propiciando un resultado ineficiente del mercado. A continuación, se enuncian algunos elementos que se pueden considerar con respecto a cada una de estas situaciones.

5.4.1 Posible existencia de prácticas contrarias a la ley de competencia

101. Como se dijo anteriormente, cuando existan claros indicios de violaciones a la legislación de competencia será preferible que la COPROCOM inicie acciones de aplicación de la ley antes que la realización de un EDM. Sin embargo, los estudios de mercado también podrían ser una oportunidad para que la autoridad analice si en el sector existen situaciones que pudieran representar señales de prácticas contrarias a la ley de competencia (prácticas monopólicas relativas y absolutas y concentraciones ilícitas).
102. Por lo tanto, en el EDM se podrían analizar las conductas y prácticas de los participantes en el mercado, así como situaciones específicas del mercado con el fin de identificar aquellas que puedan dañar, de manera deliberada o inadvertida, a la competencia. Esto puede incluir comportamientos que:
 - i. faciliten la coordinación horizontal entre competidores;
 - ii. involucren acuerdos verticales;
 - iii. reacciones estratégicas a la regulación;
 - iv. antecedentes de los participantes del mercado en investigaciones por prácticas anticompetitivas y fusiones.
103. Las guías de la COPROCOM para análisis de prácticas monopólicas relativas y análisis de concentraciones podrían servir de orientación sobre los elementos que se deben considerar como indicios de infracciones a la ley de competencia.

5.4.2 Posible existencia de fallas y barreras a la entrada en el mercado y en mercados relacionados

104. El EDM deberá incluir un análisis de fallas de mercado y barreras a la entrada que pudieran presentarse y ocasionar un resultado ineficiente en el mercado estudiado y en mercados relacionados.
105. Las fallas de mercado más probables que pudieran abordarse, dependiendo del sector y los objetivos del EDM, incluyen la existencia de monopolios y conductas anticompetitivas por parte de agentes con poder sustancial,

acuerdos tácitos entre competidores, los monopolios naturales y los problemas de información asimétrica y de gerencia.

106. Adicionalmente, el EDM podrá incluir un análisis de las posibles barreras a la entrada, tanto estructurales como conductuales, que pudieran estar ocasionando que en el mercado no se observen niveles de competencia más deseables.
107. En el Anexo se presenta información orientativa sobre criterios generales para identificar fallos de mercado y barreras a la entrada.
108. Finalmente, algunos estudios de mercado requieren de un análisis más profundo de la normatividad que puede influir en la estructura y comportamiento del sector, como son aquellas que puedan:⁴⁷
 - i. Generar restricciones a la creación o ampliación de empresas.
 - ii. Afectar a las acciones que las empresas realizan al competir.
 - iii. Restringir los incentivos de las empresas para competir.
 - iv. Limitar la elección o la información disponible para los consumidores.
109. El análisis del marco normativo busca estudiar especialmente los cambios regulatorios que han tenido lugar recientemente, las razones de sus actualizaciones y su impacto sobre el mercado desde la óptica de competencia y regulación económica.
110. Entre los elementos de la legislación que pudieran evaluarse en el estudio se encuentran:
 - i. la existencia de leyes o normas que pudieran derivar fallos de mercado y si justifican una posible intervención regulatoria o participación pública en el mercado;
 - ii. si la regulación deriva en restricciones innecesarias que limitan el nivel de competencia efectiva en el mercado (principio de necesidad) como son barreras a la entrada o incentivos para que los participantes actúen de manera estratégica en detrimento de la competencia;
 - iii. si existen alternativas regulatorias que generen una menor distorsión competitiva en el mercado (principio de proporcionalidad).⁴⁸

⁴⁷ OECD (2019), Competition Assessment Toolkit: Volume 2. Guidance, www.oecd.org/competition/toolkit.

⁴⁸ Para identificar restricciones normativas y desarrollar alternativas menos restrictivas, COPROCOM puede guiarse por las Herramientas para la Evaluación de Competencia de la OECD. Disponibles en la siguiente dirección: <https://www.oecd.org/competition/assessment-toolkit.htm>.

5.5 Validación de teorías de daño e ineficiencias analizadas: consideraciones sobre existencia de distorsiones y barreras a la competencia y la posibilidad de competencia efectiva y desarrollo eficiente del mercado

111. Los estudios de mercado podrán incluir la evaluación de las hipótesis y teorías de daño que fueron planteadas en las fases de pre-lanzamiento, lanzamiento del estudio y que motivaron la apertura y la definición del alcance esperado del proyecto.
112. Tal evaluación requiere la aplicación de las metodologías de análisis que hayan sido seleccionadas para el estudio, prefiriendo las que resulten más adecuadas para probar las hipótesis planteadas y considerando la disponibilidad de datos, recursos y tiempo para realizar el análisis.
113. Cuando el análisis de las teorías de daño haya confirmado la existencia de distorsiones y barreras a la competencia en el mercado, el estudio podrá incluir una serie de propuestas de cómo eliminar o limitar los fallos y barreras identificados —sobre las posibles soluciones se presentan algunas alternativas en la sección 3.5—.
114. El estudio también podría incluir un análisis de las propuestas que surjan a raíz del estudio para valorar si son las mejores alternativas para introducir mayor competencia o propiciar un desarrollo más eficiente del mercado.

5.6 Conclusiones y Recomendaciones

115. La COPROCOM incluirá en el EDM las conclusiones respecto del tipo de problemas identificados que distorsionen o restrinjan el proceso de competencia y libre concurrencia. Cada restricción señalada incorporará una explicación sucinta.
116. Respecto del tipo de problema identificado, en la sección 3.5 se presentan el tipo de resultados al que la COPROCOM podría arribar, así como el tipo de solución que podría proponer.
117. La COPROCOM podrá incluir una serie de propuestas, recomendaciones u opiniones sobre las soluciones al tipo de problema identificado en el análisis económico y regulatorio. Estas recomendaciones pueden estar dirigidas a distintos tomadores de decisiones, entre ellos otras dependencias gubernamentales, a las empresas participantes en el mercado e incluso a la misma COPROCOM, en caso de identificarse la necesidad de una investigación por conductas anticompetitivas.
118. Las recomendaciones se plantearán, en su caso, de manera individualizada a cada tomador de decisiones. No obstante, el conjunto de recomendaciones considerará las sinergias o complementariedad de acciones para corregir los problemas identificados.

Figura 3. Estructura y contenido de un EDM

1. Resumen Ejecutivo	• Síntesis del contenido • Caracterización del mercado (nivel de competencia) • Conclusiones sobre las restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados • Recomendaciones
2. Introducción	• Explicación del objetivo y alcance del estudio • Descripción de las hipótesis de falta de competencia que fueron planteadas al inicio de la investigación • Descripción de la organización del estudio
3. Estructura y conducta en el mercado estudiado y mercados relacionados	• Análisis de las características estructurales del mercado: participantes del mercado, cadena de valor, normatividad, estructura de costos, otros. • Análisis de las características conductuales: estrategias de precios y ventas, tipo de competencia, patrones de consumo.
4. Análisis de restricciones y barreras a la competencia	• Posible existencia de barreras normativas y regulatorias: regulaciones de precios, cantidades, calidades, entre otras, que restrinjan la competencia y afecten el bienestar de los consumidores. • Posible existencia de fallas de mercado y barreras a la entrada: información asimétrica, externalidades, restricciones de acceso de insumos y financiamiento, entre otros. • Posible existencia de prácticas contrarias a la ley de competencia: comportamientos que faciliten la coordinación horizontal entre competidores, acuerdos verticales, entre otros.
5. Validación de teorías de daño e ineficiencias analizadas	• Evaluación de las hipótesis y teorías de daño que fueron planteadas en las fases de pre-lanzamiento y lanzamiento del estudio
6. Conclusiones y recomendaciones	• Identificación de distorsiones o restricciones al funcionamiento eficiente al mercado y presentación de propuestas, recomendaciones u opiniones sobre las soluciones al tipo de problema identificado.

6 Evaluación ex post de un EDM

119. Finalmente, la COPROCOM podrá solicitar una evaluación posterior a su EDM para determinar la utilidad de sus recomendaciones y si se cumplieron sus objetivos. Este ejercicio sirve para aprender de la experiencia, concientizar a la sociedad sobre el valor que aporta COPROCOM y transparentar su actuar.
120. Se recomienda que la evaluación de los resultados del estudio se haga después de transcurrido el tiempo suficiente para que las recomendaciones hayan tenido efecto —que podría ser entre 2 y 3 años después de su publicación— e idealmente deberá ser realizado por un equipo independiente al que originalmente hizo el estudio —esto garantiza la imparcialidad y objetividad del análisis—.
121. La evaluación *ex post* de un EDM podrá incluir, entre otros elementos:⁴⁹
 - i. Supervisar el cumplimiento de los mandatos obligatorios y las aplicaciones de las recomendaciones hechas a los gobiernos, reguladores o participantes del mercado, así como la eficiencia en las actividades de difusión de la autoridad de competencia.

⁴⁹ OECD (2018)

- ii. Examinar si se produjeron mejoras relacionadas con los problemas de competencia identificados y que motivaron la realización del estudio.
 - iii. Analizar si se requieren estudios adicionales o la implementación de otras medidas a las que fueron propuestas en el estudio.
 - iv. Recopilar lecciones aprendidas respecto a la elección y aplicación de soluciones que puedan ser utilizadas en otros estudios de mercado, ya sea en el mismo sector o industria o en otros donde se identifiquen problemas de competencia similares.
122. Para examinar el impacto de las recomendaciones del estudio se podría construir un contrafactual de la situación observada en el sector como resultado de dichas recomendaciones. Es decir, construir el escenario alternativo que habría sido observado en el sector sin el efecto de las recomendaciones propuestas en el estudio. Esto permitiría comparar el estado del sector con y sin los efectos del EDM (si es que los hubo).
123. Un ejercicio análogo se puede realizar para valorar la implementación de propuestas alternativas a las que se seleccionaron originalmente. En este caso, se debe construir el contrafactual a partir de estas alternativas y compararlas con la situación actual del sector. Esto permitiría comparar el estado del sector con los posibles estados que hubiesen sido observados si se hubieran implementado dichas alternativas.
124. Finalmente, al decir cuáles estudios son sujetos de una evaluación ex-post, la autoridad debe considerar diversos factores como son:⁵⁰
- i. el objetivo de la evaluación;
 - ii. el alcance de la evaluación;
 - iii. los recursos con los que se dispone;
 - iv. la posibilidad de que existan consultores o terceros que puedan realizar estos análisis.

⁵⁰ ICN (2016)

7 Anexo I

7.1 Elementos para identificar fallos de mercado, barreras a la entrada y otras características de los mercados que impiden la competencia efectiva

125. El buen funcionamiento de los mercados significa que los consumidores se beneficien de precios suficientemente bajos y productos satisfactorios, en términos de calidad, variedad y servicio. El análisis tradicional de la política de competencia parte del supuesto de que los mercados tienden a funcionar razonablemente bien y su mal funcionamiento está asociado fundamentalmente a conductas anticompetitivas por parte de las empresas operando en el mercado. Los EDM amplían esta visión partiendo de la idea de que, en algunas circunstancias, los malos resultados pueden no estar asociados a conductas anticompetitivas de las empresas, sino a ciertas características de los mercados.
126. Como se explicó a lo largo de esta Guía, en algunas circunstancias, los mercados no necesariamente funcionan adecuadamente. En general, las razones por lo cual ocurren ciertas distorsiones al funcionamiento de los mercados pueden clasificarse en: i) características del mercado que no son necesariamente causadas por el comportamiento de las empresas (aunque pueden verse reforzadas por él), como economías de escala o de alcance, efectos de red (directos o indirectos), costos de cambio y efectos de bloqueo, sesgos de comportamiento de los consumidores y, ii) conductas de las propias empresas, como colusión (tácita o explícita), otros acuerdos (horizontales o verticales), cláusulas contractuales impuestas a los consumidores y prácticas abusivas. Ambos tipos de distorsiones pueden coexistir dentro de un mismo sector.⁵¹
127. En este anexo se explican algunos de los mecanismos por los cuales las características y comportamientos de las empresas podrían obstaculizar el funcionamiento del mercado. El objetivo es brindar a la COPROCOM un marco teórico económico que pueda utilizar en sus EDM para evaluar los rasgos o características de los mercados que pudieran representar fallas de mercado y barreras a la entrada, las cuales ocasionarían un resultado ineficiente del mercado.

7.1.1 Características del mercado

128. De acuerdo con la teoría económica, un mercado es contestable cuando una empresa establecida en el mercado incrementa precios por encima de los

⁵¹ Motta, M., Peitz, M., & Schweitzer, H. (Eds.). (2022). Market Investigations: A New Competition Tool for Europe? Cambridge University Press.

costos promedio y los competidores potenciales detectan dicha situación como una oportunidad para entrar al mercado y obtener ganancias. La entrada de nuevos participantes incrementa la competencia, baja los precios y tiene el potencial de reducir el poder de mercado de la empresa establecida (incumbente).

129. Sin embargo, los mercados no siempre son contestables. El mecanismo de autocorrección que implica la entrada de nuevos participantes no siempre está presente o no funciona correctamente. Es importante enfatizar que estas características del mercado a menudo no son causadas por las empresas establecidas, aunque su conducta posiblemente exacerbe la situación o sus efectos.
130. Entre las características del mercado que podrían obstaculizar su buen funcionamiento se encuentran: i) economías de escala (o alcance); ii) efectos de red (directos o indirectos); iii) costos de cambio; iv) información asimétrica o limitada y v) sesgos de comportamiento por parte de los consumidores. Algunos de estos elementos se les conoce como fallas de mercado.
131. Las fallas de mercado son situaciones que impiden que un mercado alcance un nivel máximo de bienestar social —en ausencia de algún tipo de intervención. En su concepción original, el concepto de falla de mercado sugiere que existen obstáculos que impiden que los recursos de una economía se distribuyan entre diferentes usos u ocupaciones de manera eficiente y eficaz.^{52,53}
132. Si bien hay mercados que ya están regulados ante la existencia de estas fallas, existen otros en las que están presentes y no se han identificado para la implementación de remedios.⁵⁴ El control de fallas de mercado es una de las razones económicas por las que se puede requerir algún tipo de intervención. A continuación, describimos brevemente algunas fallas de mercado, sus potenciales efectos y la forma en la que estas pueden ser abordadas por la autoridad de competencia.⁵⁵

7.1.1.1 *Economías de escala y costos fijos*

133. Para ejemplificar esta característica, partamos del escenario donde solo hay una empresa en el mercado que está fijando precios de monopolio (empresa incumbente) y obteniendo beneficios por encima de lo normal. Este mercado

⁵² Pigou, A.C., 1932, *The Economics of Welfare*, MacMillan and Co, London.

⁵³ Diversos autores definen falla de mercado de manera diferente. Pearce (1986) las define como la incapacidad de un sistema de mercados privados para proporcionar ciertos bienes en absoluto o en el nivel más deseable u óptimo.

⁵⁴ Ver (Baldwin, Cave & Lodge 2011),

⁵⁵ Ver (Baldwin, Cave & Lodge 2011), (Lambert 2017).

podría ser atractivo para otra empresa que venda el mismo bien homogéneo y produzca a los mismos costos marginales que el monopolista. Sin embargo, la entrada al mercado implica el pago de algunos costos fijos de instalación.

134. Supongamos que, si se produce la entrada, la competencia sería muy feroz (en las que ambas empresas compiten en precios —competencia a la Bertrand—). Entonces, el entrante potencial espera que, si entra, la competencia reducirá los precios a los costos marginales y obtendrá cero ganancias brutas. En consecuencia, preferirá no ingresar, porque si lo hiciera no podría recuperar sus costos fijos de entrada, por pequeños que sean. La empresa incumbente entonces puede seguir fijando precios de monopolio.⁵⁶
135. Otros ejemplos similares podrían observarse en mercados donde las empresas quieren invertir para aumentar el atractivo de sus productos. Con tales inversiones en calidad o gastos de publicidad, solo una cantidad limitada de empresas pueden operar rentablemente en la industria. Como resultado, pocas empresas coexistirán en el mercado, ya que sus inversiones (costos fijos) generan barreras de entrada endógenas.⁵⁷
136. Estos ejemplos ilustran cómo el mecanismo de autocorrección que supuestamente reduciría el poder de mercado no necesariamente ocurriría cuando existen altos costos de entrada, costos fijos o economías de escala.

7.1.1.2 Externalidades

137. Las externalidades son efectos directos o indirectos —ya sea en términos de costos o beneficios— derivados de actividades de consumo, de producción o intercambio que afectan a otros agentes que actúan en la economía y que son distintos de aquellos involucrados en las actividades que generan tales efectos.
138. Cuando la externalidad es negativa, el costo que se deriva de la actividad de un grupo de agentes es igualmente cargado sobre algún otro grupo de agentes no involucrados en dicha actividad. Es decir, el grupo que realiza el daño no paga el costo total de sus acciones. Por ejemplo, la emisión de contaminantes realizada por conductores afecta de igual manera a las personas que no conducen coches.
139. Cuando la externalidad es positiva, el beneficio de la actividad de un grupo afecta de manera positiva a otro grupo no involucrado en la actividad. Por lo tanto, el grupo que genera la externalidad no obtiene todos los beneficios excedentes derivados de su actividad. Por ejemplo, la externalidad de red en el caso de las telecomunicaciones incrementa el valor de estar conectado a la red, incluso para aquellos que aún no se han conectado a ella.

⁵⁶ Ver Belleflamme y Peitz (2015), *Industrial Organization: Markets and Strategies*, 2nd. ed., 2015, Chap. 5–7.

⁵⁷ Ver Shaked & Sutton (1987), *Product differentiation and industrial structure*, 36 *Journal of Industrial Economics*, 131; y Sutton (1992), *Sunk Costs and Market Structure*, MIT Press.

140. La existencia de efectos de red generalmente está determinada por el tipo de producto en cuestión más que por el resultado de una conducta empresarial particular. Las externalidades están presentes principalmente en industrias de redes y, hoy en día, principalmente en plataformas de dos o más lados. Las plataformas requieren de una masa crítica o una base de consumidores para poder ser rentables y permanecer en el mercado.
141. Sin embargo, cuando existen efectos de red, estos tienden a favorecer a los incumbentes, quienes ya tienen una base de clientes establecida. Esto se exacerba cuanto mayor sea la base de clientes de los incumbentes. Entre más maduro será el mercado (es decir, menor será el número de posibles nuevos compradores), más probable que los consumidores sean "single-homing" (es decir, no utilicen más de un proveedor) y más difícil para los entrantes competir con los incumbentes. A este efecto se le conoce como "inclinación" o "tipping" del mercado, que es una noción que capta la idea de que una vez que una empresa ha obtenido cierta ventaja sobre sus rivales en términos de participación de mercado, su posición puede volverse inexpugnable y el mercado puede tender a una situación de monopolio.⁵⁸
142. No obstante, cabe señalar que no todos los mercados tienen esta tendencia. Hay mercados en los que los consumidores pueden hacer "multi-homing" o en los que pueden coexistir distintos efectos de red que permitan que un producto pueda seguir atrayendo una base de consumidores. La contestabilidad de una industria de red depende de la capacidad de una empresa para diferenciarse en calidad o de que existan efectos de red marginales grandes para atraer usuarios.⁵⁹
143. Si bien estos efectos son una característica de algunos mercados, existen también incentivos de las empresas para obstaculizar las posibilidades de entrada o expansión de competidores potenciales, ya que estos necesitarán acumular una base de clientes suficiente para ser deseables para los consumidores. Por ejemplo, las empresas pueden implementar estrategias para que su producto o servicio sea menos compatible con el del entrante, es decir, una posible degradación de la interoperabilidad, lo que dificulte el cambio o migración de usuarios de un servicio a otro.

⁵⁸ Belleflamme y Peitz, (2019). Platform competition: Who benefits from multihoming? 64 International Journal of Industrial Organization, 1

⁵⁹ Idem.

144. Existen distintos instrumentos para regular la generación de externalidades: regulaciones normativas —del tipo de comando y control— que prescriben las reglas de comportamiento y limitan y regulan las actividades. Existen otros instrumentos orientados al uso de incentivos de mercado, tales como el uso de tarifas, impuestos y subsidios que buscan endogeneizar los costos o beneficios de la actividad a los agentes que la ocasionan, o la definición de derechos de propiedad y la creación de un mercado complementario que permita la transferencia de tales derechos mediante transferencias monetarias.

7.1.1.3 *Costos de cambio*

145. En un mercado, un consumidor puede no estar dispuesto a cambiar de proveedor por razones de diferente naturaleza, por ejemplo, por pereza, hábito, para evitar los costos de aprender a operar el nuevo producto o servicio o por los beneficios que ya obtienen de este. Por ejemplo, en el sector financiero, un banco puede imponer cargos administrativos para cerrar una cuenta corriente o para extinguir una hipoteca; en el sector de telecomunicaciones, un proveedor de telefonía (en ausencia de la intervención regulatoria) puede retrasar el proceso técnico necesario para que un usuario cambie a una nueva compañía (portabilidad numérica) o en el transporte aéreo de pasajeros, las aerolíneas ofrecen programas de viajero frecuente que recompensan a quienes han acumulado suficientes millas y que pueden perderse si uno comienza a volar con una aerolínea competidora.
146. Estos ejemplos se refieren a costos de cambio a los que nuevos entrantes a un mercado pueden enfrentarse al competir con los incumbentes. Al igual que con los efectos de red, los costos de cambio pueden existir independientemente de la conducta de las empresas, pero en algunos casos los incumbentes pueden crearlos o reforzarlos.
147. En teoría, un incumbente puede competir de manera menos agresiva cuando ya tiene una gran base de clientes y se enfrenta a un nuevo rival porque sería más rentable explotar a sus clientes existentes (por ejemplo, fijando precios altos) que luchar contra la entrada, que es costosa. Si este fuera el caso, entonces los costos de cambio en realidad podrían facilitar la entrada.
148. Sin embargo, i) un incumbente puede comportarse estratégicamente estableciendo precios aún más bajos que los que serían óptimos en términos estáticos para evitar la entrada y construir una base de clientes aún más sólida y; ii) si un incumbente es capaz de discriminar precios entre diferentes tipos consumidores, entonces podría establecer precios más bajos para los nuevos consumidores potenciales y precios más altos para los antiguos (al mismo tiempo dificultando la entrada de nuevos competidores y explotando su base de clientes).⁶⁰

149. Respecto al primer punto, en la competencia por una base de clientes mayor, las empresas buscan generar compensaciones (costos o beneficios) para los consumidores que les permitan en el largo plazo obtener mayores beneficios; no obstante, el efecto general para los consumidores puede ser positivo o negativo. Por un lado, una vez que las empresas atraen a nuevos clientes, buscarán que estos sean cautivos (mediante costos de cambio) para cobrarles precios altos. Por otro lado, anticipando que este será el caso y que cada cliente será lucrativo en el futuro, las empresas pueden competir ferozmente (en beneficios- ejemplo, menores precios) para adquirir los consumidores en primer lugar.
150. Respecto del segundo punto, si las empresas son capaces de diferenciar a los nuevos y antiguos clientes, un incumbente puede establecer precios más bajos para los nuevos clientes y así evitar la entrada de nuevos competidores. Sin embargo, cuando no es posible diferenciarlos, las empresas cobran un único precio a todos los consumidores, el cual será más alto si los consumidores no cambian de proveedor. Esto sugiere que, a mayor costo de cambio, mayor será el perjuicio a los consumidores, en tanto casi ningún consumidor cambia.

7.1.1.4 *Información asimétrica y problemas de agencia*

151. Las asimetrías de información entre los agentes participantes en los mercados pueden reducir el bienestar de la sociedad. Puede existir información asimétrica, donde i) el consumidor tiene información limitada sobre los productos o también donde ii) la empresa tiene información limitada de los consumidores.
152. Respecto del primer tipo, la falta de información o información incompleta de los consumidores sobre los precios de los productos limita las posibilidades de comparación entre productos, lo que, a su vez, reduce los incentivos de las empresas para competir agresivamente. Por ejemplo, precios que no incluyen el IVA, comisiones por uso de tarjetas de crédito, entre otros.
153. Si bien uno puede pensar en intervenciones públicas que obligan a las empresas a revelar precios adicionales o promover la comparabilidad de las ofertas y reducir sus costos de búsqueda como políticas de protección al consumidor, cabe enfatizar que, si los consumidores no pueden comparar adecuadamente las diferentes ofertas, surge un problema de competencia. Esto debido a que, ante la imposibilidad de comparar ofertas y por la existencia de costos de búsqueda, los consumidores pueden terminar siendo cautivos de

⁶⁰ Ver Beggs y Klemperer (1992), Multi-period competition with switching costs, 60 *Econometrica*, 651

una empresa. Como resultado, en lugar de tener una competencia efectiva, el mercado puede terminar con monopolios locales o segmentos independientes con precios más altos para los consumidores.⁶¹

154. La falta de información sobre precios hace que sea más difícil para los consumidores encontrar los productos de menor precio. Si bien existen sitios web de comparación de precios que han facilitado la comparación de ofertas, hay al menos dos razones por las que esto no elimina por completo las fricciones de información: i) estos sitios solo pueden ganar dinero si las empresas están interesadas en pagar una comisión por el servicio de figurar en la lista, lo que, a su vez, se podría trasladar al consumidor en una alza sobre el precio minorista; ii) las empresas aún pueden emplear estrategias que ocultan el precio real en la etapa de comparación y, por lo tanto, hacen que la tarea sea engorrosa para los consumidores.⁶²
155. Reducir los costos de búsqueda de la información de los productos para los consumidores, bajo ciertas condiciones, mejora la situación de estos. Esto puede ser mediante la publicidad de información, recomendaciones personalizadas o el filtrado y la nueva tecnología de visualización de información, que son características importantes de muchos mercados digitales.
156. Otro tipo de asimetría está presente respecto de la calidad de los productos. Por ejemplo, si una de las partes no puede observar la calidad de ciertos bienes y servicios, puede precluir la entrada de los bienes de alta calidad en favor de los bienes de baja calidad. Este fenómeno se conoce como selección adversa. Ocurre, por ejemplo, en los mercados de coches. La presencia de un excesivo número de coches de baja calidad desfavorece las condiciones de entrada de coches de buena calidad.⁶³
157. Esto podría tratarse de un tema de protección al consumidor, pero también puede conducir a un problema de competencia porque afecta los incentivos de las empresas de alta y baja calidad para entrar en el mercado.
158. Cuando la alta calidad viene con un costo unitario más alto, surge el problema de la señalización del precio. Para ilustrar el problema de competencia, consideremos un oligopolio con un número fijo de empresas que tienen información privada sobre la calidad de su propio producto. La calidad puede ser alta o baja. Las empresas con mayor calidad pueden tratar de señalar su calidad a través de precios más altos. Sin embargo, debido a que en el mercado

⁶¹ Ver Diamond (1971), A model of price adjustment, 3 Journal of Economic Theory, 156.

⁶² Ver Ronayne (2020), Price comparison websites, (unpublished manuscript).

⁶³ Ver Creane y Jeitschko (2016), Endogenous entry in markets with unobserved quality, 64 Journal of Industrial Economics, 494.

no hay transparencia en calidad para los consumidores, las empresas de baja y alta calidad pueden fijar precios más altos que con certidumbre, debido a que el consumidor no puede identificar entre alta y baja calidad. Así, debido a la interacción de competencia imperfecta e información asimétrica, los consumidores tienden a pagar precios más altos por todos los productos.

159. Respecto del segundo tipo de asimetrías, donde la empresa tiene información limitada de los consumidores, también puede conllevar un problema de competencia por una limitada entrada de competidores. Por ejemplo, en los mercados de seguros y crédito, así como en el comercio minorista en línea y tradicional. En estos mercados pueden existir consumidores con tasas de retorno altas y bajas, dependiendo del costo que representan para las empresas (costos de devoluciones o costos de utilizar la póliza de un seguro por accidente). En este caso, los consumidores con tasas altas de retorno son consumidores con altos costos para la empresa, mientras que aquellos con tasas bajas de retorno representan costos bajos.
160. En este contexto, las empresas establecidas en el mercado pueden tener más información de los clientes y buscar quedarse con los clientes que le generen menores costos. Sin embargo, dado que los entrantes desconocen a los clientes potenciales y los consumidores de alto costo no obtienen ofertas atractivas de empresas establecidas, es más probable que estos consumidores de alto costo cambien a la oferta del entrante. Esto implica que los entrantes comenzarán con un grupo de consumidores, desde su punto de vista, malo, lo que generará barreras de entrada debido a la información asimétrica.

7.1.1.5 Sesgos de comportamiento de los consumidores que son favorables para las empresas establecidas

161. El comportamiento del consumidor puede estar sujeto a sesgos en la toma de decisiones. Estos sesgos pueden ser: i) la disposición a pagar; ii) sesgos de calidad y; iii) sesgos de búsqueda.
162. El sesgo en la disposición a pagar se refiere a cuando los consumidores pueden hacer predicciones erróneas sobre su propia demanda. Esto puede conducir a la explotación de los consumidores en el sentido de que pagan más de lo que estarían dispuestos a pagar si tuvieran expectativas correctas. Por ejemplo, si los consumidores compran un producto porque sobreestiman el uso futuro, una empresa monopólica puede extraer el excedente de la alta demanda prevista. Bajo condiciones de competencia, tal explotación no ocurrirá, ya que las empresas compiten por los usuarios.
163. El sesgo de calidad surge si los consumidores hacen juicios erróneos sobre la calidad. Si los consumidores tienen creencias sesgadas sobre los atributos deseados y creen que los productos son más diferenciados de lo que realmente son, esto relaja la competencia entre los oligopolistas, conduce a precios más altos y, por lo tanto, perjudica al consumidor.

164. El sesgo de búsqueda se relaciona con los costos de búsqueda y de cambio, los cuales pueden surgir de la inercia del comportamiento, por ejemplo, la gente puede ser demasiado perezosa para buscar mejores opciones y cambiarse de proveedor. El posible daño asociado a tal inercia, como se ha mencionado anteriormente, es que pueden permitir a las empresas incumbentes seguir gozando de su posición monopolística al dificultar la entrada de competidores.
165. En este sentido, las intervenciones públicas pueden tener éxito en algunos entornos de mercado para aliviar el daño al consumidor como medidas para la protección al consumidor. Sin embargo, revisar las características del mercado en industrias oligopólicas asociadas con sesgos de comportamiento mediante una investigación de mercado, puede brindar un enfoque más apropiado y proponer posibles remedios más completos respecto a la estandarización de la información.

7.1.2 Conductas de las empresas

166. En esta sección se presentan situaciones en las que algunas acciones o prácticas comerciales particulares de las empresas conducen a ineficiencias en el mercado. Cada una de las acciones que se mencionan no implican una conducta anticompetitiva *per se*, sino situaciones que la COPROCOM podría revisar con más detenimiento en los EDM.

7.1.2.1 Propiedad común y propiedad cruzada

167. Algunos mercados se caracterizan por un alto grado de propiedad común (cuando una persona o institución posee acciones de dos o más empresas) o propiedad cruzada (cuando dos empresas son propietarias de las acciones de la otra). En algunas circunstancias, la propiedad cruzada de empresas que pertenecen al mismo sector conduce a un resultado menos competitivo.
168. Si bien el control de concentraciones podría, en principio, ocuparse de la propiedad común y cruzada, las fusiones y adquisiciones a menudo pasan desapercibidas para la autoridad de competencia, en particular, si los propietarios no tienen participaciones de control, sus derechos de flujo de caja son pequeños o si adquieren participaciones en pequeñas empresas emergentes en una industria dinámica. En este caso, una investigación de mercado permitiría a la autoridad de competencia tomar conciencia de los problemas inmanentes de propiedad común y cruzada en una industria y brindar orientación sobre cómo tratar tales casos.
169. En la literatura se han identificado ciertas teorías de daño que conducen a resultados menos eficientes en términos de precios, innovación y desarrollo y

en la entrada o salida de competidores. En términos de precios, resultan relevantes los incentivos de tomadores de decisiones de las empresas en función de la estructura de propiedad común y la compensación gerencial. Por ejemplo, los gerentes pueden establecer precios de manera menos agresiva para garantizar utilidades para la propiedad común (como dividendos o valores más altos de las acciones).⁶⁴

170. Con relación a la innovación y desarrollo, la propiedad común y cruzada puede ofrecer incentivos a invertir cuando existen derramas económicas importantes y es posible que las empresas internalicen dichas ganancias. Sin embargo, la teoría establece que, en ausencia de tales derramas, la propiedad común y cruzada reduce los incentivos a la inversión y la innovación.⁶⁵
171. Por último, la propiedad cruzada y común también puede afectar los incentivos para salir del mercado. Si la salida aumenta las ganancias de los rivales, la propiedad cruzada y común hace que sea más atractivo abandonar el mercado. Tal salida a menudo conduciría no solo a precios más altos, sino también a una menor variedad de productos en el mercado. Simétricamente, la teoría predice que la propiedad común (donde las empresas se incluyen como pertenecientes a un mercado, incluso si no están activas) conduce a una menor entrada.⁶⁶

7.1.2.2 *Monopolios y conductas anticompetitivas*

172. La operación de una empresa como monopolio involucra ineficiencias que se derivan de restricciones en la producción por el cobro de precios por encima del costo marginal —ineficiencias asignativas— o la ausencia de agentes que los restrinjan competitivamente y que los incentive a mantener una estructura de costos eficientes o para innovar —ineficiencias productivas—. El efecto de un monopolio en el mercado será una producción inferior, precios más altos, bienes o servicios de menos calidad y mayor transferencia de ingresos de los consumidores a las empresas en comparación con los niveles que se observarían en un mercado con competencia.⁶⁷

⁶⁴ Ver Antón, Ederer, Giné y Schmalz (2020), Common ownership, competition, and top management incentives, CESifo Working Paper Series No. 6178.

⁶⁵ Ver Gilo (2000), The anticompetitive effect of passive investment, 99 Michigan Law Review, 1; y O'Brien y Salop (2000), Competitive effects of partial ownership: Financial interest and corporate control, 67 Antitrust Law Journal, 559.

⁶⁶ Ver Newham, Seldeslachts y Banal-Estañol (2019), Common ownership and market entry: Evidence from the pharmaceutical industry, DIW Discussion Paper 1738.

⁶⁷ Estos efectos se verán reflejados no solo en mercados en los que opere un monopolio, sino en los mercados en los que las empresas cuenten con poder de mercado y lo ejerzan a través de conductas que impidan la entrada de competidores potencialmente más eficientes o desplacen a competidores actuales más eficientes.

173. Conductas anticompetitivas de parte de una empresa—que se manifiesta como abuso de su poder de mercado—o la presencia de acuerdos de precios o reparto territoriales entre empresas competidoras—que se manifiestan a través de la formación de carteles—son situaciones que entran en el catálogo de fallas de mercado. En estas situaciones, el comportamiento de las empresas puede afectar de manera negativa el proceso de competencia y, en consecuencia, el bienestar social.
174. Algunas formas en la que las autoridades previenen los riesgos de formación de monopolios y de conductas anticompetitivas son las acciones de aplicación de la ley de competencia—como el control de concentraciones e investigaciones por prácticas monopólicas y relativas—y la emisión de opiniones y recomendaciones para la corrección de condiciones estructurales de mercado y la eliminación de barreras a la competencia a través de los estudios de mercado.

7.1.2.3 *Valoración de barreras a la entrada*

175. En términos económicos, existe un debate sobre lo que debería o no considerarse una barrera a la entrada. Algunos autores argumentan que un obstáculo no es una barrera a la entrada, a menos que sea un costo que deban afrontar las empresas que pretenden entrar al mercado, pero no debieron enfrentar las que ya están operando en él—barreras a la Stigler—; mientras otros sostienen que una barrera a la entrada son las condiciones de la industria que dificultan la entrada y tienen el efecto de reducir o limitar la competencia—barreras a la Bain—. ⁶⁸
176. En términos de la ley de competencia, el artículo 2 de Reglamento de la Ley N.º7472 define las barreras a la entrada como los factores que impiden o dificultan la entrada de nuevos agentes económicos a un mercado.
177. Para los propósitos de los EDM, las barreras pueden clasificarse en dos tipos: barreras estructurales y barreras estratégicas. Las barreras estructurales surgen de las condiciones básicas de la industria, como los costos, la demanda y la tecnología de producción; mientras que las barreras estratégicas son creadas o reforzadas intencionadamente por los competidores en el mercado potencialmente con el propósito de disuadir la entrada. ⁶⁹
178. Las características de la industria que pudieran derivar en barreras estructurales las constituyen, entre otras:

⁶⁸ Para otras definiciones de barreras a la entrada, consultar (Preston, et al, 2004) y (West 2005).

⁶⁹ Véase (West 2005).

- i. La configuración del mercado. Esto implica la caracterización de la oferta y la demanda mediante:
 - a) la delimitación del mercado en sus dimensiones producto y geográfica;
 - b) la identificación de los principales actores en el mercado: competidores, consumidores, proveedores y reguladores;
 - c) la composición de la cadena de valor y la identificación de mercados relacionados.
 - ii. La estructura de costos del sector. Esto implica la identificación de:
 - a) los niveles requeridos de capital y el costo de financiamiento;
 - b) la determinación de costos hundidos;
 - c) la existencia de economías de escala y alcance;
 - d) la presencia de externalidades en la producción.
 - iii. La normatividad aplicable. Esto incluye a las leyes y reglamentos que influyen en las actividades económicas que se desarrollan en el sector.
 - iv. Otros factores que pueden influir en las elecciones de los consumidores, como la reputación, los efectos de red, los costos de cambio (*switching costs*); y de las empresas, como la transparencia en los precios, el grado de integración horizontal y vertical, la presencia de asociaciones comerciales en el sector.
179. Por su parte, las características de la industria que pudieran derivar en barreras conductuales las constituyen, entre otras:
- i. las estrategias de precios de las empresas, como los descuentos por volumen o fidelidad, la discriminación de precios;
 - ii. las estrategias ventas de las empresas, como pueden ser las exclusividades, las ventas atadas y el empaquetamiento;
 - iii. el tipo de competencia que se desarrolla en el mercado: competencia en el mercado vs. competencia por el mercado;
180. Al evaluar la existencia de barreras a la entrada en los sectores que se están estudiando, la COPROCOM puede considerar entre otros elementos:⁷⁰
- i. El desarrollo actual del mercado, es decir, si el mercado está en crecimiento, es estable o está en declive. La entrada de nuevas empresas será más factible si se observa una demanda creciente.

⁷⁰ Véase Khemani, (1999) y West (2005) para mayores detalles.

- ii. La evolución de los márgenes de beneficios y las participaciones de mercado. Si las empresas establecidas han sostenido una rentabilidad alta sin perder cuotas de mercado, puede haber indicios de que la entrada no es fácil.
 - iii. Los intentos de entrada al mercado y el éxito que han tenido. La falta de éxito sugiere que pueden existir alguna situación que impide la entrada.
 - iv. Las respuestas de las empresas que operan en la industria ante el intento de entrada de nuevos competidores.
 - v. La cantidad de los costos hundidos en que deben incurrir los potenciales participantes, así como la escala mínima que deben alcanzar para obtener una rentabilidad que justifique la entrada (escala mínima viable).
 - vi. La facilidad con la que los posibles entrantes pueden obtener el capital requerido para entrar a una escala mínima viable —funcionamiento de los mercados de capitales—.
 - vii. Las ventajas en términos de costos que pudieran tener las empresas establecidas. Por ejemplo, ventajas de costos en términos de escala y alcance o de acceso a insumos y tecnología a menores precios.
 - viii. Las restricciones verticales que podrían dificultar o detener la entrada, como pueden ser contratos de distribución exclusivos de larga duración o la presencia de insumos esenciales que no están disponibles para los entrantes.
181. Los participantes del mercado, potenciales entrantes y expertos del sector,⁷¹ pueden resultar fuentes de información valiosa sobre los elementos que pudieran representar indicios de la existencia de barreras a la entrada.

⁷¹ Que pueden ser académicos y consultores, empleados de empresas que operan en el mismo sector pero en un mercado distinto, funcionarios de asociaciones comerciales.

8 Anexo II

8.1 Manual para la recolección, gestión y valoración de la información

182. A continuación, se presentan algunos elementos que el equipo de trabajo debe considerar relacionados con la recolección, almacenamiento, gestión y análisis de la información a lo largo del EDM.⁷² Aunque los procedimientos se centran en las primeras etapas del estudio, también puede ser utilizada en las últimas fases, así como en etapas posteriores del estudio —como pueden ser las evaluaciones ex post sobre el impacto del estudio—.

8.1.1 Proceso de recopilación de la información que seguirá el equipo de trabajo en los EDM

183. Al realizar una solicitud de información para el EDM, la autoridad debería comunicar y dejar claros diversos aspectos como son:

- i. La información precisa que se requiere y la forma en que la información debe ser presentada (formato). Esto es crucial para facilitar el almacenamiento y futuro uso de la información recopilada.
- ii. El propósito por el que se busca dicha información.
- iii. Los plazos que los agentes tienen para presentar la información solicitada. Al respecto, según lo establece el artículo 111 de la Ley N.º9736, el destinatario de la solicitud deberá aportar la información demandada dentro de un plazo perentorio hasta de quince días hábiles, prorrogables a solicitud de parte, por una única vez y hasta por el mismo plazo, cuando así lo amerite la complejidad o el volumen de la información solicitada.
- iv. Las consecuencias de no suministrar la información solicitada en tiempo y forma o en de no proporcionarla en lo absoluto. Tales consecuencias van desde las sanciones jurídicas que, sin perjuicio de las sanciones correspondientes, facultan a la autoridad de competencia para recurrir al auxilio de la autoridad judicial cuando el agente económico se niegue de manera injustificada a suministrar la información requerida;⁷³ o más generales, como perder la oportunidad de aportar al estudio y a sus resultados.
- v. Cómo podría utilizarse la información suministrada —incluida la posibilidad de utilizarse para futuras acciones de aplicación de la ley, en su caso— y la forma en que se manejará la información delicada o confidencial.

⁷² Para un análisis más exhaustivo del proceso de recolección, gestión y análisis de la información, véase (ICN 2016) y (Hart et al. 2016).

⁷³ Artículo 111 de la Ley N.º9736.

184. La COPROCOM podrá solicitar y transmitir información por distintos canales a los diversos agentes interesados en el desarrollo y los resultados del EDM, dependiendo del grado de compromiso que asuman y la afectación que aquellos pudieran tener. En la siguiente figura se muestran algunos de estos canales.



8.1.2 Gestión de la información recopilada

185. La gestión de la información debe incluir aspectos como la recepción, almacenamiento y organización de la información.

186. Con relación a la recepción de la información, el equipo de trabajo deberá acusar recibo de toda la información recopilada como resultado de las solicitudes de información. Asimismo, se recomienda almacenar la información recibida en su versión original, tanto para garantizar la transparencia del análisis que posteriormente se realice en el estudio como para que sirva como punto de referencia común para otros análisis que pudieran realizarse.

187. Con relación al almacenamiento de la información recopilada, se recomienda que esta sea respaldada en formato digital y teniendo en cuenta aspectos como que se almacene en formatos abiertos y legibles por máquina, lo que garanticen la accesibilidad, interoperabilidad y aumenta el valor de la información a largo plazo. Además, se recomienda tener un esquema sistemático de copias de seguridad de la información, lo que reduce la posibilidad de pérdidas.

188. Con relación a la organización de la información, el equipo de trabajo deberá registrar sistemáticamente la información recibida de forma que pueda ser consultada y utilizada con facilidad en el futuro. El registro de la información podría establecer un orden cronológico en que la información fue recibida y una clasificación de esta por temas relevantes o procedencia de la información.
189. Finalmente, el equipo de trabajo debe garantizar que existan procedimientos internos adecuados para tratar, almacenar, eliminar o devolver (si es lo que procede) la información recopilada que tenga el carácter de delicada o confidencial.⁷⁴ En particular, cuando no exista la autorización de las partes para divulgar tal tipo de información.
190. Cuando el producto del EDM incluya un reporte escrito del proyecto, la autoridad deberá realizar dos versiones del EDM: una versión privada (para uso interno) y una versión pública, en resguardo de la información confidencial a la que se tuvo acceso (para consulta externa). La obligatoriedad en la elaboración de versiones públicas de los estudios de mercado se establece en el artículo 23 de la Ley N.º9736.

8.1.3 Valoración de la información recopilada

191. El equipo debe realizar el análisis de la información a medida que esta es recopilada para que pueda determinar si la información proporcionada es suficiente para los propósitos del estudio y mantener el proyecto en marcha.
192. El análisis de la información puede desarrollarse en la siguiente secuencia:
 - i. Evaluar si la información recopilada cumple con los requerimientos—de no ser el caso, se puede considerar hacer modificaciones a los requerimientos o admitir qué es lo que podrá obtenerse en el tiempo disponible—.
 - ii. Valorar cómo la información recopilada respalda las ideas, teorías o hipótesis de la autoridad sobre el mercado o su comprensión de este — cuando la información no respalda la hipótesis o teoría de la autoridad, esta debería reconocerlo y modificar o abandonarla o, en su caso, considerar si es necesario buscar más información—.
 - iii. Si se determina que la información recopilada es de calidad dudosa, se puede considerar buscar más información.

⁷⁴ La *Guía Práctica sobre Confidencialidad y Gestión de la Seguridad de la Información* de OCDE ofrece una orientación general sobre buenas prácticas y estándares en materia de confidencialidad y protección de datos. Disponible en: <https://www.oecd.org/tax/exchange-of-tax-information/confidentiality-and-information-security-management-toolkit.htm>.

9 Bibliografía

Bain, Joe Staten. 1956. Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries. Harvard University Press.

Baldwin, R., Cave, M., & Lodge, M. (2011). Understanding regulation: theory, strategy, and practice. Oxford university press.

Cave, M., Elbittar, A., & Mariscal, E. V. (2016). An Economics-Based Approach to 'Effective Competition' in Mexico's Telecommunications Sector. Available at SSRN 3910851.

Clark, J. M. (1940). Toward a concept of workable competition. The American Economic Review, 241-256.

CMA (2017), Market Studies and Market Investigations: Supplemental guidance on the CMA's approach.

Hart, E. M., Barmby, P., LeBauer, D., Michonneau, F., Mount, S., Mulrooney, P., ... & Hollister, J. W. (2016). Ten simple rules for digital data storage. *PLoS computational biology*, 12(10), e1005097.

ICN (2016), Market Studies Good Practice Handbook.

Khemani, R. S. (Ed.). (1999). A framework for the design and implementation of competition law and policy. World Bank Publications.

Lambert, T. (2017). How to Regulate. In How to Regulate: A Guide for Policymakers (pp. I-II). Cambridge: Cambridge University Press.

OECD (2018). Market Studies Guide for Competition Authorities.

OECD (2019). Competition Assessment Toolkit: Volume 2. Guidance, www.oecd.org/competition/toolkit.

McAfee, P., Hugo M. Mialon, Michael A. Williams (2004). What Is a Barrier to Entry? The American Economic Review, Vol. 94, No. 2, Papers and Proceedings of the One Hundred Sixteenth Annual Meeting of the American Economic Association San Diego, CA.

Motta, M, M. Peitz & H. Schwitzer (2022). *Market Investigations: A New Competition Tool for Europe?* Cambridge University Press

Pearce, D.W. (1986). Market Failure. In Macmillan dictionary of modern economics. Pearce, D.W. (Ed.).

Pigou, A.C. (1932). The Economics of Welfare, MacMillan and Co, London.

RICE (2002). Advocacy and competition policy. Informe preparado por el Grupo de Trabajo de Abogacía. Conferencia de la ICN, Nápoles, Italia.

Stigler, G. J.. 1968. The Organization of Industry. Richard D. Irwin.

West, J. K. (2005). Barriers to Entry. OECD Roundtables on Competition Policy Working Paper No. 58.

Isaura Guillén Mora.—1 vez.—Solicitud N° 470654.—(IN2023823506).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

RE-0129-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 16:52 HORAS DEL 31 DE OCTUBRE DE 2023

**APLICACIÓN ANUAL DE OFICIO DE LA “METODOLOGÍA TARIFARIA DE
REFERENCIA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA
HIDROELÉCTRICAS NUEVAS” SEGÚN LA METODOLOGÍA
RJD-152-2011 Y SUS REFORMAS.**

ET-045-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 10 de agosto de 2011 mediante la resolución RJD-152-2011, la Junta Directiva de la ARESEP aprobó la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctrica nuevas”, la cual fue publicada en La Gaceta No. 168 del 01 de setiembre de 2011, y modificada mediante las resoluciones RJD-161-2011 publicada en La Gaceta No. 230 del 30 de noviembre de 2011, RJD-013-2012 publicada en La Gaceta No. 74 del 17 de abril de 2012, RJD-027-2014 publicada en el Alcance No. 10 de La Gaceta No.65 del 02 de abril de 2014, RJD-017-2016 publicada en el Alcance No. 17 a La Gaceta No. 31 del 15 de febrero de 2016, y, RE-0205-JD-2021 publicada en el Alcance No. 206 a La Gaceta No. 196 del 12 de octubre de 2021.
- II. Que el 19 de febrero de 2018, mediante resolución DGT-R-012-2018 de la Dirección General de Tributación del Área de Ingresos del Área de Ingresos del Ministerio de Hacienda, resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas definidas mediante la resolución DGT-R-48-2016 emitida por esa misma dependencia, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales.
- III. Que el 27 de agosto de 2021, mediante la resolución RE-0053-IE-2021, el Intendente de Energía (IE) fijó la banda tarifaria para todos los generadores privados con plantas hidroeléctricas nuevas, la cual fue publicada en el Alcance No. 171 de La Gaceta No. 167 del 31 de agosto de 2021.

- IV. Que el 26 de abril de 2023, la empresa Vara Blanca S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 12 del OT-009-2023).
- V. Que el 18 de mayo de 2023, por medio del oficio OF-0474-IE-2023 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Vara Blanca S.A, y la empresa brinda la información solicitada el 25 de junio de 2023. (folios 82 del OT-009-2023).
- VI. Que el 1 de junio de 2023, por medio del oficio OF-0546-IE-2023 y OF-0579-IE-2023 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa El Ángel S.A. Ampliación, y la empresa brindó la información solicitada el 16 de junio de 2023. (folios 101 al 106 y del 139 al 140 del OT-009-2023).
- VII. Que el 30 de junio de 2023, mediante el oficio OF-0620-IE-2023, la IE solicitó la apertura del expediente para la aplicación de oficio de la metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas. (folio 1 del ET-045-2023)
- VIII. Que el 30 de junio de 2023, mediante el informe IN-0122-IE-2023, la IE emitió el informe para ser enviado a audiencia pública. (folio del 2 al 58 del ET-045-2023)
- IX. Que el 30 de junio de 2023, mediante el oficio OF-0622-IE-2023, la IE le solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) convocar a audiencia pública. (folio del 62 al 64 del ET-045-2023)
- X. Que el 10 de julio de 2023, mediante La Gaceta 124 se publicó la convocatoria de la audiencia pública. (folio del 134 al 135 del ET-045-2023)
- XI. Que el 12 de julio de 2023, en los diarios de circulación nacional La Teja y la República se publicó la convocatoria a la audiencia pública. (folio del 137 al 138 del ET-045-2023)
- XII. Que el 13 de julio de 2023, mediante La Gaceta 127 se publicó una fe de erratas de la convocatoria de la audiencia pública. (folio del 135 al 136 del ET-045-2023)
- XIII. Que el 4 de agosto de 2023, al ser las 17 horas y 15 minutos se llevó a cabo la audiencia pública mediante la plataforma Zoom. (folio del 144 al 146 del ET-045-2023)

- XIV. Que el 10 de agosto de 2023, mediante el oficio AC-0206-DGAU-2023, la DGAU emitió el acta de la audiencia pública. (folio del 147 al 150 del ET-045-2023)
- XV. Que el 10 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0486-DGAU-2023, la DGAU emitió el informe de oposiciones, en el cual se indica que sólo se presentó una oposición, la cual fue presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (folio 151 del ET-045-2023)
- XVI. Que el 31 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0176-IE-2023, la IE analizó la oposición presentada en la audiencia pública del 4 de agosto de 2023 por el ICE a la propuesta tarifara de aplicación anual de oficio de la *"Metodología tarifaria de referencia para Plantas de Generación Privada Hidroeléctricas Nuevas"* según la metodología RJD-152-2011 y sus reformas, y acogió los argumentos presentados por la empresa. Así, considerando que lo anterior implicó un cambio sustancial de fondo en la propuesta que fue sometida a audiencia pública; se solicitó la convocatoria a una segunda audiencia para dar conocer a todas las partes interesadas la nueva propuesta de ajuste. (folio del 152 al 178 ET-045-2023).
- XVII. Que el 31 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0177-IE-2023, la IE emitió el nuevo informe para ser enviado a audiencia pública. (folio del 179 al 248 del ET-045-2023)
- XVIII. Que el 3 de octubre de 2023, al ser las 17 horas y 15 minutos se llevó a cabo la segunda audiencia pública mediante la plataforma Zoom. (folios 268 al 269 del ET-045-2023)
- XIX. Que el 10 de octubre de 2023, mediante el oficio AC-0293-DGAU-2023, la DGAU emitió el acta de la audiencia pública. (folio del 270 al 274 del ET-045-2023)
- XX. Que el 10 de octubre de 2023, mediante el informe IN-0656-DGAU-2023, la DGAU emitió el informe de oposiciones, en el cual se indica que se presentaron dos oposiciones, las cuales fueron presentadas por Central Hidroeléctrica Vara Blanca Sociedad Anónima y Mario Alvarado Mora. (folio 275 del ET-045-2023)
- XXI. Que el 31 de octubre de 2023, mediante el informe técnico IN-0233-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas

hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodología tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora.

CONSIDERANDO:

- I. Que el informe técnico IN-0233-IE-2023, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. SUSTENTO JURÍDICO

De conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Constitución Política y en el artículo 11 de la Ley General de la Administración Pública, los actos de esta Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresap), como ente público, se rigen por el principio de legalidad.

En este sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 5 de la Ley 7593, se dispone lo siguiente:

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

[...]

d) Suministro de combustibles derivados de hidrocarburos, dentro de los que se incluyen: 1) los derivados del petróleo, asfaltos, gas y naftas destinados a abastecer la demanda nacional en planteles de distribución y 2) los derivados del petróleo, asfaltos, gas y naftas destinados al consumidor final. La Autoridad Reguladora deberá fijar las tarifas del transporte que se emplea para el abastecimiento nacional. [...]

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de electricidad en su etapa de generación. En ese sentido, la Procuraduría General de la República ha señalado:

[...] De conformidad con lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dicha Entidad es la competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos que enumera la Ley. Dicha potestad tiene como objetivo principal lograr precios que reflejen los costos reales del servicio, no falseen la competencia ni sean excesivos o injustos para el usuario; de ahí la importancia de que la fijación tarifaria sea realizada por un organismo independiente, que decida a partir de estudios y criterios técnicos que reflejen los costos reales del servicio, pero que al mismo tiempo sean equitativos. [...]

[...] La potestad tarifaria es un poder-deber, "lo que sin duda implica que la institución que tiene una determinada potestad en materia de su competencia no sólo puede, sino que debe ejercerla" (Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, resolución 6326-2000 de las 18 hrs. del 19 de julio de 2000). Y está comprendida dentro de esa potestad el definir, conforme el ordenamiento, cuáles son los elementos que deben ser considerados para dar debido cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 3, 25, 29 y 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. De modo que a partir de la potestad atribuida por el legislador y conforme las metodologías que reglamentariamente se haya establecido, le corresponde fijar las tarifas. Lo cual implica la emisión de los actos administrativos que, ejercitando la potestad reguladora, determinen cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado. Una tarifa que debe tomar en consideración los costos necesarios, una retribución competitiva y garantizar la inversión necesaria para que el servicio pueda continuar siendo prestado en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y eficiencia. Ergo, el acto tarifario expresará los elementos que,

conforme el ordenamiento y la técnica, determinan cuál es la remuneración correspondiente al servicio público de que se trata”.[...] (Dictamen C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011).

En la misma línea, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep la obligación de [...] a) 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 inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida, [...] d) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos. [...]

Por su parte el artículo 29 de la Ley 7593 y sus reformas establece:

[...] ARTICULO 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

La Autoridad Reguladora formulará las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas, precios y tasas de los servicios públicos. [...]

Por su parte el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

[...]

De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario. Serán de carácter ordinario aquellas que contemplen factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3, de esta ley. Los prestadores deberán presentar, por lo menos una vez al año, un estudio ordinario. La Autoridad Reguladora podrá realizar de oficio, modificaciones ordinarias y deberá otorgarles la respectiva audiencia según lo manda la ley.(el subrayado no es parte del original)

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

(Así reformado por el artículo 41 aparte a) de la Ley N° 8660 del 8 de agosto de 2008) [...]

Que el artículo 31 de la Ley 7593 establece que:

Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. En este último caso, se procurará fomentar la pequeña y la mediana empresa. Si existe imposibilidad comprobada para aplicar este procedimiento, se considerará la situación particular de cada empresa.

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

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

[...]

Del artículo 31 se desprende por un lado que la Aresep deberá aplicar modelos y ajustes anuales de tarifas en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, y para dichas fijaciones deberá tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras.

Bajo esa misma inteligencia, el artículo 15 del Decreto 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, dispone que, para fijar tarifas, la Aresep utilizará modelos, los cuales deben ser aprobados de acuerdo con la ley. Al respecto, el artículo 15 indica lo siguiente:

[...] Artículo 15.-Uso de modelos para fijar precios, tarifas y tasas.

Para fijar los precios, tarifas y tasas, la ARESEP utilizará modelos que consideren, como un todo, a la industria de que se trate. Esos modelos serán aprobados por la ARESEP de acuerdo con la ley. [...]

El artículo 6 inciso 16 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) indica que corresponde a la Junta Directiva de Aresep:

[...] Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia. [...]

En este sentido para efectos de este estudio tarifario se aplicará lo dispuesto en la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas” dictada mediante la Resolución RJD-152-2011 y sus reformas.

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Informe presentado en la audiencia pública del 4 de agosto de 2023.

De acuerdo con lo indicado en los antecedentes de este informe técnico, el 30 de junio de 2023, mediante los oficios OF-0620-IE-2023 y OF-0622-IE-2023, la IE solicitó al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura del presente expediente y a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la programación de la respectiva charla explicativa y convocatoria a audiencia pública para la aplicación de oficio de la tarifa para generadores hidroeléctricos nuevos, respectivamente.

Al respecto, mediante las Gacetas 124 y 127 del 10 de julio de 2023 y 13 de julio de 2023, respectivamente, y en los diarios de circulación nacional La República y La Teja del 12 de julio de 2023, se publicó lo siguiente:

Cuadro 1
Tarifa para una planta hidroeléctrica nueva

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	148,45	148,45	148,45
Inversión (\$/kW)	1 335,3	5 442,0	6 810,9
Factor de Inversiones	11,92%	11,92%	11,92%
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Rentabilidad	13,92%	13,92%	13,92%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	159,2	648,7	811,8
Expectativas de Energía (horas)	4 731,4	4 731,4	4 731,4
Precio (\$/kWh)	0,06502	0,16847	0,20296

Fuente: Intendencia de Energía

La actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para una planta hidroeléctrica nueva da como resultado:

- Límite inferior de \$0,06502 por kWh
- Promedio de \$0,16847por kWh,
- Límite superior de \$0,20296 por kWh.

Considerando la estructura horaria-estacional, se obtiene la siguiente estructura tarifaria propuesta:

Cuadro 2
Estructura tarifaria de referencia propuesta para una planta hidroeléctrica nueva(\$/kWh)

Estación	Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,15526	0,15526	0,09317
	Promedio	0,40232	0,40232	0,24142
	Máximo	0,48467	0,48467	0,29084
Baja	Mínimo	0,06209	0,02484	0,01554
	Promedio	0,16089	0,06436	0,04027
	Máximo	0,19383	0,07753	0,04851

Los detalles de esta propuesta fueron expuestos mediante la charla explicativa del 17 de julio de 2023, así como en la audiencia pública realizada el 4 de agosto de 2023.

Es importante indicar que tanto el informe técnico como los cálculos de esta propuesta tarifaria se encuentran visibles en los folios 2 al 61 del expediente tarifario ET-045-2023.

La audiencia pública celebrada el 4 de agosto de 2023 se realizó de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N.º 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N.º 29732-MP).

Al respecto, de acuerdo con el informe IN-0486-DGAU-2023 del 10 de agosto de 2023 correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias de la Dirección General de Atención al Usuario, se recibió una única oposición, presentada por el ICE, en la cual indicó lo siguiente:

Argumento #1: Sobre la determinación de la expectativa de ventas anuales (E)

(...) Del cálculo realizado por la IE se obtuvo un total de horas en operación promedio de 4 731,44, sin embargo, en este cálculo la IE utiliza para el año 2022 la información de la planta El Ángel, cuyo contrato venció el 19 de noviembre 2021. Esta empresa presentó una medida cautelar que, a la fecha de elaboración del informe de Generación y Demanda, Informe Anual 2022 del DOCSE, aún no había sido resuelta y por lo que el ICE no ha podido proceder a la desconexión de la planta.

En el informe de Generación y Demanda del 2022 de DOCSE se reporta una generación anual de 0,095 kWh por parte de la planta El Ángel, para efectos prácticos es totalmente marginal. Sin embargo, para efectos estadísticos del cálculo del promedio aritmético, al incluir esta planta para estimar las horas en operación genera una disminución de las horas de operación del 1,6%, respecto de las horas de operación que se hubiesen obtenido al excluir dicha planta del cálculo del promedio.(...)

(...)La generación anual de la planta El Ángel fue de 0,095 kWh y corresponde a arranques propios de mantenimiento y no corresponde a aportes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que, esta planta estuvo inactiva durante el año 2022. Esto también se evidencia en los informes de generación paralela de la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), en el que no se registra ninguna transacción de energía con la Planta El Ángel y por lo tanto, tampoco se registran pagos a la misma.

Asimismo, se adjuntan como evidencias las notas N.º 0810-679-2021 del 05 de noviembre del 2021 y N.º 0810-383-2022 del 24 de junio 2022, en las cuales el ICE notifica al señor Domingo Argentini Alfayate, Apoderado Generalísimo de la planta El Ángel S. A., el vencimiento del contrato para compra de energía eléctrica. (...)

(...)Petitoria:

De acuerdo con lo analizado supra, se solicita:

- 1. Que la IE excluya a la planta El Ángel S.A. para el cálculo del promedio de las horas de operación para el año 2022 y corrija el promedio de horas de operación de los últimos cinco años. (...)*

Al respecto, una vez revisado el contrato denominado “Contrato para compra de energía eléctrica, al amparo del Capítulo I de la Ley N°7200, Planta Hidroeléctrica El Ángel” se verificó que en la cláusula cuadragésima, se definió

como fecha de vencimiento el 19 de noviembre de 2021. Esta información coincide con lo señalado en el oficio 0810-679-2021 aportado por el ICE junto con el escrito de oposición.

En virtud de este vencimiento, se confirma que la energía que produjo la planta El Ángel posterior al 19 de noviembre de 2021 no debe ser tomada en cuenta para la estimación de las horas en operación, por lo que se excluyó de dicha estimación.

Argumento #2: Sobre la planta Vara Blanca

(...) Respecto de la cita anterior es importante indicar que la Planta Vara Blanca es una planta nueva cuyo contrato se firmó el día 26 de abril 2012 y recibió el refrendo por parte de la Autoridad Reguladora el día 28 de mayo de 2012, iniciando operación comercial el 02 de junio 2012 y cuyo contrato vence el 28 de mayo 2032, por lo que debe de ser considera una planta hidroeléctrica nueva y no existente como erróneamente lo indica la IE. Lo anterior, se puede también verificar mediante el pago a la tarifa que se realiza a esta planta, la cual está sujeta a la banda tarifaria de plantas hidroeléctricas nuevas.(...)

Petitoria:

(...)2. Que se excluya la Planta Vara Blanca de la lista de plantas existentes y se considere como una planta nueva.

En relación con este argumento, una vez revisado el contrato denominado “Contrato para compra de energía eléctrica, al amparo del Capítulo I de la Ley N°7200, Planta Central Hidroeléctrica Vara Blanca” se verificó que el mismo vence en el años 2032 y que cumple con las condiciones establecidas el apartado de Alcance de la metodología vigente, que señala:

(...)

Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.

(...)

En virtud de lo anterior, la planta Vara Blanca debe ser incorporada dentro del cálculo de plantas hidroeléctricas nuevas, consistente con lo señalado por el oponente.

Argumento #3: Sobre la determinación de los costos de explotación (CE)

(...)Dado que la metodología indica que la muestra de plantas hidroeléctricas que se utilizan son las que operan en el país, es importante señalar que las plantas existentes por el desgaste normal durante su vida útil tienden a tener costos superiores a los de las plantas nuevas, lo que al final se traduce en costos de explotación superiores e inciden en un incremento en el límite inferior y superior de la banda tarifaria, por lo es técnicamente justificable considerar únicamente los costos de explotación de plantas nuevas, ya que son las plantas que se están tarifando. (...)

(...)Incluir el costo de explotación de plantas existentes implica un incremento en el promedio de los costos de explotación y que la ecuación que determina la línea de regresión con mejor ajuste no sea representativa para plantas de generación hidroeléctricas nuevas. Precisamente la metodología RJD-152-2011 en el punto ya señalado de “Generalidades”, es clara al indicar que esta metodología corresponde a plantas hidroeléctricas nuevas, por lo que es necesario que la IE considere el cálculo de los costos explotación incluyendo únicamente los relacionados a las plantas hidroeléctricas nuevas y así tener consistencia con lo indicado en la metodología vigente. (...)

Petitoria:

(...)

Que la IE utilice únicamente los costos de explotación de generación privada de plantas hidroeléctricas nuevas, lo cual es consistente con las plantas que se pretende tarifar y lo que establece la metodología en el inciso de “Generalidades”.

(...)

Al respecto, nuestro ordenamiento jurídico, prevé un criterio de interpretación de las normas jurídicas, en el artículo 10 de la LGAP, el cual dispone lo siguiente:

(...)

Artículo 10.

1. La norma administrativa deberá ser interpretada en la forma que mejor garantice la realización del fin público a que se dirige, dentro del respeto debido a los derechos e intereses del particular.

2. Deberá interpretarse e integrarse tomando en cuenta las otras normas conexas y la naturaleza y valor de la conducta y hechos a que se refiere.

(...)

Por su parte, el artículo 10 del Código Civil, dispone lo siguiente:

(...)

ARTÍCULO 10.- Las normas se interpretarán según el sentido propio de sus palabras, en relación con el contexto, los antecedentes históricos y legislativos y la realidad social del tiempo en que han de ser aplicadas, atendiendo fundamentalmente al espíritu y finalidad de ellas.

(Así reformado por Ley N° 7020 de 6 de enero de 1986, artículo 1º)

(...)

Como complemento a lo anterior, el Dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR) C-209-1992, respecto a los métodos de interpretación de las normas jurídicas, precisó:

(...)

a) EL SENTIDO LITERAL. Toda interpretación de un texto ha de comenzar con el sentido literal. Por tal entendemos el significado de un término o de una unión de palabras en el uso general del lenguaje o, en caso de que sea constatable un tal uso, en el uso especial del lenguaje de quien habla, aquí en el de la ley respectiva. El enlace con el uso del lenguaje es el más evidente, porque se puede aceptar que aquél, que quiere decir algo, usa las palabras en el sentido en que comúnmente son entendidas. El legislador se sirve del lenguaje general porque y en tanto se dirige a los ciudadanos y desea ser entendido por ellos. (...)

b) LA CONEXION DE SIGNIFICADO DE LA LEY. Cuál de las múltiples variantes de significado que pueden corresponder a un término según el uso del lenguaje hace al caso cada vez, resulta, por regla general, aunque no siempre con toda exactitud, del contexto en que es usado. La conexión de significado de la ley determina, en primer lugar, que se comprendan de la misma manera las frases y palabras individuales; como también, al contrario, la comprensión de un pasaje del texto es codeterminado por su contenido. (...) El sentido de la norma jurídica particular sólo se infiere, las más de las veces, cuando se le considera parte de la regulación a que pertenece.” (...)

d) CRITERIOS TELEOLOGICOS-OBJETIVOS. Los fines que el legislador intenta realizar por medio de la ley son, en muchos casos, aunque tampoco en todos, fines objetivos del Derecho, como el aseguramiento de la paz y la justa resolución de los litigios, el "equilibrio" de una regulación en el sentido de prestar la máxima atención a los intereses que se hallan en juego, la protección de los bienes jurídicos y un procedimiento judicial justo.

Además de ello, la mayoría de las leyes aspiran a una regulación que sea "conforme con la cosa". Sólo cuando se supone esta intención en el legislador, se llegará, por la vía de la interpretación, a resultados que posibilitan una solución "adecuada". (...)

La pregunta acerca de qué interpretación es "conforme a la cosa" sólo puede ser contestada si se toma en consideración en su singularidad y en su especial estructura la cosa de cuya regulación se trata en la norma a interpretar. Esto está claro, sobre todo, cuando una norma (o un complejo de normas) quiere regular un extenso sector de la vida, sin que puedan obtenerse de la ley indicaciones más concretas sobre la delimitación de este sector.

(...) (LARENZ, Karl; Metodología de la Ciencia del Derecho, Barcelona, Editorial Ariel, 1980, pp. 316, 325, 331- 332)

De igual manera y siguiendo con el tema de la interpretación de la norma, respecto a los fines a los que va dirigida, la PGR en el Dictamen C-017-96 del 31 de enero de 1996, señaló:

(...)

Ciertamente, el ordenamiento exige del operador una interpretación sistemática y finalista de la norma, lo que significa que el sentido

de la norma no puede ser captado si se prescinde de los fines a que se dirige, según se desprende del artículo 10 de la Ley General de la Administración Pública (...)

También la Sala Constitucional en la Resolución 2008-001571 de las 14:53 horas del 30 de enero del 2008, ha dicho: “debe recordarse que la interpretación finalista y evolutiva de las normas jurídicas exige considerar no sólo la ratio normativa, su razón de ser, sino además, la realidad social, económica y política sobre la cual se encuentra inmersa y produce sus efectos”.

Por otra parte, la PGR, en la opinión jurídica OJ-106-2010 del 16 de diciembre de 2010, desarrolló las siguientes consideraciones sobre los principios de interpretación de las normas jurídicas:

(...)

Este principio general de interpretación se encuentra en el artículo 10 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) y tiene su fundamento iusfilosófico en el carácter teleológico del Derecho Administrativo.

(...)

ORTIZ ORTIZ ha explicado este principio de interpretación en sus tesis de Derecho Administrativo:

“En el Derecho Administrativo, la Administración queda obligada a conformar la realidad social y a producir un nuevo orden de bienestar colectivo, mediante la obtención de resultados concretos señalados por la Ley, que son las atribuciones públicas. En este campo lo importante no es tanto otorgar capacidad a la Administración como asegurarse de que será empleada con eficiencia para lograr fines determinados. Es posible que el fin no se desprenda claro de la norma, pero entonces tiene que dársele el encargado de aplicarla. Una potestad de imperio a fin indeterminado es inadmisibles. En el Derecho Administrativo, como en ningún otro, la relativización de los conceptos normativos debe tomarse en cuenta para fijar su sentido. La única interpretación aceptable es aquella que permita realizar el fin de la norma.” [...] (ORTIZ ORTIZ, EDUARDO. TESIS DE DERECHO ADMINISTRATIVO. Tomo I. Edit. Stradtman, Medellín, Colombia. 2002. P. 221) (Sobre el tema de la interpretación teleológica también puede consultarse SANTI ROMANO. DIRITTO AMMINISTRATIVO ITALIANO. Milán. Edición de Facsimil. 1906. P. 17)

(...)

De lo anterior se puede inferir, que en el Derecho Administrativo, prevalece la interpretación teleológica, de modo que las normas deben ser entendidas, de la forma que mejor responda a las necesidades sociales y a la realidad social de nuestro tiempo.

En este contexto, la metodología tarifaria se refiere al conjunto de reglas, procedimientos y criterios que se deben aplicar para determinar las tarifas o precios de los bienes y servicios que son proporcionados por una entidad, empresa o servicio público. No se trata específicamente de una norma técnica en el sentido tradicional, sino más bien de un enfoque estructurado para establecer los precios de manera justa, eficiente y transparente.

Por ello, si bien las metodologías tarifarias no son normas técnicas en sí mismas, a menudo están respaldadas por regulaciones y marcos legales que establecen los principios y criterios que deben seguirse para calcular y ajustar las tarifas de manera justa y transparente.

Por lo tanto, la metodología tarifaria es un enfoque sistemático para determinar los precios de bienes y servicios, considerando diversos factores técnicos, económicos y sociales, y aunque no es una norma técnica per se, a menudo está respaldada por regulaciones y marcos legales, a los cuales se podría aplicar los principios de interpretación ya analizados.

En este contexto, la metodología tarifaria RJD-152-2011 y sus reformas, en el apartado de “Alcance”, establece lo siguiente:

(...)

Alcance:

El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condicione similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodologías tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora. (...) El resaltado no es parte del original.

(...)

Del texto citado, se desprende que esta metodología deberá aplicarse en las fijaciones tarifarias relacionadas con las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con las plantas hidroeléctricas nuevas, razón lo la cual el resto de los apartados de esta metodología, deberán enmarcarse de acuerdo con lo dispuesto en su alcance. En lo fundamental, para efectos de aplicación, implica que corresponde utilizar información de los generadores privados que produzcan energía eléctrica con plantas hidroeléctricas nuevas.

Propiamente en lo que se refiere el cálculo de los costos de explotación el apartado denominado “Costos de explotación (CE)”, la metodología indica lo siguiente:

(...)

Costos de explotación (CE):

El costo de explotación incluye los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación, gastos financieros, impuestos asociados a las utilidades, o ganancias.

Entre los costos de explotación se contemplan tanto los costos variables de operación (aquellos gastos que se presentan exclusivamente cuando se lleva a cabo el proceso productivo tales como impuestos asociados a la producción, repuestos y otros materiales consumibles durante el proceso productivo), como los costos fijos (aquellos gastos inevitables e independientes de si la planta opera o no, tales como pólizas de seguro, permisos, personal permanente, asesorías técnicas, gastos administrativos, etcétera). Es importante señalar que corresponden a gastos que impliquen erogaciones de efectivo, y por tanto, no debe incluirse la depreciación.

El método de cálculo fue el siguiente:

a) Se toman los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas.

b) Se hace un ejercicio de regresión para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona capacidad instalada y costo de explotación.

c) Se utiliza el valor de la función mencionada, correspondiente a una planta de 10 MW, que es el valor medio del rango permitido por el Capítulo 1 de la Ley N° 7200.

d) En cada fijación tarifaria se incorporan los nuevos datos de costo de explotación que se haya podido obtener, que correspondan a plantas hidroeléctricas que operen en el país.

*El cálculo del valor del costo de explotación con los datos disponibles en el momento en que se redactó este informe, se presenta en el Anexo 1. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria. (...) **El resultado no es parte del original.***

(...)

Como puede observarse, el método de cálculo señala que deben tomarse en consideración los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país. Al respecto, si bien el texto no especifica si se trata de plantas nuevas o existentes, lo cierto es que, atendiendo a la interpretación teleológica de la norma, en los términos explicados anteriormente, el apartado sobre costos de explotación debe entenderse en relación con la integralidad de la metodología; es decir, que en el cálculo de tales costos deben incluirse únicamente los datos de las plantas hidroeléctricas nuevas que operen en el país, en concordancia con lo que se señala en el apartado sobre el “Alcance” de la metodología RJD-152-2011 y sus reformas.

En cuanto al derecho de participación ciudadana, el artículo 9 de la Constitución Política, en relación con el artículo 36 de la Ley 7593, conforman el marco legal bajo el cual la Aresep, debe realizar las audiencias públicas correspondientes a las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos, como el de aquí en análisis, pues el mismo tiene incidencia en la esfera jurídica de la ciudadanía, como una manifestación del ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana a fin de brindar el espacio de participación ciudadana necesario.

Asimismo, dicho derecho constitucional ha sido plasmado en la sentencia N.º 2010-10708 de las 09:52 horas del 18 de junio del 2010 de la Sala Constitucional, que indica:

“III.- SOBRE LA PARTICIPACIÓN CIUDADANA. La participación de los ciudadanos en la toma de decisiones públicas se encuentra prevista en el artículo 9 de la Constitución Política, por lo que adquiere el rango y la fuerza de un derecho constitucional de carácter fundamental. No se trata de una desconstitucionalización del principio de legalidad de la Administración Pública, aunque sí por supuesto, de una forma de gobierno más democrático, que amplía los foros de debate sobre diferentes temas que le afectan a la colectividad, y que por virtud de ello, quedan abiertos a la intervención y opinión ciudadana. Estamos, pues, ante una opción ya muy aceptada en la evolución del concepto de democracia y este amparo ofrece una magnífica oportunidad de darle clara y efectiva vigencia, para que no se quede en el mero discurso. El precepto comentado, entonces, recoge el principio citado a través del acceso a la información de que se dispone y a la divulgación de ella, para que la toma de decisiones no se circunscriba a un limitado grupo de intereses.”

De lo anterior, se desprende la necesidad de crear un espacio real, en el cual las personas que tengan interés legítimo respecto de las propuestas de instrumentos regulatorios, que desarrolle la Aresep en el ámbito de sus competencias.

En el caso de la Aresep, ha quedado plenamente definida la importancia de la celebración de las audiencias públicas, como parte de los mecanismos que promueven el ejercicio de este derecho, a fin de permitir y fortalecer la transparencia en la toma de decisiones.

Asimismo, la Sala Constitucional en la sentencia N.º 2009-016649 de las 08:47 horas del 30 de octubre del 2009, dispuso:

“(…)

De esta forma, y de conformidad a nuestro sistema democrático, la ARESEP se encuentra en la obligación de convocar a tal audiencia, particularmente para garantizar el derecho de defensa y el acceso a una información que atañe a todos y cada uno de los habitantes de nuestro país, de manera que las decisiones no se tomen sorpresivamente para los interesados "afectados". Precisamente, en la Ley de la ARESEP y su reglamento, el legislador dispuso un procedimiento administrativo especial, que es la audiencia pública cuya característica principal es la de dar transparencia en las decisiones del Ente Regulador y la posibilidad de dar participación a los consumidores y usuarios dentro del trámite.

Asimismo, al dar la oportunidad de que participen en ella vecinos, organizaciones sociales, el sector estatal y el privado, instituciones de defensa al ciudadano y otras instituciones gubernamentales se logra obtener un mayor provecho, lo cual facilita un mejor intercambio de información de los participantes, constituyéndose la audiencia en un instrumento trascendental en la toma de decisiones y un instrumento de transparencia en un sistema democrático como el nuestro... Con esa audiencia se pretende que las personas interesadas manifiesten lo que a bien tengan, respecto de la solicitud de fijación de tarifas que esté en estudio ante la Autoridad Reguladora, por lo que no se le aplica la rigurosidad que se exige para los procedimientos que pretendan la supresión de un derecho subjetivo (sentencia 2002-08848 de las dieciséis horas cincuenta y siete minutos del diez de septiembre de dos mil dos); sin embargo, no se trata de un simple requisito formal, de manera que se pueda fijar de tal forma que haga nugatorio el ejercicio del derecho que pretende tutelar, al otorgarse en condiciones que impidan u obstaculicen el cumplimiento de los objetivos que está llamada a obtener, en protección del derecho a la información y participación ciudadana...”

V.- En conclusión, es claro que en aras de garantizar el derecho de participación ciudadana previsto en el artículo 9 de la Constitución Política, la audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de fijación tarifaria de servicios públicos, debe permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto de su interés y debe darse dentro de un plazo razonable que permita a la comunidad manifestarse.(...)” Sentencia N.º 2009-016649 de las 08:47 horas del 30 de octubre del 2009. (...)”

Con respecto a dicho tema, la Sala Constitucional, ha sido bastante clara, en la importancia de que la Aresep respete y promueva el derecho de participación ciudadana mediante la celebración de audiencias públicas, señalando que éstas no pueden observarse como una simple formalidad, que finalmente no logre su cometido de proteger el derecho de defensa de los interesados.

En ese sentido, la Sala Constitucional, mediante la sentencia N.º 2008-17093 de las 10:18 del 14 de noviembre de 2008, indicó:

(...) la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos debe hacer eficaz, en todos los casos, la intervención y participación de los usuarios en los procesos de fijación de tarifas, como consecuencia de lo dispuesto en el artículo 9º constitucional, siendo que la audiencia no puede otorgarse en condiciones tales que se convierta en una simple

formalidad que no alcanza a proteger el derecho o interés de los participantes. Partiendo de lo anterior, se desprende que es relevante para esta Jurisdicción la existencia de una probabilidad material, real y efectiva para las personas interesadas, de poder intervenir en audiencias públicas...”

(...)

Por ende, la celebración de las audiencias públicas es una forma de participación ciudadana, en ejercicio de un derecho constitucionalmente establecido, cuya finalidad es que los administrados manifiesten sus posiciones sobre la propuesta en discusión, siempre y cuando tengan un interés directo en el asunto y puedan verse afectados.

Aunado a lo anterior, en la Sentencia N.º 2006-15635 de las 10:52 horas del 27 de octubre de 2006, la misma Sala expuso:

(...)

La audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (...), tiene por objeto permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto que le afecta, directamente, con anterioridad a la toma de la decisión administrativa y, en esa forma, se constituye en una manifestación del principio democrático (sobre este particular, véase la sentencia N.º 2004-09434 de las 11:26 hrs. del 27 de agosto del 2004).(...)

Queda claro que, la participación ciudadana no significa ejercer un derecho de defensa sin ningún interés en particular, si no, por el contrario, implica tener la posibilidad de manifestarse respecto a un asunto que podría provocar una afectación en la esfera jurídica de los interesados.

Así las cosas, de acuerdo con lo reseñado anteriormente, con apoyo en la jurisprudencia emanada de la Sala Constitucional, es posible afirmar que, en el caso de la Aresep, la celebración de las audiencias públicas constituye una regla, mientras que podría llegar a determinarse de forma muy casuística, cuándo podría darse una excepción y prescindir de la audiencia pública.

En concordancia con lo anterior, la Sala Constitucional, mediante el voto N° 7213-2012 de las 16:01 horas del 30 de mayo de 2012, en el Considerando IV, hizo referencia a la obligación de Aresep de garantizar la participación ciudadana y que cualquier cambio sustancial que se introduzca a la propuesta, luego de ser sometida a la audiencia pública, deberá ser sometido nuevamente a conocimiento mediante dicho mecanismo, con el fin de no dejar en indefensión a los posibles afectados:

“(…)

A juicio del Tribunal Constitucional, las razones expuestas por la autoridad recurrida en su informe, en el sentido que la inclusión de dicho transitorio tenía por objeto disminuir los niveles de discrecionalidad en la determinación del momento en que se aplicaría por primera ocasión el modelo de ajuste tarifario, justamente justifica el hecho que se convocara a una audiencia pública, en aras que los usuarios del servicio contaran ampliamente con la oportunidad de referirse, pronunciarse e incluso cuestionar esa situación. Sobre el particular, nota la Sala que la omisión de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos de convocar a una audiencia pública para conocer el contenido de dicho transitorio es ilegítima y lesiona, a todas luces, el derecho protegido en el artículo 9º de la Constitución Política, en que se proclama el derecho de los particulares de participar activamente en la adopción de las decisiones políticas fundamentales y, en concreto, el aumento de las tarifas de los servicios públicos.

(…)

Es claro que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al haber aprobado mediante la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. De 21 de diciembre de 2011 el “Modelo automático de ajuste para el servicio de transporte remunerado de personas modalidad autobuses”, incluyendo el transitorio aludido, el cual no fue sometido a conocimiento en la audiencia pública celebrada el 20 de de [sic] julio de 2011, ha dejado a los usuarios de los servicios de transporte público modalidad autobús en indefensión, justamente por la incertidumbre que se genera acerca de sus efectos sobre sus intereses económicos.

(…)

De acuerdo con lo expuesto, resulta evidente que la exigencia que se formula en esta sentencia no constituye una cuestión de mero trámite o una simple formalidad, habida cuenta que la omisión de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos ha propiciado en el caso presente que se aprobaran reglas novedosas en la resolución No. RJD-168-2011 de las 14:30 hrs. de 21 de diciembre de 2011, sin que los usuarios de los servicios de transporte gozaran de la posibilidad de cuestionar el contenido de ese transitorio en la audiencia pública.

Por todo lo anterior, la Aresep debe garantizar el ejercicio del derecho de participación ciudadana para las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos, como la acá propuesta, tal como se extrae de la jurisprudencia mencionada.

En el caso particular, del análisis de la oposición presentada por el ICE durante la audiencia pública celebrada el 4 de agosto de 2023, una vez realizada la valoración técnica en los argumentos presentados, se requiere incluir ajustes que, por su naturaleza, implican un cambio sustancial de la propuesta de fijación tarifaria que fue sometida a audiencia pública el 4 de agosto de 2023. Por ello, con el propósito de que la ciudadanía y todas las partes interesadas conozcan estos cambios sustantivos, se solicitó la celebración de una nueva audiencia pública, a fin de que quienes lo consideren oportuno ejerzan el derecho de participación ciudadana expuesto anteriormente.

Específicamente, en lo que respecta a los cambios incorporados, del análisis comparativo de la versión de la propuesta tarifaria sometida a audiencia pública el 4 de agosto de 2023 y la nueva propuesta que incluye los argumentos presentados por el ICE en su oposición, se advierte que en efecto se trata de un cambio sustantivo, tal y como puede observarse en los siguientes cuadros:

Cuadro N°1
Datos sometidos a audiencia pública
el 4 de agosto de 2023

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	148,45	148,45	148,45
Inversión (\$/kW)	1 335,3	5 442,0	6 810,9
Factor de Inversiones	11,92%	11,92%	11,92%
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Rentabilidad	13,92%	13,92%	13,92%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	159,2	648,67	811,8
Expectativas de Energía (horas)	4 731,4	4 731,4	4 731,4
Precio (\$/kWh)	0,06502	0,16847	0,20296

Cuadro N°2
Datos propuestos

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	24,59	24,59	24,59
Inversión (\$/kW)	1 378,2	5 454,3	6 813,0
Factor de Inversiones	11,84%	11,84%	11,84%
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Rentabilidad	14,13%	14,13%	14,13%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	163,1	645,56	806,4
Expectativas de Energía (horas)	4 806,7	4 806,7	4 806,7
Precio (\$/kWh)	0,03905	0,13942	0,17288

De la valoración de la información incluida en los cuadros anteriores producto de la incorporación de los argumentos presentados por el ICE en la oposición a la audiencia pública del pasado 4 de agosto de 2023, el costo de explotación promedio pasa \$148,45 a \$24,59, las expectativas de energía promedio pasan de 4 731, 4 horas a 4 806,7 y la tarifa promedio pasa de \$0,16847 a \$0,13942. Lo anterior, dada la metodología, incide en la determinación del resto de las variables que forman parte del cálculo.

En cuanto a la calificación de cambio de fondo sustancial, resulta pertinente recordar lo dispuesto por la Junta Directiva de la Aresep en el “Lineamiento para el análisis de cambios de fondo sustancial post participación ciudadana, relativos a las propuestas de metodologías, reglamentos y normas técnicas”, en el cual explica que se produce un cambio de fondo sustancial en una propuesta sometida a audiencia pública cuando las modificaciones reduzcan, restrinjan o limiten las garantías o derechos de los usuarios del servicio.

En este caso, como se explicó arriba, los argumentos contenidos en la oposición presentada por el ICE en la audiencia pública del pasado 4 de agosto de 2023, tienen una incidencia directa sobre el cálculo de las expectativas de ventas y los costos de explotación, lo que conllevó a un cambio en la propuesta de tarifa final aplicable a las plantas hidroeléctricas nuevas, situación que es consistente con los criterios que sustentan el concepto de cambios de fondo sustancial.

2. Acerca de la segunda audiencia pública del 3 de octubre de 2023.

En función de lo expuesto en el apartado anterior, mediante el oficio OF-0855-IE-2023, de fecha 31 de agosto 2023, esta Intendencia solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), la convocatoria de una segunda audiencia pública con el propósito de que todas las partes interesadas pudieran conocer los alcances de la nueva propuesta, no generar reprocesos y cumplir con los objetivos y fines de satisfacción de los intereses públicos, a través de los diversos mecanismos disponibles, de una forma expedita, rápida y acertada posible para evitar retardos indebidos, lo anterior al amparo del principio de economía procesal establecido en el artículo 41 de la Constitución Política y en concordancia con los artículos 222 y 225 de la Ley General de Administración Pública.

El 3 de octubre de 2023, mediante la plataforma digital Zoom, se llevó a cabo la segunda audiencia pública, donde se conoció el informe IN-0177-IE-2023 “Aplicación anual de oficio de la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, según la metodología RJD-152-2011 y sus reformas”.

3. Propuesta tarifaria final para plantas hidroeléctricas nuevas, según la metodología RJD-152-2011 y sus reformas.

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 7593 y la resolución RJD-152-2011 y sus reformas, aprobadas por la Junta Directiva de la Aresep, se detallan los cálculos realizados que sustentan la aplicación de oficio de la metodología aplicable a las plantas hidroeléctricas nuevas.

3.1 Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria

En relación con la información obtenida de contabilidad regulatoria, de conformidad con lo establecido en las resoluciones citadas RIE-132-2017 y RE-0060-IE-2021, durante el 2022 se recibieron y fueron validadas por la IE mediante el proceso de seguimiento, la información de dos plantas hidroeléctricas nuevas que componen el sector, las cuales respondieron en forma, fondo y tiempo.

Posterior a las valoraciones y análisis técnicos realizados por la IE, la información proveniente de la contabilidad regulatoria de las plantas hidroeléctricas nuevas fue utilizada como insumo en el cálculo de las variables metodológicas de costos de explotación, inversión y apalancamiento, y como se mencionó en los párrafos anteriores. La información aportada por las empresas fue presentada según el siguiente detalle:

- *Vara Blanca S.A. presentó la información de contabilidad regulatoria según la resolución RE-0060-IE-2021, el 26 de abril 2023. Al respecto, se le solicitó información aclaratoria y complementaria por medio del oficio OF-0474-IE-2023 del 18 de junio de 2023 y en respuesta la empresa brindó la información solicitada el 25 de junio de 2023. (folios 82 OT-009-2023).*
- *El Ángel Ampliación S.A presentó la información de contabilidad regulatoria, el 25 de mayo de 2023. Al respecto, se le solicitó información aclaratoria y complementaria por medio del oficio OF-0546-IE-2023 del 01 de junio de 2023 y en respuesta la planta brindó respuesta mediante correo electrónico del 16 de junio del presente año. (folios 101 al 106, 139 al 140 del OT-009-2023).*

Cabe destacar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta para efectos de consulta en el expediente OT-009-2023, además, dicha información es incluida en el anexo 19 “Información de contabilidad regulatoria” del presente informe.

Al respecto, es necesario indicar actualmente, al amparo del capítulo 1 de la Ley 7200, las empresas Vara Blanca S.A. y el Ángel Ampliación S.A., son los únicos prestadores que califican, de acuerdo con los criterios vigentes, como generadores privados con plantas hidroeléctricas nuevas y se dispone, para efectos regulatorios, de los costos reales que sustentan su operación.

3.2 Aplicación anual de oficio de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas” según la resolución RJD-152-2011 y sus modificaciones aprobadas.

La fórmula general del modelo se puede expresar mediante la siguiente ecuación económica desde la perspectiva del generador privado:

$$CE + CFC = p * E$$

Donde:

<i>CE</i>	<i>= Costos de explotación</i>
<i>CFC</i>	<i>= Costo fijo por capital</i>
<i>P</i>	<i>= Precio de la energía (variable de interés)</i>
<i>E</i>	<i>= Expectativas de ventas anuales (cantidad de energía)</i>

Por lo tanto, despejando el precio, tenemos:

$$p = \frac{(CE + CFC)}{E}$$

Se regulará el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco del capítulo I de la Ley 7200, mediante una banda tarifaria.

Cabe destacar que el cálculo de la banda se determina a partir de los datos de inversión, resultando en un límite superior y un límite inferior.

El siguiente cuadro resume la actualización de las principales variables de esta aplicación anual de oficio:

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	24,71	24,71	24,71
Inversión (\$/kW)	1 404,7	5 559,1	6 943,9
Factor de Inversiones	11,83%	11,83%	11,83%
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Rentabilidad	14,27%	14,27%	14,27%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	166,2	657,86	821,7
Expectativas de Energía (horas)	4 122,9	4 122,9	4 122,9
Precio (\$/kWh)	0,04631	0,16556	0,20530

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía, Aresep.

3.3 Cálculo de las variables del modelo

A continuación, se detalla la forma en que se calculó cada una de las variables del modelo.

a. Expectativas de ventas (E)

Para estimar la variable denominada expectativas de ventas, que corresponde a la cantidad de energía a vender durante el año, se considera la siguiente ecuación:

$$E = C * H * fp$$

En donde:

E = Ventas anuales (cantidad de energía).

C = Capacidad contratada promedio de las plantas en MW.

H = cantidad promedio de horas anuales reales en que las plantas estuvieron

en operación entregando energía para venta al ICE en los 5 últimos años.

fp = Factor de planta promedio de los últimos 5 años de las plantas utilizadas para el cálculo.

Si bien existe un efecto de escala en las plantas de generación de electricidad, especialmente en cuanto a los costos de instalación y los costos de explotación, es posible simplificar el modelo y realizar el análisis para una planta de tamaño unitario (capacidad contratada unitaria), con lo que la fórmula anterior se reduce

a:

$$E = H \times fp$$

El apartado de “Expectativas de Ventas” de la resolución RJD-152-2011 fue reformado mediante la resolución RE-0205-JD-2021 del 28 de setiembre de 2021, publicada en el Alcance 206 a La Gaceta 196 del 12 de octubre de 2021, de la siguiente manera:

El factor de planta anual (fp) de una central eléctrica, para este caso, se define como el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme los valores contratados, según la siguiente fórmula:

$$Fp_{i,a} = \frac{Eg_{i,a}}{Pcon_{i,a} * H_{i,a}}$$

En donde:

$Fp_{i,a}$ = Factor de planta de cada planta en cada año.

$Eg_{i,a}$ = Cantidad de energía en kWh que cada planta generó en cada año.

$Pcon_{i,a}$ = Potencia contratada en kW, por planta en cada año.

$H_{i,a}$ = Cantidad de horas en que la planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

i = Cada una de las plantas del grupo.

a = Cada uno de los 5 años.

El valor del factor de planta promedio de los últimos 5 años que se utilice en este modelo se obtendrá a partir de los datos de plantas hidroeléctricas privadas costarricenses con capacidades instaladas menores que 20 MW, sobre las cuales la ARESEP posea dicha información. Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria. Con ese propósito, se utilizarán los datos del último quinquenio sobre el cual ARESEP posea información.

El valor del factor de planta se calculará de la siguiente manera:

Para cada uno de los años del quinquenio, se estimará un promedio aritmético de los valores de cada planta individual, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Fp_a = \frac{\sum_{i=1}^n Fp_{i,a}}{n}$$

En donde:

Fpa = Factor de planta promedio anual para el grupo de plantas.

Fpia = Factor de planta de cada planta en cada año.

i = Cada una de las plantas.

a = Cada uno de los años.

n = Índice que representa la cantidad de plantas.

Posteriormente, se obtendrá el promedio aritmético de los cinco valores resultantes, y el resultado es el dato de factor de planta a utilizar en la fijación tarifaria calculado de la siguiente forma:

$$Fp = \frac{\sum_{a=1}^Q Fp_a}{Q}$$

En donde:

Fp = Factor de planta promedio para el grupo de plantas.

Fpa = Factor de planta promedio anual para el grupo de plantas.

Q = Cantidad de años utilizados para calcular el promedio.

a = Cada uno de los años.

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE, se utilizó la información para el

2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 publicados por el Centro Nacional de Control de energía (CENCE). Esta información se encuentra tabulada en el anexo 1.

En cuanto a la capacidad instalada y contratada, en el marco del expediente tarifario ET-095-2019 se procedió a solicitar información a todas las empresas generadoras privadas y al CENCE sobre sus capacidades instaladas, requiriendo que remitieran las fotografías de las placas, estos datos fueron confirmados con el CENCE.

A partir de la información detallada en el párrafo anterior, y según lo dispuesto en la resolución RE-0205-JD-2021, se tomaron los datos correspondientes a la capacidad contratada en kW de cada planta. Es importante señalar que, de acuerdo con dicha información, ninguna de las plantas consideradas en el análisis tarifario presentó cambios en sus capacidades entre el 2018 y el 2022. Esta información puede ser consultada en el Anexo 2. Para los casos en los que se pudiera presentar un cambio de placa durante el año, la potencia se considera como el promedio mensual de las potencias señaladas en los informes del CENCE.

Bajo este escenario, de acuerdo con el procedimiento establecido en dicha metodología, se procedió a calcular el valor del factor de planta y a su vez de las horas en operación reales, de la siguiente manera: para cada uno de los años del último quinquenio (2018 a 2022), se estimó un promedio aritmético de los valores de factor de planta y horas en operación reales de cada planta individual para cada año analizado. En el caso de las horas en operación reales entregando energía al ICE por planta, se determinaron a partir del total de energía vendida al ICE para cada año, entre la capacidad contratada por el ICE para la planta respectiva.

Posteriormente, se obtuvo el promedio aritmético de los cinco valores resultantes tanto para el factor de planta como para la variable de horas en operación reales entregando energía al ICE, determinándose de esta manera el dato de factor de planta y de horas en operación reales entregando energía al ICE a utilizar en la fijación tarifaria.

Considerando que, de conformidad con el procedimiento de cálculo metodológico, las horas en operación reales entregando energía al ICE se calculan en relación con la capacidad contratada y la energía generada para venta al ICE, al aplicar la fórmula para la determinación del factor de planta, su resultado es 1. En ese sentido, para el cálculo final de las expectativas de ventas, la variable de horas en operación reales en operación entregando energía al ICE para una planta hidroeléctrica nueva, resultantes del procedimiento anterior son 4122,88 horas (Anexo 2).

b. Costos de explotación (CE)

Los costos de explotación consideran los costos de operación variables y fijos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país, excluyendo los gastos de depreciación, gastos financieros e impuestos asociados a las utilidades o a las ganancias.

Así mismo, es importante resaltar que la metodología aprobada a través la resolución RJD-152-2011 y sus reformas indica que el cálculo de esta variable se obtendrá mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación de plantas hidroeléctricas que operan en el país, de diferentes capacidades instaladas. Y como se indicó, de la valoración del alcance de la metodología corresponde el uso de información de plantas hidroeléctricas nuevas que son las que se pretende tarifar.

Ahora bien, es fundamental tener presente que en los últimos años, asociado al proceso de evolución de la generación privada en Costa Rica, se ha visto reducido el número de plantas hidroeléctricas “nuevas” cubiertas bajo el capítulo 1 de la Ley 7200. Para el 2019 se contaban con tres plantas, mientras que para el 2023 ese número se ha reducido únicamente a dos, a saber; Vara Blanca S.A. y El Ángel Ampliación S.A.

Relacionado con el punto anterior, se advierte que ambas plantas (Vara Blanca S.A. y El Ángel Ampliación S.A.) presentan características heterogéneas en cuanto a sus estructuras de costos y capacidad instalada. No obstante, como se indicó, un aspecto que para efectos regulatorios adquiere especial relevancia tiene que ver con el hecho de que la Autoridad Reguladora cuenta con la información real de los costos en que incurren las dos únicas plantas hidroeléctricas nuevas que venden su energía eléctrica al ICE al amparo de lo dispuesto en el título I de la Ley 7200, de acuerdo con la Contabilidad Regulatoria aportada.

En resumen, actualmente la oferta de energía eléctrica correspondiente a las plantas de generación privadas hidroeléctricas nuevas se reduce a dos operadores heterogéneos, situación restringe a nivel técnico la determinación de una muestra representativa de la población.

En este contexto, la teoría estadística brinda algunos elementos o situaciones donde el realizar una muestra resulta más conveniente que aplicar un censo, tal y como se enlista a continuación¹:

¹ Burgos, E. (2016). Estadística Descriptiva aplicada a las ciencias de la salud. San José, Costa Rica.

- **Hay poblaciones infinitas o procesos que no terminan.**
- En muchos ensayos las unidades se destruyen o transforman.
- **Los elementos son homogéneos o de poca variabilidad.**
- El costo de realizar un censo es muy alto.
- No hay tiempo para capacitar a muchos tomadores de muestras.
- Existe urgencia por conocer los datos o se podría perder la oportunidad de obtener información valiosa.
- Se necesita un equilibrio entre tiempo, costo y tipo de información requerida. (el énfasis es propio).

De los puntos anteriores, resalta que se opta por una muestra cuando se está al frente de poblaciones infinitas o los elementos son homogéneos o de poca variabilidad. No obstante, se advierte actualmente, en el proceso de fijación tarifaria que nos ocupa, estas condiciones no se cumplen, considerando que se dispone de únicamente dos plantas (población finita) y ambas con características heterogéneas entre sí.

No se omite mencionar que el desarrollo de una muestra busca concluir en resultados válidos sobre una población en un momento determinado, es decir, se persigue que la muestra sea representativa de toda la población para luego hacer inferencias o generalizaciones de la población sin tener la necesidad de examinar a cada uno a uno todos los elementos.

Por tal motivo, teniendo en consideración las particularidades actuales del mercado de las plantas hidroeléctricas nuevas de generadores privados y que después de realizar un análisis exhaustivo de la información regulatoria disponible se confirma que se cuenta con la totalidad de la información de la población (Vara Blanca S.A. y El Ángel Ampliación S.A.), esta Intendencia, apegado a las reglas de la ciencia, la técnica y la lógica, considera que para este estudio tarifario se realice un censo, es decir, utilizar para el cálculo del costo de explotación la totalidad de los datos reales de las únicas dos plantas hidroeléctricas nuevas amparadas bajo el Capítulo I de la Ley 7200. Lo anterior, reduce algún tipo de sesgo de medición o selección inherentes al trabajar con muestras.

En este contexto, dicha determinación de costos tarifarios implicó la revisión y el análisis de la información y documentación presentada por las empresas con sus justificaciones trazables y razonables sobre los costos necesarios para mantener y operar la planta a la luz del principio al costo y los lineamientos establecidos en la Ley 7593. Es importante mencionar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta en el expediente OT-009-2023, además se incluye en el anexo 19 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe.

Las plantas contempladas en el cálculo son: Vara Blanca, El Ángel Ampliación.

A partir de las contabilidades regulatorias presentadas, las aclaraciones y justificaciones posteriores remitidas por las empresas, la IE realizó el análisis y valoración de los costos y gastos en estricto apego al marco jurídico vigente presentado a continuación:

De conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Aresep Ley 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.

Asimismo, 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.

Al respecto, el artículo 32 de la Ley 7593, establece lo siguiente:

“Artículo 32.- Costos sin considerar

No se aceptarán como costos de las empresas reguladas:

a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.

b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.

c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.

d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.

f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.”

De lo citado anteriormente se desprende 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 Aresep 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 realizar las respectivas revisiones y valoraciones que le lleven a determinar los costos necesarios para la prestación del servicio público.

En este contexto, a continuación, se procede a detallar por cada empresa los rubros de costos y gastos no considerados o excluidos, para lo cual se contempla la revisión de la información adicional presentada por las empresas en sus posiciones a la audiencia pública. Lo anterior, con la debida justificación a la luz de lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593:

Central Hidroeléctrica Vara Blanca S.A.: *Se excluyen gastos por un total de ¢13.612.929,02, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folio 12) y en el anexo 19 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:*

Descripción	Monto ¢	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	1 229 411,78	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Materiales mantenimiento equipo de cómputo	318 566,37	Se excluye el gasto por 318566,37 ya que según facturas corresponde a la compra de llantas
Seguro de póliza de vida empleados privado	1 475 897,52	Se excluye este gasto debido a que ya se reconoce la póliza de riesgos de trabajo, además, no se adjuntaron comprobantes o facturas por parte de la empresa para la verificación de dichos gastos, por lo que se considera desproporcionado según el inciso d, art 32 de la Ley 7593.
Servicios legales	9 332 565,00	Se excluye el gasto por ya que no se considera relacionado a la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Servicio de Cable	271 239,00	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público. Según inciso b del artículo 32 de la Ley
Gastos de representación	25 663,75	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público. Según inciso b del artículo 32 de la Ley
Servicios custodia dolares	37 426,39	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público. Según inciso b del artículo 32 de la Ley
Gasto por impuesto sobre el valor agregado	670 835,21	Gasto no necesario para el servicio público, según inciso b, artículo 32 de la Ley 7593.
Otros	64 051,00	Gasto no necesario para el servicio público, según inciso b, artículo 32 de la Ley 7593.
Donaciones	149 000,00	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público. Según inciso b del artículo 32 de la Ley
Multas o recargos moratorios por impuestos	38 273,00	Gasto no necesario para el servicio público, según inciso b, artículo 32 de la Ley 7593.
Total	13 612 929,02	

El Ángel Ampliación S.A: Se excluyen gastos por un total de ₡13.107.413,16, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-009-2023 (folios 101 al 106 y del 139 al 140) y en el anexo 19 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe, por las razones que se detallan a continuación para cada uno de los gastos no considerados:

Descripción	Monto ₡	Justificaciones exclusión según artículo 32 Ley 7593
Contribuciones y cargas sociales (CCSS)	5 668 355,17	Se reconoce el porcentaje correspondiente a aporte patronal suministrado por la empresa como respuesta al OF-0 fecha del 16 de junio 2023
Contribuciones y cargas sociales (CCSS)	302 690,65	Se reconoce el porcentaje correspond suministrado por la empresa fecha del 16 de junio 2
Contribuciones y cargas sociales (CCSS)	636 017,38	Se reconoce sumin
Otros (gastos generales, suscripciones)		
GASTOS NO		
Tota		

Como se observa anteriormente, se tomaron los costos de explotación de las plantas del sector hidroeléctricas nuevas que operaron durante todo el periodo 2022 analizado El Ángel Ampliación y Vara Blanca, se indexaron hasta setiembre de 2023, ya que es la fecha con el dato más reciente del índice de precios a la manufactura del BCCR2. Al momento de resolver se utilizará el valor de este índice más reciente que haya estado disponible al día de la audiencia pública.

Posteriormente, se convirtieron dichos valores indexados (que estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividido por el Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR3 del 3 de octubre de 2023, fecha de celebración de la audiencia pública, de acuerdo a la metodología y al acuerdo de Junta Directiva AC-004-015-2004 que establece lo siguiente:

b) Encargar a la Reguladora General para que instruya a las Direcciones Técnicas para que incluyan como parte de sus metodologías de cálculo tarifario los siguientes procedimientos:

- Actualizar a la fecha de celebración de la audiencia pública las siguientes variables: Salarios mínimos, Tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América con respecto al colón y precio de los combustibles.

2

<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%202526>

3

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

Consecutivamente, se aplicó el método descrito en la metodología de la curva que mejor se ajusta entre las capacidades instaladas y los costos de las plantas (cuyas unidades son de dólares por kW), y se escogió la curva que mejor ajustó. En este caso, fue la curva polinómica con un R2 (R-cuadrado) de 1. Al evaluar la curva polinómica ($y = -15,441 \cdot 10 + 179,12$) con el valor de 10MW, da como resultado 24,71 US\$ por kW.

Por tanto, el costo de explotación (CE) resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta hidroeléctrica nueva es de 24,71 US\$ por kW (ver Anexo 3 y 4).

c. Costo fijo por capital (CFC)

Mediante el componente CFC se garantiza a los inversionistas, retornos comparables con los que podrían obtener en otras inversiones con el nivel de riesgo similar, a efectos de hacer atractiva la alternativa de participar en el desarrollo de la planta.

El CFC se calcula de la siguiente manera:

$$CFC = M * FC$$

Siendo M el monto total de la inversión unitaria y el FC el factor que refleja las condiciones de la inversión.

La determinación de estos elementos se realiza según lo dispuesto en la metodología tarifaria, de la siguiente manera:

Monto de la inversión unitaria (M)

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

El cálculo se efectúa a partir de los datos sobre costos de inversión de plantas hidroeléctricas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, provenientes de cuatro fuentes de información, según lo establecido en la metodología:

- a. *La versión más reciente del Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación, publicado por el Consejo de Electrificación de América Central-Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR)⁴.*
- b. *Los informes realizados por la Autoridad Reguladora sobre fijaciones de precios de venta de energía al ICE proveniente de plantas hidroeléctricas privadas, en el marco de la Ley No. 7200. En este caso se utilizaron los costos originales de la inversión de una planta hidroeléctrica nueva a la que se les ha fijado tarifa, a partir de los datos de su contabilidad regulatoria, a estos datos se les calcularon los intereses durante el periodo de gracia para que fueran comparables con los datos del GTPIR.*

La inversión reconocida por la Aresep Para la P.H. Vara Blanca se consideró una inversión total de \$9.928.133,42 según consta en el folio 12 del OT-009-2023, con una capacidad nominal de 2,65 MW. y en el caso Ángel Ampliación fue de \$28.168.719,23 según consta en los folios folios 101 al 106 y del 139 al 140 del OT-009-2023 y su capacidad es de 5,00 MW.

Estos montos no incluyen los intereses del periodo de gracia, por esta razón se estimó como el equivalente a dos años de intereses sobre el valor promedio de inversión inicial calculada para el 2015 (P.H El Ángel Ampliación) de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados) y se utilizó la tasa de interés que se obtiene de calcular el promedio para el año 2011 (P.H Vara Blanca) de la tasa publicada por el Banco Central. Anexo 13.

- c. *Información auditada sobre costos de inversión de nuevas plantas hidroeléctricas que en el futuro vendan energía al ICE, en el marco de la Ley No.7200. No se cuenta con esta información.*
- d. *Los concursos realizados para adquirir energía de los generadores privados. Se considera la información de los concursos 01-2012-ICE y 02-2014-ICE. (Anexo 15 y 16).*

En primer lugar, los valores de costo de inversión fueron indexados a setiembre 2023 considerando el último Índice al Productor Industrial de Estados Unidos (IPP), específicamente el de nuevas construcciones, serie WPUIP2310001 del "Bureau of Labor Statistics". Se utiliza este índice por dos principales razones, su conveniencia al tomar en cuenta todas las partes de una planta hidroeléctrica

⁴ http://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2017/09/Informe-GTPIR_2018-2035_310517.pdf

y por consistencia con las anteriores fijaciones tarifarias ⁵ (al momento de resolver se considerará el valor más reciente de dicho índice que haya estado disponible al día de la audiencia pública). (Anexo 5).

Posteriormente, para la determinación del valor promedio se procedió en primer lugar a la exclusión de los valores extremos, tal como lo indica la metodología vigente. Suponiendo que las observaciones siguen una distribución normal, según el Teorema de Chebyshev el 95% de los datos estaría concentrado en un rango cuyo límite superior es la media aritmética aumentada en dos desviaciones estándar y el inferior es la media aritmética disminuida en dos desviaciones estándar. La media aritmética de las observaciones es de \$ 5 559,13, con una desviación estándar de \$ 1 384,80 lo que arroja un límite superior de \$ 6 943,94 y un límite inferior de \$ 1 404,73.

De la muestra obtenida con la información de las fuentes anteriores una vez excluidos los valores extremos, se realizó lo siguiente de conformidad con la metodología:

1. La muestra se separa por rangos de capacidad instalada, en cinco grupos, cada uno de los cuales corresponde a un rango de 4 MW de capacidad instalada; esto es, el grupo de cero a 4 MW, el de 4,1 MW a 8 MW, el de 8,1 MW a 12 MW, el de 12,1 MW a 16 MW y el de 16,1 MW a 20 MW.
2. Se obtiene el promedio de costo de inversión para cada grupo mencionado según el orden citado en el punto 1: US\$ 4 901,13 por kW, US\$ 4 770,34 por kW, US\$ 5 321,60 por kW, US\$ 6 188,90 por kW y US\$ 6 089,69 por kW, respectivamente.
3. Posteriormente, se obtiene el promedio de los valores promedio de cada uno de los grupos de plantas.

Por tanto, se obtiene el monto de la inversión unitaria, el cual es US\$ 5 559,13 por kW (ver Anexo 5).

Factor de las condiciones de inversión (FC)

El factor FC se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v \cdot (1-t)} \right] \times \left\{ \left(\frac{\rho}{1-(1+\rho)} \right) \times [1 - \psi \times [1 - \frac{(1-t) \cdot i}{\rho} - (\frac{\rho}{\rho+d})^{1-(1+\rho)}] \times (1-i \cdot (1-t) \cdot (\frac{1}{\rho} + \frac{1}{d}))] \right\} - \frac{t}{(v-e)}$$

⁵ <http://data.bls.gov/timeseries/WPUIP2310001>

Donde “ v ” es la vida económica del proyecto, “ e ” es la edad de la planta, “ t ” es la tasa de impuesto sobre la renta, “ p ” es la rentabilidad sobre aportes de capital, “ Ψ ” es el apalancamiento, “ i ” es la tasa de interés y “ d ” es el plazo de la deuda.

a. *Apalancamiento*

El apalancamiento se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio. El cálculo se hará mediante la determinación de una muestra de apalancamiento de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se pretende tarifar.

Para esa muestra, se calculó el promedio ponderado por capacidad instalada de cada planta. Para realizar el cálculo, se utilizó información del apalancamiento proveniente de la contabilidad regulatoria con corte a diciembre 2022, de las 2 plantas hidroeléctricas nuevas que compone el sector, P.H El Ángel Ampliación y P.H. Vara Blanca dicha información fue revisada y validada por la IE y debidamente justificada por las empresas. (Anexo 7).

Adicionalmente, se consideró información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en las bases de datos de la Aresep, contando así con la información de 21 datos correspondientes a las ofertas a la 1era y 2da Convocatorias del ICE.

El promedio ponderado del apalancamiento financiero de los proyectos y las plantas hidroeléctricas para los cuales se disponen de información es del 74,91% (ver Anexo 7).

b. *Rentabilidad sobre aportes al capital (p)*

El nivel de rentabilidad estará determinado por la aplicación del Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM), de acuerdo con las fuentes de información indicadas en la metodología tarifaria, siendo estas:

- *La Tasa libre de riesgo (KL): Es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la dirección de internet: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio de la tasa libre de riesgo de los últimos 5 años es de 2,07% (ver Anexo 8).*

- *Prima por riesgo (PR): se emplea la variable denominada “Implied Premium (FCFE)”, la cual está disponible en la página de internet de: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histimpl.xls>. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple de la prima por riesgo de los últimos 5 años es de 5,21% (ver Anexo 9).*
- *Riesgo país (RP): se considera el valor publicado para Costa Rica, de los datos denominados “Risk Premiums for the other markets” en donde el riesgo país se denomina “Country Risk Premium”. Los valores de esta variable se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el promedio simple del riesgo país de los últimos 5 años es de 6,19% (ver Anexo 10).*
- *Relación entre deuda y capital propio (D/Kp): se estima con la fórmula $D/Kp=Y/(1-Y)$, donde Y es el apalancamiento financiero. Para este cálculo se utilizará lo indicado en la sección 6.1.1 en el apartado denominado apalancamiento en la metodología vigente. En este caso se utiliza el apalancamiento calculado en el punto a. anterior, que da como resultado 74,91%.*
- *Beta desapalancada: Para el valor de la beta desapalancada (β_d), se toman los valores de “Utility General” dispuestos en las fijaciones tarifarias anteriores, y para el dato del 2020, se toma el valor de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran en: http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el valor obtenido de beta desapalancada es de 0,3731 (ver Anexo 11). Al apalancarlo de acuerdo con los dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 1,1530.*

Es importante acotar que, de acuerdo con las fijaciones previas, se utiliza la beta desapalancada marginal, que contempla el impuesto a las utilidades escalonado, más apegado a la realidad de las empresas cuya tasa impositiva de renta es escalonada en nuestro país también y que contempla una serie de gastos deducibles que hacen que no se termine pagando la tasa total del mismo. Además, ante consulta al autor de la fuente de información se aclaró en trámites anteriores que se debe utilizar la marginal toda vez que el pago intereses funciona como un escudo fiscal, es decir, es deducible del impuesto (ahorra impuestos) (ver Anexo 17).

- *Tasa de impuesto sobre la renta: se define con base en la legislación vigente. La tasa de impuesto sobre la renta vigente es de 30% según la Ley del Impuesto sobre la Renta, Ley No. 7092.*

Por tanto, el nivel de rentabilidad “p” para las plantas hidroeléctricas nuevas es de 14,27% (ver Anexo 12).

c. Tasa de interés

Se utilizó el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

El promedio aritmético de los últimos sesenta meses anteriores a la audiencia pública, es decir, de octubre 2018 a setiembre 2023, es de 5,87% (ver Anexo 13).

Es importante señalar que el Banco Central de Costa Rica modificó la metodología de cálculo de las tasas de interés que publica en su página web, pasando de tasas en ventanilla a tasas efectivamente negociadas, a partir de abril de 2019. La metodología tarifaria establece que se debe considerar el promedio mensual de los últimos sesenta meses, dicho promedio de abril de 2019 a junio 2021 corresponde a tasas negociadas por los bancos privados. Conforme transcurra el tiempo, el promedio calculado para los últimos sesenta meses considerará más datos sobre tasas negociadas y menos tasas en ventanilla, hasta que la serie completa corresponda a tasas negociadas.

d. Vida económica del proyecto (v)

Según lo establecido en la metodología tarifaria, para los efectos de este modelo la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se supone que la vida económica es la mitad de la vida útil del proyecto, estimada en 40 años.

e. Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato

Según lo establece la metodología tarifaria, el plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compraventa de energía, que es el máximo permitido por la ley.

f. Edad de la planta

Dado que, en la presente metodologías, las plantas son nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero, según lo dispuesto en la metodología tarifaria.

Considerando los elementos anteriores, se obtiene el Factor de Inversiones (FC) cuyo valor es de 0,1183 (ver Anexo 14).

Por último, se obtiene el valor del Costo Fijo por Capital (CFC) de US\$ 657,86 por kW, multiplicando los dos valores anteriores M y FC.

d. Definición de la banda

Para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

- i. Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio (US\$ 5 559,13), lo que da como resultado US\$ 1 384,80 por kW.*
- ii. El límite superior se establece como el costo de inversión promedio actualizado más la desviación estándar del punto i anterior, es decir, US\$ 5 559,13 + US\$ 1 384,80 por kW = US\$6 943,94 por kW.*
- iii. El límite inferior se establece como el costo de inversión promedio actualizado menos 3 desviaciones estándar del punto i anterior, es decir, US\$ 5 559,13 – 3*US\$ 1 384,80 por kW = US\$ \$1 404,73 por kW.*

En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda, según lo establece el artículo 21 del Reglamento al Capítulo I de la Ley No. 7200.

e. Cálculo de la tarifa

A continuación, se presenta un resumen de todas las variables calculadas en esta aplicación tarifaria, en donde el precio respeta las especificaciones técnicas definidas en las resoluciones DGT-R-48-2016 y DGT-R-012-2018 citadas, en donde se resolvió la obligatoriedad del uso del sistema de factura electrónica, de conformidad con las especificaciones técnicas y normativas ahí definidas, en donde cabe mencionar que el precio unitario debe de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales:

Tabla 1
Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$/kW)	24,71	24,71	24,71
Inversión (\$/kW)	1 404,7	5 559,1	6 943,9
Factor de Inversiones	11,83%	11,83%	11,83%
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Rentabilidad	14,27%	14,27%	14,27%
Costo Fijo del Capital (\$/kW)	166,2	657,86	821,7
Expectativas de Energía (horas)	4 122,9	4 122,9	4 122,9
Precio (\$/kWh)	0,04631	0,16556	0,20530

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.

f. Estructura horario-estacional:

A partir de la estructura horaria estacional aprobada en la resolución RJD-152-2011, se obtiene la siguiente estructura tarifaria de referencia para una planta de generación de electricidad hidroeléctrica nueva:

Tabla 2
Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas
(dólares / kWh)

Estación	Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,11060	0,11060	0,06637
	Promedio	0,39535	0,39535	0,23724
	Máximo	0,49027	0,49027	0,29420
Baja	Mínimo	0,04423	0,01769	0,01107
	Promedio	0,15811	0,06324	0,03957
	Máximo	0,19606	0,07843	0,04907

Temporada alta: enero a mayo

Temporada baja: junio a diciembre

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.

En relación con la actualización de la estructura tarifaria, se advierte que los parámetros que componen la estructura tarifaria deben ser actualizados con base en los informes del ICE. Por lo anterior, la IE por medio del OF-0364-IE-2022 del 1 de junio de 2022, le reitera al ICE lo solicitado en ocasiones anteriores, sobre la actualización de los parámetros adimensionales, requiriéndole remitir la información debidamente justificada, de los valores adimensionales propuestos, así como el detalle exhaustivo de los datos de entrada, supuestos, respaldo técnico y métodos aplicados.

Al respecto, el ICE responde por medio del 5500-0739-2022 del 15 de junio de 2022, haciendo referencia a la “Propuesta para la estructura horario-estacional en los precios de compra de energía a generadores independientes”, presentada en el 2019 y remitida a la IE el 8 de abril de 2020, mediante la nota 5500-0306-2020.

En términos generales, en dicha propuesta el ICE recalca la necesidad de contar con una estructura tarifaria para emitir señales económicas y optimizar la instalación y el uso de la infraestructura. También señalaba que utilizar los costos marginales resultaba inconveniente por la volatilidad de los mismos y su posterior impacto en el flujo de caja del ICE y los generadores privados.

En este contexto, por la importancia que adquiere la actualización de la estructura tarifaria, es necesario señalar que desde el año 2019, la IE ha llevado a cabo reuniones con el ICE para obtener aclaraciones sobre los criterios utilizados en la propuesta de actualización de los nuevos valores adimensionales. En esa misma línea, esta Intendencia le ha reiterado la necesidad de que aporte dicha información en los términos indicados en los oficios OF-0078-IE-2019, OF-0427-IE-2020, OF-0799-IE-2020 y OF-0100-IE-2021.

Por su parte, tal y como consta en los oficios de respuesta 0510-351-2020, 5500-0538-2020, 5500-0538-2020 y 0610-018-2021, a pesar de que el ICE en la propuesta remitida propone cambios significativos y detalla un procedimiento para la determinación de su propuesta, no ha presentado la documentación de respaldo requerida ni las justificaciones técnicas correspondientes de las propuestas de relaciones entre el precio y los valores asignados a las diferentes estaciones y horarios.

Al respecto, el ICE argumenta que dichos valores numéricos se sustentan en un criterio experto, sin aportar la justificación técnica de los criterios utilizados en cada uno de los adimensionales incorporados. Lo anterior limita la posibilidad de realizar un análisis regulatorio fundamentado, lo cual es condición necesaria para explicar a todas las partes interesadas, con un sustento técnico sólido y trazable, los cambios incorporados en la estructura tarifaria.

En ese contexto, a pesar de los esfuerzos realizados por la Intendencia en que aporte dicha información en los términos solicitados, el ICE continúa siendo omiso en justificar técnicamente cada uno de los valores adimensionales y sus diferencias entre los parámetros actuales y los propuestos. Dicha propuesta debe estar debidamente justificada, dado que estas variaciones en los parámetros representan incentivos para los regulados de entregar energía en

diferentes momentos del día y del año, lo cual conlleva una retribución económica diferente. Así, en virtud de lo expuesto, en el presente estudio no fue posible considerar la propuesta remitida por el ICE.

Al respecto, es importante indicar que dichos parámetros adimensionales en el cálculo de la estructura tarifaria deben ser el resultado del ejercicio de las necesidades para atender la demanda de electricidad del país (curva de carga), tipos de plantas, fuente de generación, predespacho económico, etc. En este sentido, al no disponer de las razones técnicas utilizadas por el ICE para determinar el nivel y las diferencias entre los valores numéricos actuales y los propuestos, es imposible para esta Intendencia su modificación e implementación, dada la ausencia de trazabilidad de cálculo de los datos propuestos.

Por lo anterior, para la Intendencia ha resultado insuficiente la justificación brindada por el ICE para su análisis técnico, ya que es vital disponer de esta información para dar sustento regulatorio y motivar los cambios a realizar respecto a la estructura tarifaria vigente.

g. Moneda en que se expresará la tarifa

Según lo establece la resolución RJD-152-2011, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$).

Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.

h. Obligación de presentar información

Como se estableció mediante la RJD-152-2011 y en la resolución RE-0060-IE-2021, los generadores privados hidroeléctricos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep los estados financieros auditados del servicio de generación que prestan, un desglose detallado de los gastos y costos, así como el costo total de la inversión realizada. Lo anterior debe acompañarse de la debida justificación que los relacione con la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica en su etapa de generación.

i. Aplicación de la metodología

El resultado del modelo es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de los generadores privados que produzcan con plantas hidroeléctricas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley

No. 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y deben ser reguladas por Aresep, y para aquellas compraventas de energía provenientes de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no existe aún una metodología específica aprobada por la Autoridad Reguladora. La banda tarifaria aplicable a la generación privada con fuentes no convencionales de energía para las que no exista una metodología específica es la banda tarifaria que se estime mediante esta metodología, sin considerar estructura estacional.

j. Contabilidad regulatoria

Se debe indicar a los generadores privados hidroeléctricos nuevos que brindan el servicio público de electricidad en su etapa de generación amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, que deben cumplir con las resoluciones RIE-132-2017 “Implementación de la Contabilidad Regulatoria para el Servicio Público Suministro de Electricidad en su Etapa de Generación, prestado por Generadores amparados en el Capítulo I de la Ley 7200, Consorcios de las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas que se dediquen a la Generación de Electricidad y otros similares que el marco legal autorice” del 22 de diciembre de 2017 y su actualización la RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021.

[...]

V. CONCLUSIONES

1. Aplicando la metodología tarifaria aprobada para los generadores privados hidroeléctricos nuevos, se obtiene que las expectativas de energía en horas son de 4 122,88, el valor promedio del apalancamiento financiero es de 74,91%; la rentabilidad es del 14,27%; el costo de explotación es de 24,71 US\$ por kW y el costo de inversión promedio es de 5 559,13 US\$ por kW.
2. Con la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas, da como resultado una banda con los siguientes límites:
 - Banda inferior (límite inferior) de 0,04631 US\$ por kWh.
 - Tarifa promedio en 0,16556 US\$ por kW.

- Banda superior (límite superior) de 0,20530 US\$ por kW.

3. La estructura tarifaria para la generación hidroeléctrica en plantas nuevas es:

**Estructura tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas
(dólares / kWh)**

Estación	Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,11060	0,11060	0,06637
	Promedio	0,39535	0,39535	0,23724
	Máximo	0,49027	0,49027	0,29420
Baja	Mínimo	0,04423	0,01769	0,01107
	Promedio	0,15811	0,06324	0,03957
	Máximo	0,19606	0,07843	0,04907

Temporada alta: enero a mayo

Temporada baja: junio a diciembre

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.

[...]

II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0233-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La audiencia pública se realizó el 3 de octubre de 2023 de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley 7593) y los artículos 50 al 56 del Reglamento de la citada Ley (Decreto 29732-MP) el 4 de noviembre de 2020.

De acuerdo con el informe IN-0656-DGAU-2023 del martes 10 de octubre del 2023, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 264 al 265) y el acta de audiencia pública AC-0293-DGAU-2023 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folios 270 al 274), se admitieron 2 oposiciones.

A continuación, se procede a resumir las posiciones presentadas y su respectivo análisis:

1. **Oposición:** Mario Alvarado Mora, cédula de identidad N° 4-0129-0640.
Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito. (visible a folio 264).
Notificaciones: Al correo electrónico: alyvisa@gmail.com

El opositor manifiesta no estar de acuerdo con la propuesta de fijación tarifaria que se lleva a cabo bajo el expediente ET-045-2023, señalando que se incumple con lo establecido en la metodología tarifaria, en los siguientes puntos:

- **Costos de explotación:**

Expone diferentes argumentos, indica que para el método de cálculo de los costos de explotación se hace uso de una población en lugar de una muestra, refiriéndose a que la metodología señala explícitamente que los costos de explotación que se deben tomar en cuenta corresponden a una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, indicando que la Aresep utiliza una población de plantas hidroeléctricas nuevas, en lugar de una muestra de plantas hidroeléctricas.

Seguidamente, el opositor se refiere al empleo exclusivo de datos de centrales hidroeléctricas nuevas en contra de lo que indica la metodología tarifaria, indicando que la metodología no indica que dichas plantas tienen que ser nuevas o existentes, sólo que operen en el país. Por su parte, manifiesta que existe un incumplimiento de la definición de costos de explotación de la metodología tarifaria para plantas hidroeléctricas nuevas, refiriéndose a que en la metodología no se indica que dichos costos sean para centrales nuevas o existentes, sino que la única condición es que operen en nuestro país en condiciones normales. En el escrito se presentan varias estimaciones proyectadas que no son respaldadas por una metodología o fuentes que permitan validar los cálculos presentados por el opositor.

- **Horas en operación**

Señala que hay incoherencia entre la interpretación que hace la Aresep de la metodología tarifaria y la aplicación tarifaria de oficio que propone el ente regulador, en el que refiere a que debe interpretarse lo mismo para todos los apartados de la metodología tarifaria y sólo se deben considerar datos de plantas hidroeléctricas nuevas.

- *Valoración del ICE sobre los mayores costos de explotación de las centrales hidroeléctricas existentes respecto de las plantas nuevas*

Indica que la aseveración del ICE es relativa y que depende del mantenimiento que se le brinde los equipos y demás componentes de una planta hidroeléctrica. Expone que si el mantenimiento es el apropiado, es muy probable que los costos de explotación sean similares entre plantas nuevas y existentes. Seguidamente, refiere a que las empresas hidroeléctricas realizan reinversiones que contribuyen a que los costos de explotación se mantengan dentro de los parámetros usuales de centrales hidroeléctricas para capacidades y condiciones similares, sean nuevas o existentes.

Petitoria:

Solicita que se convoque a una nueva audiencia pública virtual, según los argumentos presentados:

- Cambia el método de cálculo de los costos de explotación, utilizando una población en lugar de una muestra y emplea datos de costos sólo de centrales hidroeléctricas nuevas, cuando la metodología no lo especifica así.*
- Incumple con el concepto de costo de explotación, definido en la metodología como "...los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país...", dado que las estimaciones realizadas de costos no permiten operar plantas hidroeléctricas nuevas en nuestro país para capacidades mayores de 11,6 MW, cuando los costos de explotación los calcula en \$0 por kW instalado. A partir de esta última capacidad instalada, los costos de explotación son negativos.*
- Presenta una incoherencia entre la interpretación que hace la Aresep de la metodología tarifaria, en el sentido que todos los apartados de esta deben calcularse con datos de plantas hidroeléctricas nuevas, pero en la propuesta tarifaria calcula las horas en operación utilizando datos de plantas existentes y nuevas.*

- 2. Oposición:** Central Hidroeléctrica Vara Blanca Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3 -101-141401, representada por el señor Esteban Jose Lara Erramouspe, cédula de identidad N° 1-0785-0994, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 265).

Notificaciones: Al correo electrónico: chvarablanca@montenegro.co.cr

La empresa opositora presenta una serie de argumentos a la aplicación de oficio de la resolución RJD-152-2011, tramitada bajo el expediente ET-045-2023, según se detalla:

- **Costos de explotación:**

Se refiere a la nota presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), documento referencia 0610-124-2023 del 03 de agosto de 2023, resumiendo lo planteado por el ICE, referente a la información utilizada para el cálculo del factor de planta y la exclusión de los cálculos de plantas existentes, utilizando las plantas nuevas en el análisis de costos de explotación. Posterior a referirse a la nota, plantea que podría realizarse el ejercicio de buscar la forma de hacer los comparables de las plantas nuevas y existentes, indicando que podría realizarse mediante la contabilidad regulatoria o un factor de ajuste.

Lo anterior lo refiere para mencionar que la metodología tarifaria señala que los costos de explotación que se deben tomar en cuenta corresponden a una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país, indicando que Aresep utiliza una población de plantas hidroeléctricas nuevas, en lugar de una muestra de plantas hidroeléctricas que operen en el país.

Recalca que la metodología tarifaria de centrales hidroeléctricas nuevas no hace referencia a que los datos de costos operativos tengan que ser exclusivamente de centrales nuevas, argumentando que no procede la interpretación que hace la Aresep respecto con la incorporación exclusiva de datos de centrales nuevas para el cálculo de los costos de explotación y además señala que en la formulación de la metodología tarifaria se consideró la posibilidad de utilizar los datos de costos de explotación de centrales hidroeléctricas existentes.

Además, la empresa opositora argumenta sobre el modelo de costos de explotación, indicando que resulta de la muestra reducida propuesta por el ICE y aceptada por la ARESEP. Indica que el método empleado por Aresep, que sólo considera la información de centrales nuevas, irrespeta la definición de costos de explotación, ya que dichos costos deben ser representativos.

Seguidamente, en el escrito se presentan varias estimaciones proyectadas que no son respaldadas por una metodología o fuentes que permitan validar los cálculos presentados por el opositor, justificando que se reconstruye la información utilizada y se extiende a los valores de plantas entre 100 kW y 20 MW (que son las que comprende la Ley 7200).

- ***Interpretación que hace la Aresep de la metodología y la aplicación tarifarias de oficio que propone el ente regulador***

La empresa opositora indica que hay incoherencia entre la interpretación que hace la Aresep de la metodología tarifaria y la aplicación tarifaria de oficio que propone el ente regulador, en el que refiere a que debe interpretarse lo mismo para todos los apartados de la metodología tarifaria y sólo se deben considerar datos de plantas hidroeléctricas nuevas.

Petitoria:

- *Que se incorporen los costos de explotación de todas las plantas privadas del país, eliminando en forma justificada los gastos en repuestos, reparaciones, inversiones, etc de las plantas “existentes”, debidamente identificados en la contabilidad regulatoria, haciendo la muestra estadística más homogénea y eliminando los posibles sesgos de la misma.*
- *Que se recalcule la fórmula de regresión utilizada por la ARESEP para estimar el valor del costo de explotación (CE) para una planta de 10MW, a partir de la cual se obtiene el promedio del pliego tarifario, de manera que sea aplicable al ámbito de la Ley 7200 y no dé valores fuera de la realidad operativa de las plantas del sector.*
- *Que si solamente se utilizan los datos de las plantas nuevas, con el principio de interpretación teleológica mencionado, debe entonces hacerse el análisis integral de ese principio dentro de todos los cálculos metodológicos que se vayan a utilizar en la aplicación de oficio de la resolución RJD-152-2011, y si la muestra no fuera representativa que se incorporen de manera adecuada otras fuentes de información que permitan obtener resultados que se apeguen a la realidad del mercado.*

Dado que las dos oposiciones versan sobre los mismos temas, se procede a valorarlas y responderlas de manera conjunta.

Respuesta:

En atención a las manifestaciones de los oponentes, se procederá a valorar y analizar los argumentos expuestos de la siguiente manera: inicialmente se consideran dos puntos en conjunto dada su relación del tema, a saber, costos de explotación y valoración del ICE sobre los mayores costos de explotación de las centrales hidroeléctricas existentes respecto de las plantas nuevas; seguidamente se abordará el punto relacionado a horas en operación y finalmente la petición para realizar una nueva audiencia pública.

- **Argumento #1: Sobre costos de explotación**

En primer lugar, se le aclara al opositor que en la propuesta llevada a audiencia pública por medio del informe IN-0177-IE-2023, en el apartado de “costos de explotación”, se detalla el método de cálculo empleado para las plantas hidroeléctricas nuevas. Según lo planteado por el opositor se utiliza una población y no una muestra de plantas hidroeléctricas, por lo que se procede a aclarar ambos conceptos.

Para la determinación de la población y la muestra, es necesario identificar el objeto de estudio; esa determinación dependerá del planteamiento definido inicialmente, y que en el caso que nos compete, corresponde a la aplicación de oficio de la resolución RJD-152-2011 "Metodología para la determinación de las tarifas de referencia para plantas de generación privada Hidroeléctricas nuevas".

Posterior a dicha definición, corresponde delimitar la población de estudio (plantas hidroeléctricas nuevas), misma de la que se pretende generar resultados, si bien en la metodología tarifaria establece la utilización de una muestra para la estimación de los costos de explotación, en este ejercicio se justifica la utilización de la población total, considerando que la población de plantas hidroeléctricas nuevas es reducida, dado que está compuesta solo por dos elementos, es decir, la población total para este ejercicio corresponde a dos plantas hidroeléctricas nuevas que operan en el país, debidamente autorizadas y reguladas por la Aresep. De tal manera, que para este caso en particular se cuenta con una población total de tamaño limitado, razón por la cual, según se detalla en el informe, apegados a la reglas de la técnica, la ciencia y la lógica, se considera que lo que corresponde es trabajar con la población completa y la información real disponible para las dos plantas, dado que la determinación de una muestra, en este caso, se limitaría a la selección y uso de una única planta.

Relacionado con el punto anterior, ambas plantas (Vara Blanca y El Ángel Ampliación) presentan características heterogéneas en cuanto a sus estructuras de costos y capacidad instalada. No obstante, un aspecto que para efectos regulatorios adquiere especial relevancia tiene que ver con el hecho de que la Autoridad Reguladora cuenta con la información real de los costos en que incurren las dos únicas plantas hidroeléctricas nuevas que venden su energía eléctrica al ICE al amparo de lo dispuesto en el Capítulo I de la Ley 7200.

En resumen, actualmente el mercado dispone de una parte de la oferta eléctrica correspondiente a las plantas de generación privadas hidroeléctricas nuevas, bastante reducido y por demás heterogéneo. Estas particularidades influyen a la hora de generar una muestra representativa de la población.

Bajo el contexto anterior, después de realizar un análisis exhaustivo de la información regulatoria disponible y contemplando las reglas de la ciencia, la técnica y la lógica, la Intendencia de Energía consideró que para este estudio tarifario se realice un censo de las plantas hidroeléctricas nuevas amparadas bajo el Capítulo I de la Ley 7200.

Por su parte, con relación al argumento expuesto por el opositor referente al uso exclusivo de datos de centrales hidroeléctricas nuevas, en lo que refiere al cálculo de costos de explotación, fue ampliamente abordado en el informe IN- 0177-IE-2023, y que además se detalla en el apartado “III. Análisis de Asunto” en el que se establece:

“Como puede observarse, el método de cálculo señala que deben tomarse en consideración los datos de costos de explotación de una muestra de plantas hidroeléctricas que operan en el país. Si bien el texto no especifica si se trata de plantas nuevas o existentes, lo cierto es que, atendiendo a la interpretación teleológica de la norma, en los términos explicados anteriormente, el apartado sobre costos de explotación debe entenderse en relación con la integralidad de la metodología. Esto quiere decir que en el cálculo de tales costos deben incluirse únicamente los datos de las plantas hidroeléctricas nuevas que operen en el país, en concordancia con lo que se señala en el apartado sobre el “Alcance” de la metodología RJD-152-2011 y sus reformas.”

Además, en atención a los argumentos presentados por el opositor sobre la estimación de los costos de explotación con la función de mejor ajuste, es necesario precisar que, en todas las fijaciones tarifarias, la IE realiza un análisis técnico riguroso de la información aportada por los prestadores de los servicios públicos, con el propósito de velar por el principio de servicio al costo, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma Ley; teniendo como objetivo la armonización de los intereses de usuarios, consumidores y prestadores del servicio público.

La empresa opositora argumenta que en la formulación de la metodología tarifaria se consideró la posibilidad de utilizar los datos de costos de explotación de centrales hidroeléctricas existentes, sin embargo, la IE determina que no es procedente considerando que, a la hora de la publicación de la metodología RJD-152-2011, no fue incluido el argumento expuesto por el opositor en el texto final, en el apartado de costos de explotación específicamente.

Además, hay que tener presente que las plantas hidroeléctricas nuevas y las plantas hidroeléctricas existentes, dada la naturaleza de las inversiones y la antigüedad de las mismas, tienen costos de explotación diferentes, de manera que la determinación de una muestra que incluya el costo de explotación de plantas existentes desvirtúa el objetivo de la metodología, precisamente porque en su alcance precisa que corresponde utilizar la información de generadores privados de plantas nuevas.

En ese sentido, la contabilidad regulatoria es un instrumento mediante el cual se garantiza el acceso a la información relacionada con la prestación del servicio público, que permite dar transparencia en la trazabilidad de los datos, reducir la asimetría de información necesaria para armonizar los intereses entre usuarios y prestadores, así como reducir la discrecionalidad del regulador en el ejercicio de sus labores regulatorias. Además, considerando que se trata de una fijación a nivel de industria, el disponer de información real aportada por los prestadores permite realizar un análisis técnico más riguroso, valorando el nivel y la evolución de costos comunes.

Es evidente que la empresa opositora utiliza la regresión $y = -15,369x + 178.28$, para validar plantas proyectadas, sin embargo, omite que dicha ecuación es generada con base a los datos reales utilizados, de manera que la definición de dicha regresión va a depender del conjunto de datos utilizado para su cálculo y por esa razón, las estimaciones presentadas carecen de validez técnica y razonable. Por tales razones se procederá a recalcular la fórmula de regresión únicamente cuando exista alguna variación comprobada en la capacidad instalada y el costo de explotación de las plantas previamente definidas.

Bajo ese escenario, los datos reales obtenidos mediante la contabilidad regulatoria presentadas por las únicas dos plantas hidroeléctricas nuevas que se encuentran al amparo de lo dispuesto en el Capítulo I de la Ley 7200 (El Ángel Ampliación y Vara blanca), se utilizaron para la estimación de los costos de explotación y es mediante ese resultado que se realiza un ejercicio de regresión para estimar la curva que mejor aproxima la función que relaciona la capacidad instalada y el costo de explotación, de tal manera que el escenario planteado por el opositor basado en una serie de supuestos, los cuales no permiten emular la realidad de este mercado, los cuales no se sustentan con datos reales que permitan validar su procedimiento.

En este contexto, se evidencia que la IE siguió un procedimiento trazable y transparente para la estimación de los costos de explotación de las empresas a considerar en el cálculo tarifario, cuyo análisis y validación se realizó en apego a la metodología tarifaria, por lo que no lleva razón el opositor en los argumentos presentados.

Argumento #2: Sobre horas en operación

En relación con lo manifestado por el opositor, se le indica que lleva la razón en su argumento, sobre el cálculo tarifario llevado a audiencia pública, mediante el informe IN-0177-IE-2023, ya que se consideró involuntariamente en el cálculo de las horas en operación reales, el promedio de un conjunto de plantas hidroeléctricas nuevas y existentes según los datos de potencia nominal proporcionados por el DOCSE, cuando lo que debía ser era considerar únicamente el promedio de las horas en operación reales de las plantas hidroeléctricas nuevas.

Al respecto, se le indica al opositor que los valores de factor de planta fueron debidamente actualizados en este informe, considerando únicamente las plantas hidroeléctricas nuevas, como se evidencia en el Anexo 18.

Argumento #3: Sobre convocar a una nueva audiencia pública virtual

En el informe IN-0177-IE-2023 se estableció:

(...)

En cuanto al derecho de participación ciudadana, el artículo 9 de la Constitución Política, en relación con el artículo 36 de la Ley 7593, conforman el marco legal bajo el cual la Aresep, debe realizar las audiencias públicas correspondientes a las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos, como el de aquí en análisis, pues el mismo tiene incidencia en la esfera jurídica de la ciudadanía, como una manifestación del ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana a fin de brindar el espacio de participación ciudadana necesario.

(...)

En el caso de la Aresep, ha quedado plenamente definida la importancia de la celebración de las audiencias públicas, como parte de los mecanismos que promueven el ejercicio de este derecho, a fin de permitir y fortalecer la transparencia en la toma de decisiones.

(...)

Por todo lo anterior, la Aresep debe garantizar el ejercicio del derecho de participación ciudadana para las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos, como la acá propuesta, tal como se extrae de la jurisprudencia mencionada.

En el caso particular, se detectaron cambios sustanciales en la propuesta de fijación tarifaria, sometida a audiencia pública el 4 de agosto de 2023 dentro de la cual se recibió la oposición del ICE, por lo que, en aras de promover el conocimiento por parte de la ciudadanía de tales cambios trascendentales que resultan de su interés, se solicitará la celebración de una nueva audiencia pública, a fin de que quienes lo consideren oportuno ejerzan el derecho de participación ciudadana expuesto anteriormente.

(...)

Además, el opositor solicita dentro de su petitoria, que se lleve a cabo una nueva audiencia por los siguientes motivos:

Por las razones expuestas en los antecedentes y en los argumentos de esta oposición se solicita que se convoque a una nueva audiencia pública virtual, en vista que la presente convocatoria tiene los siguientes defectos:

- Incumple la metodología tarifaria vigente para plantas privadas hidroeléctricas nuevas, por las siguientes razones:*
- Cambia el método de cálculo de los costos de explotación, utilizando una población en lugar de una muestra y emplea datos de costos sólo de centrales hidroeléctricas nuevas, cuando la metodología no lo especifica así.*
- Incumple con el concepto de costo de explotación, definido en la metodología como “...los costos necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para nuestro país...”, dado que las estimaciones realizadas de costos no permiten operar plantas hidroeléctricas nuevas en nuestro país para capacidades mayores de 11,6 MW, cuando los costos de explotación los calcula en \$0 por kW instalado. A partir de esta última capacidad instalada, los costos de explotación son negativos.*
- Presenta una incoherencia entre la interpretación que hace la Aresep de la metodología tarifaria, en el sentido que todos los apartados de esta deben calcularse con datos de plantas hidroeléctricas nuevas, pero en la propuesta tarifaria calcula las horas en operación utilizando datos de plantas existentes y nuevas.*

Tal y como se puede observar, de los argumentos expuestos por el opositor, esta Intendencia acogió únicamente el referente al cálculo de horas en operación, esto debido a que se debe guardar consistencia con lo actuado con la variable de costos de explotación.

En ese sentido, al acoger este punto, la diferencia entre el monto de las horas en operación que fue sometido a la segunda audiencia pública y el resuelto, representa un ajuste del -14,23%.

Es importante recordar, que la tarifa sometida a audiencia pública puede ser distinta a la fijada en la resolución final, ya que además de que se deben considerar los argumentos expuestos por los opositores, los indicadores financieros deben ser actualizados unos a la fecha de la audiencia pública y los demás al cierre del mes anterior a la fecha de formalización del informe. Lo anterior de conformidad con en el artículo 30 de la Ley 7593, que dispone, entre otras cosas, que la Autoridad Reguladora podrá modificar, aprobar o rechazar las solicitudes de fijación o cambios de tarifas y precios.

Así las cosas, si comparamos la tarifa final del presente informe una vez actualizado todo lo anterior (parámetros económicos y haber acogido el punto referente a las horas en operación), representa tan solo un cambio del 18,75% con respecto a la que se sometió al proceso de audiencia pública, lo cual no genera un cambio significativo.

Por lo anterior, en este caso al acoger el argumento del cálculo de las horas en operación, la tarifa propuesta sigue siendo una rebaja en comparación con la vigente y con la que se sometió al proceso de audiencia pública, caso contrario lo que sucedió con la oposición presentada por el ICE en la primera audiencia, en la cual al acogerse el argumento de costos de explotación, hizo que la tarifa propuesta en la audiencia variara sustancialmente, al pasar de una propuesta de aumento de 10,73% a una rebaja de -8,68% en comparación con la tarifa vigente, razón por la cual esta Intendencia consideró en ese momento que se veía afectados los intereses de los usuarios, de conformidad por lo dispuesto por la de Junta Directiva de la Aresep, en el “Lineamiento para el análisis de cambios de fondo sustancial post participación ciudadana, relativos a las propuestas de metodologías, reglamentos y normas técnicas”, en el cual explica que se produce un cambio de fondo sustancial en una propuesta sometida a audiencia pública cuando las modificaciones reduzcan, restrinjan o limiten las garantías o derechos de los usuarios del servicio.”

Por lo anterior, esta Intendencia considera que al acoger únicamente el argumento del cálculo de las horas en operación, la variación de la tarifa final sigue siendo una rebaja en comparación con la tarifa vigente y la sometida a audiencia, por lo que no representa un cambio sustancial que constituya una infracción al debido proceso, no causa indefensión a los participantes y no obstaculiza o impide una oportuna resolución de la gestión.

Por lo tanto, no llevan razón en su argumento el opositor y se rechaza la petición de realizar una nueva audiencia pública virtual.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodologías tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora, tal y como se dispone:

**POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:**

- I. Fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley No. 7200, para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, y para aquellas compraventas de energía proveniente de plantas nuevas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodologías tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora, en:

- Banda inferior (límite inferior) de 0,04631 US\$ por kWh.
- Tarifa promedio en 0,16556 US\$ por kW.
- Banda superior (límite superior) de 0,20530 US\$ por kW.

- II. Aprobar la siguiente estructura tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200, tal y como se detalla:

Estación	Horario	Punta	Valle	Noche
Alta	Mínimo	0,11060	0,11060	0,06637
	Promedio	0,39535	0,39535	0,23724
	Máximo	0,49027	0,49027	0,29420
Baja	Mínimo	0,04423	0,01769	0,01107
	Promedio	0,15811	0,06324	0,03957
	Máximo	0,19606	0,07843	0,04907

Temporada alta: enero a mayo

Temporada baja: junio a diciembre

Fuente: Elaboración propia de la Intendencia de Energía, Aresep.

- III. Para todas aquellas compraventas de energía proveniente de plantas que produzcan con fuentes no convencionales para las cuales no exista aún una metodología tarifaria específica aprobada por la Autoridad Reguladora se les aplicará la estructura tarifaria propuesta en la recomendación anterior.
- IV. Indicar a los generadores privados hidroeléctricos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RJD-152-2011 y sus reformas y la resolución RE-0060-IE-2021, que están en la obligación de presentar anualmente a la Aresep los estados financieros auditados del servicio de generación que prestan, un desglose detallado de los gastos y costos, así como el costo total de la inversión realizada, lo anterior debe acompañarse de la debida justificación que los relacione con la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica en su etapa de generación.
- V. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley No. 7200, que de no cumplir con lo establecido en la resolución RJD-152-2011 y sus reformas, específicamente en el apartado *“Otras consideraciones. (...) Para estos efectos se deberá presentar al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.”*, se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se valore la posibilidad de iniciar los procedimientos administrativos correspondientes.

- VI.** Indicar a los generadores privados hidroeléctricos nuevos que brindan el servicio público de electricidad en su etapa de generación amparados en el Capítulo I de la Ley No. 7200, que deben cumplir con las resoluciones RIE-132-2017 “Implementación de la Contabilidad Regulatoria para el Servicio Público Suministro de Electricidad en su Etapa de Generación, prestado por generadores amparados en el Capítulo I de la Ley No. 7200, Consorcios de las Empresas Públicas, Municipales y Cooperativas que se dediquen a la Generación de Electricidad y otros similares que el marco legal autorice” del 22 de diciembre de 2017 y su actualización la RE-0060-IE-2021 del 21 de setiembre de 2021.
- VII.** Establecer que los precios rigen a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

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 incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0233-IE-2023 del 31 de octubre de 2023, 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 acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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° 4702070.—(IN2023823119).

Anexo 1

Generación de energía mensual por planta (2018-2022)

	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2018 (kWh)												
	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total 2018
EL ÁNGEL	2 688 311	1 501 928	890 400	633 163	1 116 908	1 575 008	2 280 867	2 163 337	1 440 833	1 672 269	1 352 446	919 552	18 235 022
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	3 395 773	1 740 180	1 087 949	841 778	1 319 920	1 576 111	2 715 968	2 346 694	1 544 628	1 836 116	1 619 923	1 109 746	21 134 787
VARA BLANCA	1 803 418	1 364 061	680 793	374 473	572 981	1 167 179	1 645 485	1 706 913	960 901	963 073	1 110 996	572 719	12 922 992

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2019 (KWh)												
	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	Total 2019
EL ÁNGEL	599 752	443 605	494 774	349 711	1 243 184	1 101 071	1 112 473	1 178 086	1 076 778	1 615 202	1 438 614	1 971 822	12 625 073
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	758 191	623 504	721 560	543 515	1 476 138	1 212 405	1 192 436	1 291 880	1 128 854	1 678 024	1 627 621	2 238 203	14 492 330
VARA BLANCA	388 662	281 503	299 216	232 271	517 528	738 153	1 106 993	1 009 706	862 605	1 139 864	1 012 430	1 441 113	9 030 045

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2020 (kWh)												
	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total 2020
EL ÁNGEL	1 804 082	941 139	580 578	444 639	771 981	1 634 079	1 262 742	1 605 845	1 524 848	1 478 538	1 829 947	2 114 078	15 992 496
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	2 078 204	1 125 401	769 903	632 184	1 045 369	1 760 553	1 365 384	1 690 271	1 559 452	1 486 628	2 004 571	2 455 489	17 973 409
VARA BLANCA	1 384 648	823 428	416 781	272 571	359 432	801 894	1 030 024	1 057 999	812 952	963 596	1 208 349	1 437 301	10 568 973

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2021 (kWh)												
	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	Total 2021
EL ÁNGEL	1 518 170	1 095 979	800 068	1 853 066	1 500 851	1 494 530	1 690 205	649 430	-	-	-	-	10 602 299
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	1 696 387	1 342 421	1 039 411	2 188 412	1 840 596	1 569 081	1 896 380	2 015 167	1 653 432	1 669 324	1 859 361	2 073 357	20 843 327
VARA BLANCA	1 145 012	770 485	530 521	1 322 018	1 057 710	991 035	1 170 224	1 197 560	986 900	942 285	998 092	1 304 834	12 416 676

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2022 (kWh)												
	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Total 2022
Vara Blanca	562 085	387 945	523 200	484 662	1 186 511	1 469 744	1 472 183	1 297 337	1 259 739	917 895	684 062	874 586	11 119 948
El Ángel	-	-	-	-	-	0,073	-	0,005	-	0,005	0,010	-	0,095
El Ángel Ampliación	1 112 023	876 839	863 048	1 372 600	2 163 996	2 563 361	2 218 494	1 995 135	2 377 110	1 709 089	1 496 855	1 293 393	20 041 941

Anexo 2

Factor de planta y Horas en operación

Factor de planta
2018-2022

Periodo	FP Anual
2018	100,00%
2019	100,00%
2020	100,00%
2021	100,00%
2022	100,00%
Promedio	100,00%

Horas en operación promedio por año
2018-2022

Periodo	Horas anuales
2018	4 710,84
2019	3 263,24
2020	3 992,06
2021	4 420,09
2022	4 228,18
Promedio	4 122,88

Factor de planta y horas en operación 2018.

PLANTA	2018		Horas en operación	fp
	kW	kWh		
EL ÁNGEL	3 850,00	18 235 022,25	4 736,37	1,00
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	5 000,00	21 134 786,62	4 226,96	1,00
VARA BLANCA	2 500,00	12 922 991,55	5 169,20	1,00
Promedio	11 350,00	52 292 800,42	4 710,84	1,00

Factor de planta y horas en operación 2019.

PLANTA	2019		Horas en operación	fp
	kW	kWh		
EL ÁNGEL	3 850,00	12 625 073,00	3 279,24	1,00
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	5 000,00	14 492 330,00	2 898,47	1,00
VARA BLANCA	2 500,00	9 030 045,00	3 612,02	1,00
Promedio	11 350,00	36 147 448,00	3 263,24	1,00

Factor de planta y horas en operación 2020

PLANTA	2020		Horas en operación	fp
	kW	kWh		
EL ÁNGEL	3 850,00	15 992 496,00	4 153,90	1,00
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	5 000,00	17 973 409,00	3 594,68	1,00
VARA BLANCA	2 500,00	10 568 973,00	4 227,59	1,00
Promedio	11 350,00	44 534 878,00	3 992,06	1,00

Factor de planta y horas en operación 2021

PLANTA	2021		Horas en operación	fp
	kW	kWh		
EL ÁNGEL	3 850,00	10 602 299,00	5 539,76	1,00
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	5 000,00	20 843 327,00	2 753,84	1,00
VARA BLANCA	2 500,00	12 416 676,00	4 966,67	1,00
Promedio	11 350,00	43 862 302,00	4 420,09	1,00

Factor de planta y horas en operación 2022

PLANTA	2022		Horas en operación	fp
	kW	kWh		
EL ÁNGEL AMPLIACIÓN	5 000,00	20 041 941,00	4 008,39	1,00
VARA BLANCA	2 500,00	11 119 948,00	4 447,98	1,00
Promedio	7 500,00	31 161 889,00	4 228,18	1,00

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, CENCE y generadores privados.

Anexo 3

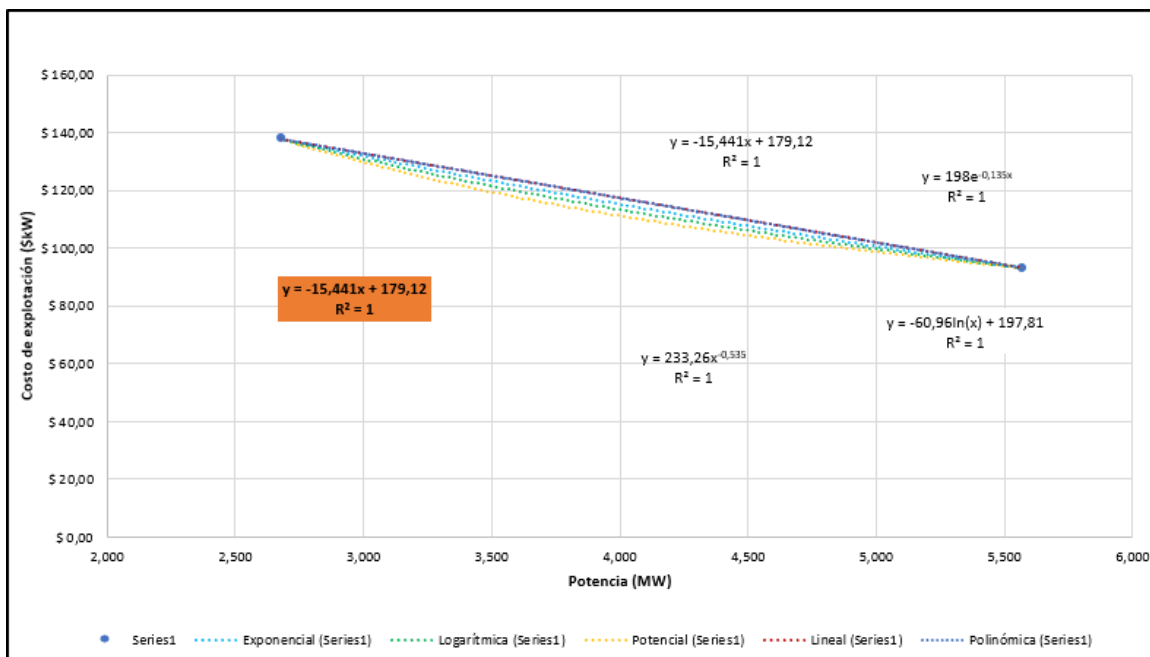
Costos de explotación y capacidad para plantas hidroeléctricas nuevas

PLANTA	Potencia (MW)	Fecha del costo	Costos de explotación (¢/kW-añ	Costos de explotación	Cost
El Ángel Ampliación	5,57				
Vara Blanca					

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

Anexo 4

Gráfico de los costos de explotación y capacidad instalada; y curvas de regresión con mejor ajuste



Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Intendencia, CENCE y generadores privados.

Anexo 5

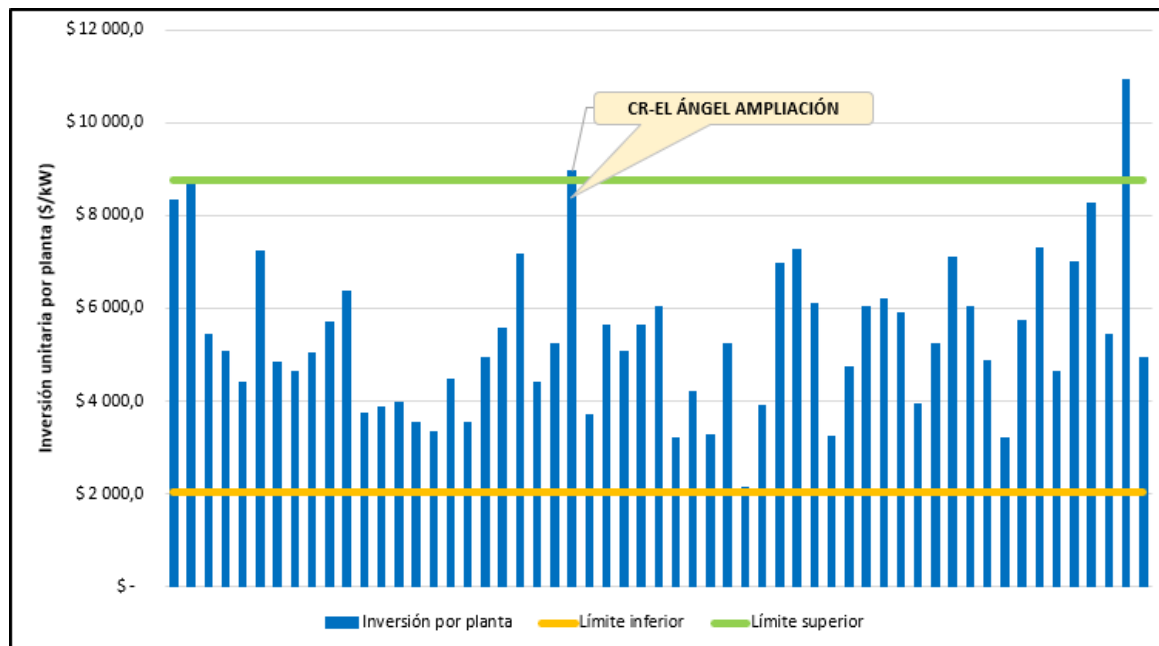
Monto de la inversión unitaria

FUENTE	Proyecto	Potencia (MW)	Inversión (US\$/kW)	Inversión a julio 2022 (US\$/KW)	RANGO DE POTENCIA (MW)	PROMEDIO POR GRUPO
02-2014-ICE	CR-SARDINAL 1	0,53	\$ 5 599,9	\$ 8 314,5	0 - 4,0	\$4 995,30
PIRGER 18 - 35	PA-SBartG3H	1,00	\$ 3 424,0	\$ 5 439,8		
PIRGER 18 - 35	PA-BarrilesH	1,00	\$ 3 197,0	\$ 5 079,2		
01-2012-ICE	CR-RÍO SEGUNDO II AMPLIACIÓN	1,89	\$ 2 910,1	\$ 4 391,1		
PIRGER 18 - 35	PA-BBlancG3H	1,90	\$ 4 553,0	\$ 7 233,5		
02-2014-ICE	CR-HIGUERA	2,08	\$ 3 259,8	\$ 4 840,0		
PIRGER 18 - 35	HO-LiHd2017	2,10	\$ 2 923,0	\$ 4 643,9		
01-2012-ICE	CR-SAN BERNARDO	2,64	\$ 3 330,8	\$ 5 026,0		
ARESEP	CR-VARA BLANCA	2,65	\$ 3 746,5	\$ 5 700,9		
01-2012-ICE	CR-HIGUERA-SARDINAL	3,01	\$ 4 205,5	\$ 6 345,7		
02-2014-ICE	CR-MONTE VERDE I	3,08	\$ 2 512,9	\$ 3 731,1		
01-2012-ICE	CR-LA ESPERANZA DE ATIRRO	3,20	\$ 2 555,4	\$ 3 855,9		
01-2012-ICE	CR-LOS CORALES	3,53	\$ 2 637,5	\$ 3 979,9		
01-2012-ICE	CR-LA ISLA	3,70	\$ 2 349,8	\$ 3 545,6		
02-2014-ICE	CR-PH TURRIALBA	3,90	\$ 2 242,8	\$ 3 330,1		
02-2014-ICE	CR-PH PEÑAS BLANQUITAS II	3,93	\$ 3 009,0	\$ 4 467,6		
01-2012-ICE	CR-MONTE VERDE I	4,30	\$ 2 337,2	\$ 3 526,7	4,1 - 8,0	\$4 862,00
02-2014-ICE	CR-PH ANGEL SUR	4,45	\$ 3 310,3	\$ 4 915,0		
PIRGER 18 - 35	PA-TizingalH	4,50	\$ 3 500,0	\$ 5 560,6		
01-2012-ICE	CR-TORITO	4,99	\$ 4 743,0	\$ 7 156,8		
PIRGER 18 - 35	PA-CotitoH	5,00	\$ 2 761,0	\$ 4 386,5		
01-2012-ICE	CR-CONSUELO	5,00	\$ 3 465,0	\$ 5 228,4		
01-2012-ICE	CR-MONTE VERDE II	5,00	\$ 2 442,2	\$ 3 685,1		
02-2014-ICE	CR-TORITO	5,00	\$ 3 798,0	\$ 5 639,1		
02-2014-ICE	CR-CHIMICURRIA	5,00	\$ 3 421,1	\$ 5 079,5		
PIRGER 18 - 35	PA-LaHerradH	5,20	\$ 3 533,0	\$ 5 613,0		
01-2012-ICE	CR-CHIMURRIA	5,24	\$ 3 986,5	\$ 6 015,4		
02-2014-ICE	CR-PH RIO BONILLA 1320	5,58	\$ 2 156,9	\$ 3 202,5		
02-2014-ICE	CR-PH SAN PEDRO	5,99	\$ 2 824,0	\$ 4 192,9		
02-2014-ICE	CR-PH BONILLA 510	6,16	\$ 2 192,2	\$ 3 254,9		
PIRGER 18 - 35	PA-OjoAguaH	6,50	\$ 3 289,0	\$ 5 225,4		
PIRGER 18 - 35	PA-ColoradoH	6,70	\$ 1 339,0	\$ 2 127,3		
02-2014-ICE	CR-PH SAN RAFAEL	7,55	\$ 2 614,9	\$ 3 882,6		
PIRGER 18 - 35	PA-SAndres2H	7,60	\$ 4 384,0	\$ 6 965,0		
PIRGER 18 - 35	PA-BBlancoH	7,80	\$ 4 566,0	\$ 7 254,2		
PIRGER 18 - 35	PA-C.BlancaH	7,80	\$ 3 840,0	\$ 6 100,7		
02-2014-ICE	CR-PH CANASTA	7,87	\$ 2 180,2	\$ 3 237,0		
01-2012-ICE	CR-PARISMINA	8,00	\$ 3 125,0	\$ 4 715,4		
01-2012-ICE	CR-AGUAS ZARCA SUPERIOR	8,05	\$ 3 996,1	\$ 6 029,9	8,1 - 12,0	\$5 423,85
PIRGER 18 - 35	PA-CuchillaH	8,20	\$ 3 902,0	\$ 6 199,2		
PIRGER 18 - 35	PA-Planeta2H	8,60	\$ 3 716,0	\$ 5 903,7		
02-2014-ICE	CR-PH PEÑAS BLANQUITAS I	8,91	\$ 2 638,7	\$ 3 917,8		
PIRGER 18 - 35	PA-RPiedraCH	9,00	\$ 3 289,0	\$ 5 225,4		
PIRGER 18 - 35	PA-S.AndresH	10,00	\$ 4 466,0	\$ 7 095,3		
PIRGER 18 - 35	PA-ElRecodoH	10,00	\$ 3 800,0	\$ 6 037,2		
PIRGER 18 - 35	PA-ChuspaH	10,00	\$ 3 068,0	\$ 4 874,2		
PIRGER 18 - 35	PA-SindigoH	10,00	\$ 2 023,0	\$ 3 214,0		
PIRGER 18 - 35	PA-LaHuacaH	11,60	\$ 3 614,0	\$ 5 741,7		
PIRGER 18 - 35	PA-BToroG3H	13,70	\$ 4 596,0	\$ 7 301,8	12,1 - 16,0	\$6 307,81
PIRGER 18 - 35	HO-LiHd2018	14,90	\$ 2 923,0	\$ 4 643,9		
PIRGER 18 - 35	NI-PiedraPu	15,00	\$ 4 392,0	\$ 6 977,7		
PIRGER 18 - 35	NI-SIRENA	17,50	\$ 5 200,0	\$ 8 261,4	16,1 - 20,0	\$6 206,70
PIRGER 18 - 35	PA-SBartoloH	19,40	\$ 3 426,0	\$ 5 443,0		
02-2014-ICE	CR-HIDRO SUR DE PZ	20,00	\$ 3 310,7	\$ 4 915,7		

Fuente: Elaboración de la Intendencia de energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

Anexo 6

Inversión unitaria: exclusión de valores extremos



Fuente: Elaboración de la Intendencia de energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

Anexo 7 Apalancamiento

Proyecto	Apalancamiento financiero	Capac. Inst.	FUENTE	Peso Relativo	Apalanc. Financ. * Peso Relativo
P.H. Vara Blanca	131,1%	2 650	Contabilidad regulatoria	1,8%	2,3%
P.H. Parismina	75,0%	7 500	Convocatoria ICE 1-2012 Proy Selecc.	5,0%	3,8%
P.H. El Angel (ampl.)	71,1%	5 000	Contabilidad regulatoria	3,3%	2,4%
P.H. Monte Verde II	80,0%	5 500	Convocatoria ICE 1-2012 Proy Selecc.	3,7%	2,9%
P.H. Isla	80,0%	2 300	Convocatoria ICE 1-2012 Proy Selecc.	1,5%	1,2%
P.H. La Esperanza de Atirro	70,0%	4 000	Convocatoria ICE 1-2012 Proy Selecc.	2,7%	1,9%
P.H. Consuelo	70,0%	13 984	Convocatoria ICE 1-2012 Proy Selecc.	9,4%	6,5%
P.H. Monte Verde I	80,0%	2 800	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	1,9%	1,5%
P.H. Sardinal I	75,0%	525	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	0,4%	0,3%
P.H. Higuera	80,0%	2 078	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	1,4%	1,1%
P.H. Hidro Sur de PZ	80,0%	20 000	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	13,4%	10,7%
P.H. Angel Sur	70,0%	4 314	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	2,9%	2,0%
P.H. Peñas Blanquitas I	70,0%	8 650	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	5,8%	4,0%
P.H. Peñas Blanquitas II	70,0%	3 816	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	2,6%	1,8%
P.H. Bonilla 510	70,0%	6 156	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	4,1%	2,9%
P.H. San Rafael	70,0%	7 250	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	4,8%	3,4%
P.H. San Pedro	70,0%	5 750	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	3,8%	2,7%
P.H. Río Bonilla 1320	70,0%	5 579	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	3,7%	2,6%
P.H. Canasta	70,0%	7 874	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	5,3%	3,7%
P.H. Turrialba	70,0%	3 896	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	2,6%	1,8%
P.H. San Joaquín Los Santos	80,0%	20 000	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	13,4%	10,7%
P.H. Chimurrria	70,0%	4 960	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	3,3%	2,3%
P.H. Torito	70,0%	4 934	Convocatoria ICE 2-2014 Proy Selecc.	3,3%	2,3%
Total		149 516			74,91%

Fuente: Elaboración de la Intendencia de energía con datos de la Intendencia, ICE y generadores privados.

Anexo 8 Tasa libre de riesgo

Promedio	Tasa (%)
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
2022	2,95
Promedio	2,07

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

Anexo 9
Prima por riesgo

Periodo	Tasa
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
2022	5,94%
Promedio	5,21%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran.

Anexo 10
Riesgo País

Periodo	Tasa
2018	6,25%
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
2022	9,49%
Promedio	6,19%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran.

Anexo 11
Betas desapalancado

Industria	Beta Desapalancado
Utility (General) enero 2019	0,1777
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Utility (General) enero 2023	0,4081
Promedio	0,3731

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran.

Anexo 12

Nivel de rentabilidad y beta apalancado

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	VALOR
ρ	Rentabilidad sobre los aportes de capital propio	14,27%
KL	Tasa libre de riesgo	2,07%
βa	Beta apalancada	1,1530
PR	Prima por riesgo	5,21%
RP	Riesgo país	6,19%
βa	Beta apalancada	1,1530
βd	Beta desapalancada	0,3731
t	Tasa de impuesto sobre la renta	30,00%
D/Kp	Relación entre deuda y capital propio	298,57%

Fuente: Elaboración de la Intendencia de Energía con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos y Aswath Damodaran.

Anexo 13

Tasa de interés de la tasa para préstamos al sector industrial en dólares de los bancos privados

Mes	Tasa de interés (%)							
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enero		9,02	9,78	8,82	5,10	4,71	3,00	7,74
Febrero		9,24	9,86	8,82	5,96	4,05	5,35	7,74
Marzo		9,26	9,89	8,82	6,02	3,34	4,08	7,62
Abril		9,26	9,67	7,41	8,15	4,79	3,96	7,14
Mayo		9,26	8,82	7,07	7,71	4,53	4,53	6,39
Junio		9,25	8,82	6,34	6,83	4,00	4,25	5,45
Julio	9,22	9,21	8,81	6,09	6,11	3,32	4,49	5,79
Agosto	9,37	9,16	8,81	6,28	5,28	4,43	4,99	5,83
Septiembre	9,20	9,21	8,81	5,51	5,25	3,52	5,53	5,91
Octubre	9,14	9,28	8,80	5,90	5,70	3,86	5,98	
Noviembre	9,24	9,16	8,80	6,19	5,16	4,44	6,96	
Diciembre	8,99	9,52	8,81	5,62	5,82	3,72	8,49	
Promedio general								5,87%

Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Central de Costa Rica.

Anexo 14

Cálculo Factor de Inversiones

Símbolo		Descripción	Valor
ψ	=	Apalancamiento (relación de deuda) (%)	
ρ	=	Rentabilidad sobre aportes de capital (%)	
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta	
i	=	Tasa de in	
e	=	Edad de la	
d	=	Plazo	
v	=	Vida econó	

=====

Fuente: Elaboración propia con datos de Aresep, ICE, Reserva Federal de Estados Unidos y Aswath Damodaran.

Anexo 15

Plantas participantes en la convocatoria N°01-2012

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD GERENCIA DE ELECTRICIDAD OFERTAS A LA CONVOCATORIA 01-2012			
Datos de Proyectos Oferentes				
Expediente No.	Nombre de la empresa	Nombre del proyecto	Potencia Oferta (kW)	Costo del proyecto
HIDROELÉCTRICOS				
H-1994-1	P.H. Piedras Negras S.A.	P.H.Piedras Negras	770	
H-2009-1	Desarrollo Eléctrico de Parismina S.A	P.H Parismina		
H-2010-6	Hidro Canaleta S.A.	P.H. Torito		
H-2010-9	Hidro Chimurria S.A	P.H.Chimurria		
H-2011-1	Desarrollo Hidroeléctrico B.J.L S.A.	San Bernardo		
H-2011-9	El Angel S.A.	P.H. El Angel (		
H-2012-1	Losko S.A.	P.H.Rí		
H-2012-3	Losko S.A.			
H-2012-4	Losko S.A.			
H-2011-2	Hidro Sur S.A.			
H-2012-6	Losko S.A.			
H-2011-7	Generado			
H-2011-8	Co			
H-2012-5				
H-2				

Fu

Fu

Fuente: ICE

Anexo 16
Plantas participantes en la convocatoria N°02-2014

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD GERENCIA DE ELECTRICIDAD APERTURA DE OFERTAS ECONÓMICAS - CONVOCATORIA 02-2014								
	Calificación y precio ofertado - Proyectos Hidroeléctricos (30 MW)								
	Nombre de la empresa	Nombre del proyecto	Potencia (kW)		Energía neta anual (MWh)	Costo del proyecto (USD)	Calificación total	Precio ofertado (USD/kWh)	
Elegibilidad			Nominal	Oferta original				% Descuento	Con descuento
HIDROELÉCTRICOS									
Losko S.A.	P.H. Monte Verde I	2.800	3.080	14.437	\$7.739.863,00	75,9811	0,1200	-21,00%	0,0948
Coopesantos S.R.L.	P.H. San Joaquín Los Santos (*)	20.000	20.221	90.600	\$59.897.173,44	74,3410	0,1089	0,00%	0,1089
Hidro Canalete S.A.	P.H. Torito	4.933,75	5.000	26.670	\$18.989.976,92	71,8189	0,1348	0,00%	0,1348
Grupo Inversiones P.H.S. S.A.	P.H. Higuera	2.078	2.078	10.290	\$6.773.887,57	71,1751	0,1229	-11,72%	0,1085
Hidro Chimurria S.A.	P.H. Chimurria	4.959,85	5.000	30.111	\$17.105.548,18	71,0833	0,1198	-13,52%	0,1036
Hidrodesarrollos del Río Platanares S.A.	P.H. Bonilla 510	6.156	6.156	30.814	\$13.495.263,96	69,3912	0,1200	-21,00%	0,0948
Hidrodesarrollos del Río Platanares S.A.	P.H. Río Bonilla 1320	5.579	5.579	31.000	\$12.033.510,00	65,2877	0,1200	-21,00%	0,0948
Grupo H Solís S.A.	P.H. San Rafael	7.250	7.550	37.366	\$19.742.866,22	64,3188	0,1220	-22,30%	0,0948
Hidroeléctrica de Buenos Aires-HDBA, S.A.	P.H. Peñas Blancas I	8.650	8.910	37.243	\$23.510.791,10	62,5355	0,1225	-22,61%	0,0948
Grupo Inversiones P.H.S. S.A.	P.H. Sardiná I	525	525	2.510	\$2.939.947,06	62,3401	0,1229	-11,72%	0,1085
Desarrollo Hidro Sur de Pérez Zeledón S.A.	P.H. Hidro Sur de PZ	20.000	20.000	105.000	\$66.214.976,00	62,1182	0,1125	-3,29%	0,1088
Hidrodesarrollos del Río Turrialba S.A.	P.H. Turrialba	3.896	3.896	21.982	\$8.738.073,00	59,1210	0,1200	-15,92%	0,1009
Hidroeléctrica del Sur-HDSUR, S.A.	P.H. Ángel Sur	4.314	4.446	21.885	\$14.717.462,64	57,3463	0,1250	-8,48%	0,1144
Hidroeléctrica del Oeste S.A.	P.H. San Pedro	5.750	5.990	25.367	\$16.915.549,85	57,0888	0,1230	-17,24%	0,1018
Hidrodesarrollos del Río Canasta S.A.	P.H. Canasta	7.874	7.874	43.200	\$17.166.571,00	56,5317	0,1200	-15,08%	0,1019
Hidroeléctrica de Buenos Aires-HDBA, S.A.	P.H. Peñas Blancas II	3.816	3.934	16.430	\$11.837.278,58	56,2461	0,1240	-23,55%	0,0948
Notas: (*) Potencia nominal correspondiente al conjunto de las casas de máquinas No.1 y No.3.									
Elaborado por: Área Gestión de Contratos - Proceso Estrategias de Inversión									

Fuente: ICE

Anexo 17
Consulta con Damodaran por correo electrónico.



Re 2019 Unlevered Betas Question Marginal or Effective.msg

Anexo 18
Herramienta de cálculo

Anexo 19
Información de contabilidad regulatoria

Anexo 20
Información sobre capacidad contratada CENCE

Anexo 21
Propuesta de estructura tarifaria del ICE

Anexo 22

Consulta sobre convocatorias proyectos generación electricidad

Anexo 23

Consulta sobre conformación de índice WPUIP2310001

RE-0130-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 15:35 HORAS DEL 1 DE NOVIEMBRE DE 2023

SOLICITUD TARIFARIA ORDINARIA PARA LOS PERÍODOS DEL 1 DE OCTUBRE DEL 2023 AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2028, ASÍ COMO LIQUIDACIÓN TARIFARIA PARA LOS PERÍODOS 2021 Y 2022, 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-060-2023

RESULTANDO:

- I. Que el 30 de abril de 1998, mediante la Ley N° 7789, correspondiente a la transformación de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), en sus artículos 5 y 6 inciso a, le da la facultad para la prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica.
- II. Que el 10 de agosto del 2015, mediante la resolución RJD-141-2015 se aprobó la *“Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, la cual se publicó en el Alcance 63 a la Gaceta 154, y 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 31 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.
- IV. 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.

- V.** Que el 12 de diciembre de 2019, la Intendencia de Energía (IE), mediante la resolución RE-0101-IE-2019, publicada en el Alcance N°. 282 a La Gaceta N°. 241, del 18 de diciembre de 2019, fijó las tarifas vigentes para el sistema de generación de ESPH durante el 2021 (ET-081-2019).
- VI.** Que el 4 de setiembre de 2020, el Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) mediante el oficio OF-0508-CDR-2020 emite criterio acerca del proceso de liquidación períodos anteriores, el cual forma parte de la metodología tarifaria RJD-141-2015 del sistema de generación, indicando que las liquidaciones se hacen en estudios ordinarios.
- VII.** Que el 10 de diciembre de 2021, la IE mediante la resolución RE-0076-IE-2021, publicada en el Alcance N.º 255 a La Gaceta N.º 241 del 15 de diciembre de 2021 se resolvió el estudio tarifario, siendo esta tarifa la que se encuentra vigente (ET-072-2021).
- VIII.** Que el 7 de marzo de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0048-JD-2023 en la cual indican entre otras cosas que los cambios en la estructura tarifaria de las empresas son potestad de la Junta Directiva.
- IX.** Que el 31 de julio del 2023, la ESPH mediante el oficio GER-424-2023, presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de generación de electricidad que presta (folios 1 al 27).
- X.** Que el 3 de agosto de 2023, la IE mediante el oficio AP-0015-IE-2023, 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 29 al 42).
- XI.** Que el 18 de agosto de 2023, la ESPH mediante el oficio GER-448-2023, presentó la información solicitada por medio del auto de prevención AP-0015-IE-2023 (folios 47 al 63).
- XII.** Que el 21 de agosto de 2023, la IE mediante el oficio IN-0167-IE-2023, emitió el informe de admisibilidad de la solicitud presentada por ESPH para ajustar la tarifa del sistema de generación de electricidad (folios 74 al 80).

- XIII.** Que el 21 de agosto de 2023, la IE mediante el oficio OF-0814-IE-2023, solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder con la convocatoria de audiencia pública (folios 64 al 73).
- XIV.** Que el 29 de agosto de 2023, la IE mediante el oficio OF-0837-IE-2023, solicitó a la ESPH información adicional para el análisis de la petición tarifaria (folios 93 al 98).
- XV.** Que el 30 de agosto de 2023, se publicó en el Alcance N° 164 a La Gaceta N° 158, la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 2 de octubre de 2023 (folio 103).
- XVI.** Que el 1 de setiembre de 2023, 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 2 de octubre de 2023 (folio 103).
- XVII.** Que el 1 de setiembre de 2023, la DGAU mediante el oficio IN-0565-DGAU-2023, emitió el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folio 104 al 105).
- XVIII.** Que el 7 de setiembre de 2023, la IE en cumplimiento con lo establecido en la RE-0076-JD-2023 del 12 de mayo de 2023, emite las resoluciones RE-0103-IE-2023, RE-0104-IE-2023, RE-0105-IE-2023, RE-0106-IE-2023, en las cuales fija las tarifas de costos de interconexión, acceso, venta de excedentes y otros costos, rentabilidad, inversiones y canon, respectivamente, para cada una de las empresas eléctricas públicas. Dichas resoluciones fueron publicadas en el Alcance 174 a la Gaceta 169 del 14 de setiembre de 2023 y empezaron a regir a partir del 1 de octubre de 2023.
- XIX.** Que el 8 de setiembre de 2023, el CDR mediante el oficio OF-0296-CDR-2023 emite criterio acerca de las variables que se deben considerar dentro del proceso de liquidación de períodos anteriores (el proceso de liquidación forma parte de la metodología tarifaria RJD-141-2015 del sistema de generación), indicando que corresponde únicamente liquidar las cuentas de gastos e ingresos.
- XX.** Que el 13 de setiembre de 2023, la ESPH mediante el oficio GER-493-2023, envió la información adicional requerida mediante los oficios OF-0837-IE-2023 (folio 108 al 124).

- XXI.** Que el 14 de setiembre de 2023, la IE mediante el oficio OF-0908-IE-2023, le solicitó a ESPH información adicional requerida para el análisis técnico de la petición (folios 125 al 156).
- XXII.** Que el 2 de octubre de 2023, la IE mediante el memorando ME-0263-IE-2023, incorporó al expediente tarifario correos con información enviada por ESPH (folio 160 al 161).
- XXIII.** Que el 2 de octubre de 2023, la ESPH mediante el oficio GER-528-2023, envió la información adicional requerida mediante el OF-0908-IE-2023 (folios del 162 al 230).
- XXIV.** Que el 2 de octubre de 2023, 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 digital Zoom.
- XXV.** Que el 2 de octubre de 2023, la DGAU mediante el memorando ME-1937-DGAU-2023, incorporó al expediente tarifario el video de la audiencia pública (folio 238 al 240).
- XXVI.** Que el 9 de octubre de 2023, la DGAU mediante el informe IN-0652-DGAU-2023 emitió el informe de oposiciones y coadyuvancias y mediante el documento AC-0292-DGAU-2023, emitió el acta de la audiencia pública (folio 255 al 256 y 241 al 254 respectivamente).
- XXVII.** Que el 20 de octubre de 2023, la IE mediante el oficio OF-1059-IE-2023, le solicitó a la Junta Directiva de la Aresep la suspensión de los efectos de la resolución RE-0048-JD-2023 del 7 de marzo de 2023.
- XXVIII.** Que el 23 de octubre de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0099-JD-2023 *"Suspensión de los efectos de la resolución de la Junta Directiva RE-0048-JD-2023 de las ocho horas y veintiocho minutos del siete de marzo de dos mil veintitrés"*, la cual fue notificada a esta Intendencia el 1 de noviembre de 2023.
- XXIX.** Que el 1 de noviembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0234-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta ESPH.

CONSIDERANDO:

- I. Que el informe técnico IN-0234-IE-2023, 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 generación 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-424-2023, ESPH solicitó un aumento en las tarifas del servicio de generación de electricidad, para los períodos del 01 de octubre de 2023 al 31 de diciembre de 2028, todas las variaciones calculadas sobre la tarifa aprobada mediante la RE-0076-IE-2021 con el siguiente detalle:

- De octubre al 31 de diciembre de 2023: un incremento del 28,37%.*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024: un incremento del 54,88%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025: un incremento del 38,38%.*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2026: un incremento del 34,91%.*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2027: un incremento del 34,50%.*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2028: un incremento del 34,95%.*

La empresa solicita que el efecto de la liquidación de los períodos 2021 y 2022, sea reconocido del 2024 al 2028, en partes iguales para todos los años.

2. Análisis de la solicitud

Según lo dispuesto en la metodología, en este expediente tarifario, se procederá a analizar las liquidaciones del 2021 y 2022, mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario versus las erogaciones reales.

Así como a realizar el análisis de la solicitud ordinaria presentada por la ESPH, que planteó tarifas para el período de octubre de 2023 a diciembre 2028, previo a desarrollar los apartados del presente informe, es importante aclarar que siendo que la ESPH presentó la gestión tarifaria el 31 de julio de 2023 y el plazo requerido para el trámite correspondiente, no es posible fijar una tarifa que llegue a regir en el 2023, tal y como la empresa lo pretendía.

Por otra parte, siendo que los resultados obtenidos difieren sustancialmente de lo propuesto por la empresa, esta Intendencia consideró que dicho ajuste puede ser reconocido en un único período, en este caso 2024, por lo que el análisis se limita únicamente a este año.

Se desarrollan los siguientes apartados:

a. Parámetros utilizados

Los parámetros o indicadores económicos utilizados por la IE para el presente estudio tarifario son los obtenidos a través de fuentes de información primarias, con corte al 2 de octubre del año en curso, fecha donde se llevó a cabo la audiencia pública, tal y como se detalla a continuación:

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 109,36 para agosto de 2023.

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 2023 (septiembre, octubre, noviembre y diciembre), así como para el periodo siguiente 2024.

En relación con las estimaciones para el 2023 y 2024, se consideró las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Informe de Política Monetaria-Julio 2023¹. En dicho documento el Banco Central estima 1,20% y 1,90% de inflación para el 2023 y 2024 respectivamente.

Es importante indicar para el primer trimestre del 2023 la variación interanual del IPC se ubicó por encima del límite superior del rango de tolerancia, sin embargo, a partir de abril se registró por debajo de la meta de inflación. Asimismo, las estimaciones del BCCR apuntan a que, en los próximos meses del 2023, el IPC mostraría valores negativos.

Unido al párrafo anterior, el procedimiento seguido por la Intendencia de Energía para operativizar las estimaciones del IPC local para el 2023 y 2024, parten de la información real acumulada (corte agosto de 2023), agregando para los meses restantes (septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023 y enero a diciembre de 2024) la proporción de inflación restante, para completar la

¹ Las proyecciones de inflación del BCCR de acuerdo con el Informe de Política Monetaria Julio 2023. Recuperado de <https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/IPM-julio-2023-informe.pdf>

estimación indicada por el BCCR en su Informe de Política Monetaria-Julio 2023. Para los meses faltantes se consideró el uso de promedios geométricos, bajo el supuesto de no linealidad del comportamiento del IPC mes a mes.

Por su parte, el BCCR ha adoptado en los últimos años una meta de inflación de mediano-largo plazo, medida a través del IPC del 3%. Esta información puede ser consultada en los distintos documentos de los “Programas Macroeconómicos”, “Informes de Política Monetaria” y presentaciones de estos.

Así las cosas, el objetivo propuesto por el Banco Central con para el IPC es de un 3%, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.), esto quiere decir, que el Banco Central velará por el cumplimiento de dicha meta de inflación y que para esto podría utilizar los instrumentos de política monetaria que disponga.

Bajo el contexto anterior, es decir, con una estimación realizada por el BCCR para el 2023 y 2024, donde se muestra un IPC bastante contenido, con una tendencia de variaciones interanuales y acumuladas del IPC con valores negativos.

No se omite mencionar que cualquier diferencia producto de estimaciones y/o proyecciones, sean a favor o en contra de la empresa distribuidora, podrían ser liquidados en estudios posteriores.

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

MES / AÑO	2022	2023	2024
Enero	103,68	111,61	112,95
Febrero	104,81	110,66	113,13
Marzo	105,74	110,41	113,31
Abril	107,41	110,03	113,48
Mayo	108,96	109,91	113,66
Junio	110,89	109,74	113,84
Julio	112,10	109,54	114,02
Agosto	113,06	109,36	114,20
Setiembre	111,98	110,20	114,38
Octubre	111,13	111,05	114,56
Noviembre	111,29	111,91	114,74
Diciembre	111,44	112,77	114,92
Promedio Anual	109,37	110,60	113,93
Variación Anual (Dic.- Dic.)	7,88%	1,20%	1,90%
Variación Promedio Anual	8,28%	1,12%	3,01%

Nota 1: Datos estimados a partir de septiembre de 2023
Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.

Tipo de cambio de referencia estimado: El Banco Central en el 2015, por medio de la sesión 5677-2015, dispuso migrar de un régimen de bandas cambiarias a uno de flotación administrada, esto como parte de sus objetivos de brindar una mayor flexibilidad al mercado de divisas, es decir, que el precio cambiario sea determinado en lo fundamental por las fuerzas del mercado (oferta y demanda).

Dadas estas condiciones, para colonizar algunos rubros de costo que están expresados en dólares, la Intendencia de Energía considera que la mejor alternativa es utilizar 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 setiembre de 2023 y son ¢533,08 para la compra y ¢539,35 para la venta.

Tipo de cambio del sector público no bancario estimado: se siguió la misma lógica del tipo de cambio de referencia, es decir, 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 setiembre de 2023 y son ¢537,60 para la compra y ¢538,14 para la venta.

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

- T_{cc} : tipo de cambio de compra para el Sector Público No Bancario, calculado como la media aritmética de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2022 es de ¢648,32.
- T_{cv}_t : tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2022 es de ¢648,97.

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

- IPC
- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR Y REVISIÓN:
<https://www.bccr.fi.cr/publicaciones>
- INFORME DE POLÍTICA MONETARIA:
<https://www.bccr.fi.cr/publicaciones>
- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:
<https://www.bccr.fi.cr/indicadores-economicos/tipos-de-cambio>

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

b. Análisis del mercado

Se procedió a analizar las variables que integran el estudio ordinario de mercado del sistema de generación que presta ESPH. Asimismo, se consideró la liquidación del periodo 2021 y 2022.

i. Mercado presentado por ESPH:

El análisis de mercado presentado por la empresa, como un elemento más dentro de la justificación que fundamenta la petición tarifaria, se puede observar con detalle en los folios 1 al 63 del expediente tarifario número ET-060-2023. A

continuación, se muestran los aspectos más sobresalientes del análisis elaborado por ESPH:

1. ESPH solicitó un ajuste tarifario plurianual, en el cual pretendían los siguientes aumentos 28,37%, 54,88%, 35,38%, 34,91%, 34,50% y 34,95% para octubre a diciembre de 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028 respectivamente. Dichos porcentajes son obtenidos con respecto a la tarifa vigente, tal y como se detalla continuación:

Cuadro N° 2
Sistema de generación, ESPH
Solicitud de ajuste tarifario por bloque horario, 2023¹, 2024, 2025,
2026, 2027 y 2028

(datos presentados en colones por kWh)				
TARIFAS PROPUESTAS DEL 1° DE OCTUBRE DEL 2023 AL 31 DE DICIEMBRE 2023. (INFORMACIÓN EN COLONES)				
Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	55,55	71,31	15,76	28,37%
Valle	41,47	53,24	11,77	28,37%
Nocturno	27,19	34,90	7,71	28,37%
TARIFAS PROPUESTAS DEL 1° DE ENERO 2024 AL 31 DE DICIEMBRE 2024. (INFORMACIÓN EN COLONES)				
Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	56,86	88,06	31,20	54,88%
Valle	42,45	65,75	23,30	54,88%
Nocturno	27,83	43,10	15,27	54,88%
TARIFAS PROPUESTAS A PARTIR DEL 1° DE ENERO 2025. (INFORMACIÓN EN COLONES)				
Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	56,86	76,98	20,12	35,38%
Valle	42,45	57,47	15,02	35,38%
Nocturno	27,83	37,68	9,85	35,38%
TARIFAS PROPUESTAS A PARTIR DEL 1° DE ENERO 2026. (INFORMACIÓN EN COLONES)				
Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	56,86	76,71	19,85	34,91%
Valle	42,45	57,27	14,82	34,91%
Nocturno	27,83	37,55	9,72	34,91%
TARIFAS PROPUESTAS A PARTIR DEL 1° DE ENERO 2027. (INFORMACIÓN EN COLONES)				
Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	56,86	76,48	19,62	34,50%
Valle	42,45	57,10	14,65	34,50%
Nocturno	27,83	37,43	9,60	34,50%

**TARIFAS PROPUESTAS A PARTIR DEL 1° DE ENERO 2023.
(INFORMACIÓN EN COLONES)**

Periodo	Tarifa aprobada	Tarifa propuesta	Variación monetaria	Variación porcentual
Punta	56,86	76,73	19,87	34,95%
Valle	42,45	57,29	14,84	34,95%
Nocturno	27,83	37,56	9,73	34,95%

Fuente: ESPH, expediente ET-060-2023

^{1/} octubre a diciembre de 2023.

2. *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.*
3. *Para generar las tarifas propuestas a partir del 1 de octubre de 2023, ESPH utilizó las estimaciones de generación de energía de las plantas hidroeléctricas de forma individual, para esto tomó datos a diciembre de 2022 como fecha de corte de información real y empezó su estimación a partir de enero 2023.*
4. *La empresa justificó su solicitud tarifaria, en lo fundamental porque le es necesario poder ajustar sus ingresos por motivo de gastos financieros adquiridos, producto de inversiones realizadas en proyectos hidroeléctricos.*
5. *La empresa presentó información para liquidar el periodo 2021 y 2022. Donde se indicó que obtuvo ingresos reales de mercado por ₡14 232 y ₡10 121 millones de colones para el 2021 y 2022 respectivamente.*
6. *La empresa señala que el monto a liquidar por concepto de venta de energía es de ₡234,8 millones de colones para el 2021 y de ₡1 523,4 millones para el 2022. Donde el primer monto es a favor del usuario, mientras que el segundo monto a favor de la empresa, dando como resultado una liquidación total neto de ₡1 288,6 millones a favor de la ESPH. Es importante indicar que el ingreso aprobado-estimado, reportado por ESPH fue de ₡13 996,8 millones y de ₡12 899,3 millones para el 2021 y 2022 respectivamente.*
7. *La estructura tarifaria propuesta por la empresa para los periodos de estudio, no contemplan la estructura por bandas fijadas en el último estudio ordinario (ET-072-2021). Además, la empresa no realizó la justificación del por qué excluía las bandas que tenían previamente aprobadas.*

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 desarrollado por IE:

- 1. La Intendencia de Energía a diferencia de la ESPH estimó las unidades físicas y monetarias a nivel de mercado, únicamente para los periodos 2024 y 2025, esto dado que el efecto neto de la liquidación es inferior a lo solicitado por ESPH, se consideró que el efecto puede ser reconocido en un único año, en este caso 2024. Mientras que, a partir del 2025 la tarifa no incorpora el efecto por liquidación.*
- 2. La energía que se espera produzca el sistema de generación de ESPH (estimación) se calculó como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas de generación, considerando datos reales históricos.*
- 3. Para estimar la energía generada para el periodo 2024 se consideró los efectos del fenómeno climatológico El Niño ocurridos durante el 2023 y los cuales, según el Instituto Meteorológico Nacional (IMN) se espera que continúe durante el primer semestre del 2024. Por ende, para proyectar todo el 2024, se tomó los datos de lo ocurrido en el primer semestre del 2023, mientras que, para el segundo semestre se utilizó la información aportada por la empresa, considerando que los efectos del Niño irían mermando.*
- 4. Para el 2025, se tomó las estimaciones realizadas por ESPH, donde se analizó un comportamiento más favorable en los niveles de generación eléctrica, producto de una mayor disponibilidad del recurso hídrico.*
- 5. Para este estudio hubo algunas diferencias entre las estimaciones realizadas por la IE y la empresa para los periodos de 2024 y 2025, según se detalla a continuación:*

Cuadro N° 3
Sistema de generación, ESPH
Proyección 2024 – 2025
Comparativo entre la Aresep y ESPH, kWh

Año	Aresep	ESPH	Var. Abs.
2024	268 380 909	270 422 793	-2 041 884
2025	272 285 602	272 285 602	0
TOTAL	540 666 511	542 708 395	-2 041 884

Fuente: IE y ESPH

Es importante, exponer que las diferencias observadas se suscitan principalmente a la consideración realizada por la IE, de los efectos posibles del fenómeno El Niño durante el primer semestre del 2024.

6. La empresa presentó liquidación para el periodo de 2021 y 2022. Los montos para liquidar por parte de mercado, es decir, únicamente contemplando los ingresos por venta de energía que se detallan a continuación:
 - La IE tomó los ingresos reales de mercado de acuerdo con los datos reportados en los anexos de la resolución RIE-089-2016 y los comparó con los aprobados para el periodo a liquidar (2021 y 2022), obteniendo así, un ingreso real neto para el periodo de \$24 350,5 millones de colones, mientras que, los ingresos estimados se ubicaron en \$25 751,9 millones de colones, generando una diferencia de \$1 401,4 millones de colones a favor de la empresa. Tal y como se observa a continuación:

Cuadro N° 4
Sistema de generación, ESPH
Diferencia entre proyección e información real, 2021 y 2022
(Datos en millones de colones)

Año	Real	Estimado	Var. Abs.
2021	14 231	13 998	233
2022	10 120	11 755	-1 635
TOTAL	24 351	25 752	-1 401

Fuente: IE, con datos de RIE-089-2016, RE-0076-IE-2021 y RE-0101-IE-2019

- Las diferencias entre los ingresos estimados y los ingresos reales se explican en lo fundamental, debido a una baja en la producción de la planta Hidroeléctrica Los Negros durante abril del 2021 y agosto de 2022, causando niveles de energía generada inferiores a lo estimado.
 - 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 difiere del obtenido únicamente por mercado.
7. 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 agosto de 2023, mientras que para el caso de ESPH utilizó datos reales con corte a diciembre de 2022. Es decir, una diferencia de 8 meses en datos reales para ajustar la proyección, fundamentalmente la del 2024.
 - Existe diferencias entre los montos a liquidar por mercado, producto a que los datos del monto estimado utilizados por la ESPH para el 2022, son diferentes a los efectivamente aprobados para dicho periodo.
8. Con las ventas estimadas del total de energía de las plantas de ESPH de 268 GWh para 2024 y 272 GWh para 2025. Este dato multiplicado por los precios vigentes da como resultado ingresos vigentes de ₡11 142 y ₡11 295 millones de colones para el 2024 y 2025 respectivamente.

Cuadro N° 5
Sistema de generación, ESPH
Ventas de Energía
en Unidades Físicas y Monetarias a
Precios Vigentes 2024 y 2025

Aspecto	2023	2024
Generación total (GWh)	268,4	272,3
Ingresos (En millones de colones)	11 142,4	11 294,7
₡ / kWh	41,52	41,48

Fuente: IE y EPH

9. 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 2024 se requiere de ¢13 892,7 millones de colones y para el 2025 de ¢14 476,9 millones de colones.
10. Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de ESPH obtendrá ingresos por ¢13 892,7 y ¢14 476,9 millones de colones para el 2024 y 2025 respectivamente. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢51,76 para 2024, ¢41 y ¢53,17 para 2025 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 2024

ASPECTO	2024	2025
Generación total (GWh)	268,4	272,3
Ingresos (En millones de colones)	13 892,7	14 476,9
¢ / kWh	51,76	53,17

Fuente: IE y ESPH

11. Con todo lo anterior, se propone un aumento en los precios vigentes del sistema de generación de ESPH de 24,68% y 28,17% para el 2024 y 2025 respectivamente. Para el 2025, el ajuste de la tarifa no contempla los efectos de liquidación, manteniendo la misma estructura de costos, gastos e ingresos.

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-060-2023 y específicamente en las carpetas "GENER_ESPH\EEC-ETAR-12-2023\Capítulo 4- Inversiones" (folio 27), "GEN ESPH\AP-15" (folio 47) y "INFORMACIÓN ADICIONAL\GENERACIÓN" (folio 124), que contempla las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión.

Así mismo se presenta el análisis de la liquidación del sistema de generación de la ESPH correspondiente los períodos 2021 y 2022, los cuales corresponde a la solicitud tarifaria tramitada bajo los expedientes ET-081-2019 según resolución

RE-0101-IE-2019 del 12 de diciembre de 2019 y ET-072-2021 según resolución RE-0076-IE-2021 del 10 de diciembre 2021, 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 6 y el archivo electrónico “PI_05_RES_ADIC_GEN_2024-2028 LDGA”) con los aspectos a incluir en el cálculo tarifario.

Es importante indicar que para el año 2023 la ESPH indica en el oficio GER-493-2023 del 13 de setiembre de 2023 como respuesta a la solicitud de información adicional tramitada bajo oficio OF-0837-IE-2023 que [...] “Para el año 2023 no se incorporan inversiones considerando que los recursos solicitados con las tarifas, por la fecha en que se esperarían ingresen, no estarán disponibles ser utilizados en proyectos de inversión o compra de equipo” [...], por lo que de parte del Proceso de Inversiones se recomienda revisar la base tarifaria y excluir cualquier activo que se declare para 2023.

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
Sistema de Generación, ESPH
2018-2022

Año	Monto reconocido	Monto ejecutado	Porcentaje de Ejecución
2018 (*)	685,82	134,69	19,64%
2019 (*)	1.920,58	76.209,40	3968,04%
2020 (*)	541,12	3.734,93	690,22%
2021 (**)	125,54	237,85	189,46%
2022 (***)	274,96	205,82	74,86%
Promedio			1216,84%
Ajuste según metodología (inciso 5.3)			100,00%

(*) Tomado del estudio técnico ET-072-2021

(**) Tomado Informe de Liquidación 2021

(***) Tomado Informe de Liquidación 2022

Como se puede observar, ESPH alcanza un porcentaje de ejecución del 1216,84%, el cual se ajusta al tope del 100%, según lo indica la metodología vigente.

ii. Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de generación.

Una vez analizada la petición de ajuste tarifario correspondiente a las adiciones del periodo 2024 presentado por ESPH, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, y las justificaciones presentadas por la empresa distribuidora, se determinó lo siguiente:

- ✓ *Existe una diferencia entre los parámetros económicos utilizados por ESPH respecto a los utilizados por la Aresep por una cuestión de fechas.*
- ✓ *El porcentaje de ejecución se determina en un 100%, de acuerdo con la metodología vigente.*
- ✓ *Se realizó la actualización de los índices, de acuerdo con la metodología vigente, quedando en un 98,20% para el periodo solicitado de 2024.*
- ✓ *Para el periodo 2024, ESPH no solicitó macro inversiones.*
- ✓ *Se aplica la actualización de índices a todas las líneas solicitadas para el periodo 2024*
- ✓ *Para el periodo 2024 respecto a las micro inversiones, esta IE consideró ajustar, por falta de justificación, las adiciones presentadas por ESPH en las siguientes líneas:*

	DATOS ESPH
Nombre del proyecto obra o requerimiento o cuenta empresa	2024
Operación Planta Jorge Manuel Dengo	
Compra de Bienes - Herramientas Mayores	€43,01
Operación Planta Los Negros I	
Compra de Bienes - Herramientas Mayores	€11,75
Compra de Bienes - Equipo de Misceláneo	€4,65
Compra de Bienes - Otros Equipos de Medición	
Operación Planta Tacares	
Compra de Bienes - Equipo de Misceláneo	€3,79
Compra de Bienes - Otros Equipos de Medición	€2,82
Compra de Bienes - Equipo de Comunicación	€5,61
Operación Planta Los Negros II	
Compra de Bienes - Equipo de Misceláneo	€8,99
Compra de Bienes - Equipo de Carga Pesada	€7,24
Total	€88,01

En el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según ESPH:

Cuadro N° 8

Sistema de Generación Propuesta ESPH de Adiciones (Millones de Colones)	
Rubro	Periodo
	2024
Macroinversiones	00,00
Microinversiones	1.030,52
Administración Generación	147,14
Planta General Corporativa	158,29
Adiciones totales	1.335,95

Fuente: Elaboración propia Aresep

En el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (deducidas las adiciones no reconocidas, ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):

Cuadro N° 9

Sistema de Generación Propuesta ARESEP de Adiciones (Millones de Colones)	
Rubro	Periodo
	2024
Macroinversiones	00,00
Microinversiones	926,07
Administración Generación	144,49
Planta General Corporativa	155,44
Adiciones totales	1.226,00

Fuente: Elaboración propia Aresep.

Por último se presenta la tabla con el porcentaje de reconocimiento por año, comparando el monto solicitado versus el monto reconocido.

Cuadro N° 10
Porcentaje de reconocimiento
respecto a lo solicitado

	Periodo
	2024
Porcentaje de Reconocimiento	91,77%

iii. Liquidación adiciones años 2021 y 2022.

Respecto a la liquidación de inversiones del año 2021, una vez analizada la información aportada por ESPH, esta IE considera que las justificaciones son adecuadas por lo que se procede al reconocimiento, excepto por el monto de ¢8,99 millones ya que fueron reconocidos por el INS, según página 32 archivo "2023 09 11 LIQ 2021 GEN (1)".

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2021, según ESPH:

Cuadro N°11

Sistema de Generación Liquidación de Adiciones ESPH 2021 (Millones de Colones)			
Rubro	Reconocido Aresep	Real ESPH	Diferencia
Macroinversiones	94,13		-94,13
Microinversiones	16,14	220,89	204,75
Administrativos			
Generación		03,98	03,98
Planta General	15,26	12,97	-02,29
Adiciones totales	125,54	237,85	112,31

Fuente: Elaboración propia Aresep.

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2021, según la IE:

Cuadro N° 12

Sistema de Generación Liquidación de Adiciones Aresep 2021 (Millones de Colones)			
Rubro			
	Reconocido Aresep	Real reconocido Aresep	Diferencia
Macroinversiones	94,13		-94,13
Microinversiones	16,14	211,90	195,76
Administrativos Generación		03,98	03,98
Planta General	15,26	12,97	-02,29
Adiciones totales	125,54	228,86	103,32

Elaboración propia Aresep

Respecto a la liquidación de inversiones del año 2022, una vez analizada la información aportada por ESPH, esta IE considera que las justificaciones son adecuadas por lo que se procede al reconocimiento.

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2022, según ESPH:

Cuadro N° 13

Sistema de Generación Liquidación de Adiciones ESPH 2022 (Millones de Colones)			
Rubro			
	Reconocido Aresep	Real ESPH	Diferencia
Macroinversiones			
Microinversiones	228,94	197,62	-31,31
Administrativos Generación			
Planta General	46,03	08,20	-37,83
Adiciones totales	274,96	205,82	-69,14

Fuente: Elaboración propia Aresep

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2022, según la IE:

Cuadro N° 14

Sistema de Generación Liquidación de Adiciones Aresep 2022 (Millones de Colones)			
Rubro			
	Reconocido Aresep	Real reconocido Aresep	Diferencia
Macroinversiones			
Microinversiones	228,94	197,62	-31,31
Administrativos Generación			
Planta General	46,03	08,20	-37,83
Adiciones totales	274,96	205,82	-69,14

Fuente: Elaboración propia Aresep.

iv. Retiro de activos del sistema de generación para el año 2024 y liquidación 2021 y 2022.

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo adjunto a la Carpeta GEN ESPH\AP-15, en el cual ESPH presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos listados correspondiente al periodo 2024. Los montos asociados a los retiros de del periodo se pueden consultar en el archivo en Excel “PI_05_RES_ADIC_GEN_2024-2028 LDGA”

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de activos retirados para el periodo de 2024:

Cuadro N° 15

Sistema de Generación Retiros ESPH (Millones de Colones)	
Rubro	Periodo
	2024
Valor al costo	235,76
Valor revaluado	01,48
Depreciación costo	142,53
Depreciación revaluada	01,48

Fuente: Elaboración propia Aresep

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el periodo de 2024 a nivel de auxiliar. Ver formulario “PI_06_RETIROS_Gen”. Esta IE reconoce los retiros presentados por ESPH para el 2024.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de activos retirados real para el año 2021:

Cuadro N° 16

Sistema de Generación Liquidación de retiros Aresep 2021 (Millones de Colones)			
Rubro			
	Reconocido Aresep	Real reconocido Aresep	Diferencia
Valor al costo	-	117,39	117,39
Valor revaluado	-	14,87	14,87
Depreciación al costo	-	60,80	60,80
Depreciación revaluada	-	14,87	14,87

Fuente: Elaboración de Aresep

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el año 2021 a nivel de auxiliar, ver formulario "PI_11_Liquidacion_Generación 2021". Esta IE reconoce los retiros presentados por ESPH.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de activos retirados real para el año 2022:

Cuadro N° 17

Sistema de Generación Liquidación de retiros Aresep 2022 (Millones de Colones)			
Rubro			
	Reconocido Aresep	Real reconocido Aresep	Diferencia
Valor al costo	44,62	23,38	-21,25
Valor revaluado	00,82	00,33	-00,49
Depreciación al costo	30,94	13,83	-17,12
Depreciación revaluada	00,79	00,32	-00,47

Fuente: Elaboración Aresep

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el año 2022 a nivel de auxiliar, ver formulario "PI_11_Liq_Inv_Generac_2022". Esta IE reconoce los retiros presentados por ESPH.

d. Retribución de Capital

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

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.

t_i = 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 transmisión. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
 VCP = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de transmisión 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:

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

En donde:

β_a = beta apalancada de la inversión.
 β_d = beta desapalancada.
 t_i = 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. 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 2022, 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, se utiliza la tasa con el mismo período de maduración (10 años) al que se calcula la prima por riesgo, la información se extrajo de la página de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la siguiente dirección: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

Se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **2,07%**. El cálculo de la IE es consistente con el cálculo empleado por ESPH.

Cuadro Nº 18
Tasa libre de riesgo

AÑO	TASA BONOS DEL TESORO (%)
2022	2,95%
2021	1,45%
2020	0,89%
2019	2,14%
2018	2,91%
PROMEDIO	2,07%

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

Beta desapalancada (β_d): se consideró el valor correspondiente al beta desapalancado (Unlevered beta) 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, de la Universidad de Nueva York en la dirección de Internet “<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>”.

Se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **0,37**.

Cuadro Nº 19
Coeficiente beta desapalancada

Utility (General)	BETA DESAPALANCADO
05 Enero 2023 (datos del 2022)	0,41
05 Enero 2022 (datos del 2021)	0,59
05 Enero 2021 (datos del 2020)	0,48
05 Enero 2020 (datos del 2019)	0,19
05 Enero 2019 (datos del 2018)	0,17
PROMEDIO	0,37

Fuente: Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran.

Es importante indicar que el cálculo de la IE difiere en relación con el presentado por ESPH dado que determinar el promedio de los 5 años según se muestra en el folio 27 del ET-060-2023 carpeta “GENER_ESPH\EEC-ETAR-12-2023\Capítulo 5-Redito” archivo en Excel “IE-RE-7745_Redito_Gen_2023” hoja de cálculo “Beta desapalancada” en la series de información ESPH omite la consulta del 05 de enero 2022 (datos 2021) utilizando la información de los siguientes años para determinar el beta desapalancado: información del 05 de enero 2023 (datos 2022), 05 de enero 2021 (datos 2020), 05 de enero 2020 (datos 2019), 05 de enero 2019 (datos 2018), 05 de enero 2018 (datos 2017).

Tasa impositiva (tt): Es igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).

Valor de la deuda (VD): se consideró un monto de ¢78 682,01 millones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2022).

Cuadro Nº 20
Valor de la deuda (VD)
Datos en millones

Actividad de Generación a Diciembre 2022					
Crédito	Monto	Peso relativo	Tasa interés	Tasa ponderada	Detalle
4-3-30560254	3 842,58	5%	9,02%	0,44%	Planta Tacaes
202-3-30689905	654,07	1%	9,00%	0,07%	Planta Tacaes
21-017-071738-0	1 187,38	2%	9,24%	0,14%	Subestación móvil P.H. Los Negros 2
21-017-072215-1	1 891,63	2%	9,24%	0,22%	Jorge Manuel Dengo
1-594-01-02-5994527	23 784,02	30%	9,12%	2,76%	P.H. Los Negros 2
202003-31025037	23 562,75	30%	9,12%	2,73%	P.H. Los Negros 2
21-017-073255-5	23 759,54	30%	9,24%	2,79%	P.H. Los Negros 2
Total del periodo	Ø78 682,01	100%		9,16%	

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ESPH proporcionados en el ET-060-2023

Es importante advertir que el nivel de endeudamiento que registra ESPH en el sistema de generación es elevado, situación que podría implicar, dependiendo de la gestión que se realice, un riesgo para la estabilidad de la empresa. La información aportada por la empresa advierte sobre la necesidad de que en el corto plazo la empresa adopte acciones para mejorar su salud financiera.

Si se compara el total del pasivo del sistema de generación según los estados financieros auditados al 2022 la deuda total es de Ø81 560 986 646,00 entre el total de los activos del sistema de generación que es de Ø87 540 876 594,00 el nivel de endeudamiento es del 93% lo cual refleja un problema en el apalancamiento del sistema de generación de energía eléctrica de acuerdo a lo establecido en el artículo 2 de la ley 8345

[...]

*Artículo 2º—**Definiciones.** Para los efectos de la aplicación de esta Ley, se define la siguiente terminología: [...]*

[...]

d) Cooperativa de Electrificación Rural: Asociación cooperativa creada para solucionar primordialmente el problema común de la falta de energía eléctrica en las áreas rurales, así como su distribución y comercialización, a saber: Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural

de los Santos, R. L., Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R. L., Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica, R. L. (CONELÉCTRICAS, R. L.), constituido por las asociaciones cooperativas de electrificación rural. Esta definición comprenderá también las demás cooperativas de electrificación rural que se constituyan en el futuro.

e) Empresa de servicios públicos municipales: Organización creada para solucionar el problema de los servicios públicos, primordialmente el de la energía eléctrica, en su área de concesión, mediante proyectos y actividades, no sujetos a límites presupuestarios, ni a regulaciones de ningún tipo en materia de endeudamiento y de inversiones públicas, establecidas en cualquier ley o decreto, que aplique la Autoridad Presupuestaria, el Banco Central de Costa Rica o el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.

Para el cumplimiento de los fines establecidos en esta Ley, las empresas de servicios públicos municipales están facultadas para negociar, contratar y ejecutar, de manera autónoma, endeudamientos internos, de mediano y largo plazo, **hasta un nivel de endeudamiento máximo del cuarenta y cinco por ciento (45%) en relación con sus activos totales**². El endeudamiento se calculará con base en el total consolidado del valor de los activos totales cada empresa al 31 de diciembre del año anterior; para el cálculo se excluyen los pasivos de corto plazo. Los cambios en el pasivo total de cada empresa, consecuencia de las variaciones en los tipos de cambio, no serán considerados para efectos de medir la variación neta del pasivo total para el cálculo del nivel de endeudamiento regulado en este artículo. Cuando las empresas requieran incrementar su endeudamiento, en un porcentaje mayor que el estipulado en este inciso, previamente deberán ser autorizadas por el Banco Central.

[...]

En relación a lo anterior ante una consulta de la ESPH, la Procuraduría General de la República, mediante dictamen 256 del 20 de noviembre de 2022 concluye:

[...]

B. CONCLUSIÓN

De conformidad con las consideraciones anteriores, es criterio de la Procuraduría General de República que:

² El subrayado no es parte del original.

1. La naturaleza pública de las empresas de servicios públicos municipales –entre las que se cuenta a la ESPH– y de los fondos que administran, así como la configuración legal de sus competencias, en este caso, por las leyes 8345 y 7789, denota la necesidad de una regulación habilitante del legislador para aquellas operaciones que puedan comprometer su sostenibilidad financiera, como puede ser el nivel de endeudamiento permitido, en garantía de la continuidad en la prestación de los servicios públicos que tienen encomendados y del interés público.
2. De ahí que la previsión del artículo 2, inciso e), de la Ley n.º 8345, deba entenderse como una autorización a las empresas municipales para poder elevar su grado de endeudamiento hasta un nivel máximo del 45% de sus activos totales en inversiones enfocadas en el servicio público de suministro de energía eléctrica que prestan.
3. Esta autorización de apalancamiento hasta por el porcentaje dicho no abarca las demás actividades que las empresas municipales y, concretamente, la ESPH, tengan encomendadas, como el suministro de agua potable, alcantarillado pluvial y sanitario y los servicios de telecomunicaciones. [...]

Valor del capital propio o patrimonio (VCP): se consideró un monto de \$5 979,89 millones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2022), tal y como lo establece la metodología vigente

Coefficiente beta apalancada (β_a): A partir de los datos anteriores, se obtiene una relación deuda y capital propio de 13,16 con lo cual la beta apalancada corresponde a **5,20**. El beta apalancado calculado por ESPH es de 4,49, producto que omitieron los datos del 05 de enero 2022 en la serie de tiempo para determinar el beta desapalancado.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran de la Universidad de Nueva York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, se utilizó la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia

pública. El promedio obtenido es de **5,21%**. El cálculo de la IE es consistente con el cálculo empleado por ESPH.

Cuadro Nº 21
Prima por riesgo

AÑO	PRIMA POR RIESGO
2022	5,94%
2021	4,24%
2020	4,72%
2019	5,20%
2018	5,96%
PROMEDIO	5,21%

Fuente: Intendencia de Energía con datos de 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 **29,17%**.

Cuadro Nº 22
Costo del capital propio

Donde:		
K_e	= Costo del capital propio / CAPM	
K_i	= Tasa libre de riesgo.	2,07%
PR	= Prima de riesgo	5,21%
B_a	= Beta apalancada	5,20
$K_e = 29,17\%$		

Fuente: Intendencia de Energía.

El cálculo realizado por ESPH es de 25,46% por lo indicado anteriormente del beta desapalancado.

La tasa de rédito para el desarrollo (R_d) 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 financiero de ESPH generación, siendo el último período contable disponible a marzo 2023, tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **9,65%**.

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 **11,03%**.

Cuadro Nº 23
Tasa de rédito para el desarrollo

$R_k = R_d (1-t_i) [VD/A] + K_e [VCP/A]$			
<i>Donde:</i>			
R_k	= Tasa de rédito para el desarrollo / WACC		
R_d	= Costo del endeudamiento	9,65%	
K_e	= Costo del capital propio / CAPM	29,17%	
		¢ millones	%
D	= Valor de la deuda	78 682,01	93%
P	= Valor del capital propio	5 979,89	7%
A	= Valor total de los activos ($D + P$)	84 661,90	100%
$R_k = 11,03\%$			

El cálculo realizado por ESPH es de 10,77% por lo indicado anteriormente del beta desapalancado.

e. Base tarifaria

A continuación, se muestra el cálculo de la base tarifaria para el servicio de generación de energía eléctrica.

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la base tarifaria se obtiene según la siguiente ecuación:

$$BT = AFNORP + CT$$

Donde:

- BT = Base tarifaria.
- $AFNORP$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio
- CT = Capital de trabajo

i. Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP)

En lo que resulta al método de cálculo para el reconocimiento del AFNORP, se realizó según lo indicado en la resolución RJD-141-2015, siendo lo siguiente:

[...]

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado según el último estado auditado o el disponible, o calculado mediante este último cuando el período de fijación es posterior al año en que se analiza la misma y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 27})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado al inicio del periodo t (ver fórmula 28).

$AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado estimado para el período $t+1$ (ver Fórmula 29).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente (NIIF), considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las fórmulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar

el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado ($AFNOR_t$)

El activo fijo neto en operación reevaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 28})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $AFNOR_t$ = Activo fijo neto en operación revaluado del período t .
- AFC_t = Total de activos fijos al costo del servicio de generación eléctrica para el período t .
- AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de generación eléctrica para el período t .
- DC_t = Depreciación del activo al costo para el período t .
- DR_t = Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 29})$$

Donde:

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del período $t+1$.

AFC_{t+1} = Total de activos fijos al costo del servicio de generación eléctrica para el período $t+1$ (ver fórmula 29.1).

AFR_{t+1} = Total de activos fijos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 29.2)

DC_{t+1} = Depreciación del activo al costo para el período $t+1$ (ver fórmula 33)

DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados para el período $t+1$ (ver fórmula 36).

- El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \quad (\text{Fórmula 29.1})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFC_{t+1} = Activo fijo al costo al mes de diciembre del período $t+1$.

AFC_t = Activo fijo al costo al inicio del periodo t .

AD = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo.

RA_{cto} = Retiro de activos al costo (ver apartado 5.3 referente a los criterios para el retiro de activos).

TA_{cto} = Traslado de activos al costo.

cto = Al costo

- El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 29.2})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- AFR_{t+1} = Activo fijo revaluado para el período $t+1$.
- AFR_t = Activo fijo revaluado al inicio del periodo t .
- RA_r = Retiros de activos revaluado.
- Rev = Revaluación de activos del período que estará vigente la tarifa (ver fórmula 29.3).
- TA_r = Traslado de activos revaluados.
- r = Revaluado

▪ **Revaluación de activos:**

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 29.3})$$

Donde:

- t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
- IR = Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
- AFC_t = Activo fijo al costo, saldo inicial para el período t .
- AFR_t = Activo fijo revaluado, saldo inicial para el período t .
- RA_{cto} = Retiro de activos al costo.
- RA_r = Retiros de activos revaluado.

TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 30})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

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). Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 31})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IR_E = Índice de revaluación de activos externo.
 $IPUSA_t$ = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período t .
 $IPUSA_{t+1}$ = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del período $t+1$.
 $Tcve_{t+1}$ = Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado.
 Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
 Tcv_t = Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria.
 $\% C_e$ = Porcentaje de componente del gasto externo.
 E = Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos se utiliza como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

IR = Índice de revaluación compuesto.
 IR_L = Índice de revaluación de activos local.
 IR_E = Índice de revaluación de activos externo.
 L = Local.
 E = Externo.
 com = Compuesto.

▪ Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31

		de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
DC_{t+1}	=	Depreciación al costo, al mes de diciembre del período $t+1$.
DC_t	=	Depreciación al costo para el período t .
RD_c	=	Retiro de activos depreciados al costo.
Dep	=	Depreciación. (ver fórmula 34)
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
cto	=	Al costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Dep	=	Depreciación.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo. (ver fórmula 35)
AFC_t	=	Activo fijo al costo para el período t .
AD	=	Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico. del plan de inversiones respectivo.
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
cto	=	Al costo

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo
 VAR = Valor de rescate
 VU = Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \text{ (Fórmula 36)}$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 DR_{t+1} = Depreciación acumulada revaluada para el período $t+1$.
 DR_t = Depreciación revaluada para el período t .
 RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.
 Dep_r = Depreciación revaluada (ver fórmula 37).
 Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.
 TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.
 r = Revaluado.

Cálculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TD_{ac} * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \text{ (Fórmula 37)}$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 TD_{ac} = Tasa de depreciación.
 AFR_t = Activo fijo revaluado para el período
 RA_r = Retiros de activos revaluado.

TA_r = Traslado de activos revaluados.
 r = Revaluado.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.

Cálculo de la revaluación de la depreciación revaluada

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \quad (\text{Fórmula 38})$$

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.

IR = Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.

DC_t = Depreciación al costo, al mes de diciembre según el último estado auditado o el disponible o calculado mediante este último cuando el período

de fijación es posterior al año en que se analiza la misma.

DR_t = Depreciación revaluada para el período t .

RD_{cto} = Retiro de activos depreciados al costo.

RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.

TD_{cto} = Traslados depreciados al costo.

TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.

cto = Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del período en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).[...]

Para el cálculo del AFNORP, la IE consideró elementos como el estado financiero auditado a diciembre 2022, así como el auxiliar de activos fijos, el formulario de cálculo de base tarifaria aportado por ESPH “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028” y la propuesta de distribución del gasto administrativo presentado por ESPH en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”.

Al respecto, señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los datos reportados por la empresa generadora de electricidad, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a, b y d de la Ley 7593 y la metodología RJD-141-2015, la información aportada por ESPH es el insumo principal para el presente cálculo del AFNORP.

La información reportada en el formulario “IE-RE-7723_Generac_2022” se revisó contra lo reportado en el estado financiero auditado para el segmento de generación, es importante indicar que se presentaron las siguientes inconsistencias en la información presentada por la empresa:

- 1. Según el estado financiero auditado en la página 85, Nota 47 Hechos Relevantes se indica que en el 2020 se constituyó una nueva subsidiaria de la ESPH denominada Desarrollo De Servicios Inteligentes INNOVE Sociedad Anónima con cédula jurídica 3-101-798679. El cual tiene como objetivo la prestación de servicios no regulados de construcción, mantenimiento y logística relacionados con la Gestión, implementación y comercialización de servicios de energía eléctrica, agua potable, agua residual, telecomunicaciones y servicios en convergencia, nacional e internacional, así como servicios de asesoramiento, consultoría, capacitación, promoción, fideicomisos, otorgar fianzas y garantías.*

En diciembre 2022, la ESPH e Inversiones Eólicas de Costa Rica (IECR) firmaron el contrato de desarrollo y compra de energía que dará inicio al desarrollo del Proyecto Eólico El Quijote (PEEQ), el cual consiste en la construcción y puesta en operación de una planta de generación de energía eólica a través de la instalación de varios aerogeneradores dentro de la propiedad adquirida para este fin, en total estará conformado por los 8 aerogeneradores con una potencia de 4200 kW por equipo, teniendo como objetivo la producción de energía en la época seca, con energía renovable.

Este proyecto que se desarrollará en Guayabo de Bagaces, Guanacaste e inició su fase de estudios preliminares en el año 2021 con la contratación de la empresa Cassal Consultores en asociación con Marostica S.A. con el fin de generar el estudio de viabilidad del proyecto.

Es importante indicar que el Proyecto Eólico El Quijote se encuentra en etapa de desarrollo no es un proyecto en este momento útil y utilizable además es un proyecto que será operado por un tercero, por lo que no se debe incorporar en base tarifaria, sin embargo ESPH pretendía trasladar a base tarifaria dentro de la categoría de Equipo misceláneo ₡36,67 millones, monto que esta Intendencia no incorpora dentro del cálculo por las razones antes indicadas.

2. Según la nota 5 del estado financiero auditado página 26 se indica el estado de situación real y proyectado de la PH Tacares, el cual es importante mencionar que el mismo es propiedad de INCOFER y por medio un contrato celebrado entre las partes, ESPH tiene la faculta de operación de la planta, sin embargo, según lo mostrado en el estado auditado dicho proyecto presenta pérdidas en el año 2022 hasta el 2024, afectando la rentabilidad y estabilidad del sistema de generación, un sistema que ya presenta una situación complicada por el financiamiento de Los Negros II. ESPH está proyectando inversiones adicionales al proyecto, sin embargo dentro de sus activos registrados no consta los terrenos, poniendo en riesgo ante un eventual cese del contrato las inversiones realizadas a la planta y afectando significativamente el equilibrio del sistema de generación.

a) Proyecciones de resultados del proyecto

Con las mejoras en los costos financieros del proyecto, este se vuelve financieramente estable, a nivel de la ESPH, no así para el negocio de Generación, por cuanto las tarifas aprobadas para este negocio no son suficientes para cubrir todos los costos asociados al proyecto.

Estados de Resultados proyectado de la Planta Hidroeléctrica de Tacares					
Periodos 2022-2026					
(colones costarricenses)					
	2022	2023	2024	2025	2026
<u>Ingresos por servicios</u>					
Ingresos Generados PHT	₡1,441,449,265	₡1,473,301,209	₡1,511,180,164	₡1,558,707,825	₡1,568,151,595
Otros ingresos	0	0	0	0	0
Total de ingresos	₡1,441,449,265	₡1,473,301,209	₡1,511,180,164	₡1,558,707,825	₡1,568,151,595
Gastos de Operación	1,199,251,554	1,238,826,855	1,279,708,142	1,321,938,510	1,365,562,481
Utilidad Bruta	₡242,197,711	₡234,474,354	₡231,472,022	₡236,769,315	₡202,589,114
Gastos de Administración	17,068,641	18,413,650	19,864,646	21,429,980	23,118,663
Utilidad de Operación	₡225,129,069	₡216,060,703	₡211,607,376	₡215,339,334	₡179,470,451
Intereses y Comisiones	416,475,557	389,315,651	351,975,532	70,076,509	62,272,581
Gastos por diferencial cambiario	13,402	13,402	13,402	13,402	13,402
Utilidad (Pérdida) Neta	(₡191,359,889)	(₡173,268,350)	(₡140,381,557)	₡145,249,424	₡117,184,468

3. Se reclasificó el activo 02-000913 “ampliación de bodega para guardar herramientas (Los Negros)” que se encuentra registrado en el auxiliar de activos de ESPH en la categoría de Terrenos a la categoría edificios y estructuras.
4. Se eliminó el activo 27-005713 “camilla de masajes”, así como se eliminaron de base tarifaria los activos con valor en libros “cero”, así como aquellos que alcanzaron su valor residual; el activo 27-005713 al considerarse que no tiene relación con el servicio público de generación de energía eléctrica, así como lo establece el artículo 3 inciso b de la Ley 7593 que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la misma ley que 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. Y 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.
5. Dentro del documento “IE-RE-7723_Generac_2022” lo mostrado en la hoja “Reporte de activos” no se logró conciliar en su totalidad con lo reportado en el estado financiero auditado (en el formulario sumando el total de valor en libros al costo y revaluado de los activos producidos y donados da un total de ¢82 796,18 millones, mientras que el auditado la línea de propiedad planta y equipo suma ¢77 829,70 millones y por aparte se presenta una línea denominada Planta Hidroeléctrica Tacares con un saldo de ¢4 968,43 millones. La suma de ambas líneas del auditado no es igual a lo mostrado en el formulario en mención). Sin embargo, lo mostrado en el formulario “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028” es similar a lo reportado en el estado auditado, por lo que esta Intendencia considera los valores reportados en este último formulario.

6. En el documento “IN-20-EEC-2023 Estudio Generación 2024-2028 act-firmado” (página 22) ESPH indica utiliza las depreciaciones establecidas por la Aresep, sin embargo, en el análisis se encontraron categorías de activos con una vida útil distinta a lo establecido por esta Intendencia, se procedió a realizar el cambio en las siguientes cuentas de activos:
- a. Embalse, en el formulario “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028” ESPH indicaba en la línea 12 hoja “Año Base” una vida útil de 40 años y en la línea 207 50 años, sin embargo, en lo establecido por el ente regulador a la categoría de Embalse corresponde a 60 años, esta Intendencia realizó el cambio de vida útil.
 - b. Luminarias Led, ESPH registra en la línea 12 y 86 hoja “Año Base” una vida útil de 15 años, esta Intendencia realiza el cambio a 20 años.
 - c. En la línea 46 y 94 hoja “Año Base” categoría de activos “sistema de servicio propio (planta de emergencia), correspondiente a la P.H. Los Negros 1, la empresa reportó 7 años, esta Intendencia hace el cambio a 30 años.

Para la asignación de los activos administrativos se reconoció en generación un 8,50% de planta general según lo reportado por ESPH en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”.

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

Las adiciones y retiros de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado III, inciso 2.c. del presente informe técnico. Sin embargo, con los retiros se presentaron cuentas que al incluir el monto del retiro la cuenta quedaba negativa, o que incluían retiros revaluados pero las cuentas no poseían revaluación por lo que en esos casos se ajustó manualmente el retiro de tal manera que no quedarán cuentas sobregiradas.

De igual forma se presentaron cuentas que en el transcurso de los años de la proyección el gasto por depreciación alcanzó el valor total del activo, en esos casos se dejó de proyectar la depreciación para evitar que las cuentas quedarán con la depreciación acumulada mayor al valor del costo.

Para el año 2023 ESPH no reportó retiros por lo que se aplicó lo indicado en la metodología tarifaria en el apartado 5.3.2 Determinación de los retiros:

[...]

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- *Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.*
- *En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.*
- ***Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.***
- *Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en la partida de gasto por concepto de “perdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.[...]³*

Es importante indicar que ESPH no aplica la revaluación de activos, siendo que en el documento “IN-20-EEC-2023 Estudio Generación 2024-2028 act-firmado” la empresa indica:

6.1.2 ÍNDICES DE REVALUACIÓN DE ACTIVOS PARA PROYECCIONES

Para el presente estudio tarifario no se asigna la revaluación de activos.

Y en el oficio GER-448-2023, respuesta a la prevención, del folio 48 al 63 la empresa indica que no está aplicando revaluación de activos

³ El subrayado no es parte del original

Punto 3.2.z.

- z. En el formulario "IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria" la empresa eliminó la hoja de instructivo e indicadores económicos, siendo esta última importante para el cálculo de los Índices de revaluación de la base tarifaria; lo cual provoca que las variables "IRL" e "IRE" se muestran como valores y no permiten la trazabilidad. Las hojas de cálculo que se incorporan en todos los formularios de la resolución RE-032-2019 no deben modificarse, en consecuencia, estas variables deben aportarse con las fórmulas y vínculos relacionados a la hoja de indicadores económicos, tal y como lo dispuso la resolución citada. Así mismo en el cálculo de la base tarifaria de la liquidación 2021, no se presentan todos los componentes y fórmulas que se indican en la metodología RJD-139- 2015 que son necesarios para el análisis correspondiente.

Por lo anterior, se requiere que se presente el formulario según se indicado en la resolución RE-032-2019.

RESPUESTA Se adjunta el Formulario "IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028", con la hoja de indicadores económicos, no obstante, cabe señalar que las variables "IRL" e "IRE" se muestran como valores dado que la empresa no está aplicando revaluación de activos.

En cuanto al período liquidado 2022, se debe aclarar que el formulario "IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria", como su nombre lo indica, se utiliza para la estimación de la base tarifaria, por lo cual en el caso de liquidación tarifaria no aplica, puesto que se presenta como dato informativo para detallar las cifras y cuentas que componen la Base Tarifaria del período a liquidar 2022, de forma que pueda ser comparado con el monto avalado por el Ente Regulador para el período señalado.

Es importante señalar que las cifras mostradas para efectos de la liquidación de la Base Tarifaria se concilian con los saldos presentados en Estados Financieros Auditados al cierre de cada año.

Punto 3.2.aa.

aa. En el Por Tanto 1 inciso d. de la RE-032-2019 se indica:

"d. Para la obtención de la base tarifaria, presentar una explicación detallada de cada uno de los elementos involucrados en el cálculo: valor al costo y revaluado por activo, método utilizado para la revaluación y su cálculo, cuando corresponda, en el caso de la utilización de índices el cálculo del componente local y externo, cálculo de la depreciación (al costo y revaluada) con el desglose de las tasas."

Se requiere que se presente lo indicado anteriormente para la liquidación de base tarifaria.

RESPUESTA Como se ha señalado en puntos anteriores, en el caso de las liquidaciones tarifarias, el detalle de la Base Tarifaria se presenta como dato informativo para mostrar las cifras y cuentas que la componen, de forma que pueda ser comparado con el monto avalado por el Ente Regulador para el período señalado. De igual forma cabe aclarar que para los períodos 2021-2022 la ESPH S.A. no aplica revaluación de activos.

Esta Intendencia considera mantener como valor "0" la revaluación de activos y no imputar un dato que afectará la tarifa al usuario final, al ser un dato que no es requerido por la empresa generadora del servicio eléctrico, aplicando la lógica, la ciencia y la técnica y en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio

financiero establecidos en la Ley N.º 7593 no se procede a estimar la revaluación de activos.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación revaluado promedio calculado por la IE es el siguiente:

Cuadro N° 24
Cálculo del AFNORP 2024
Intendencia de Energía
(millones)

Planta / Año	2 023	2 024
Jorge Manuel Dengo	¢4 167 269 578	¢4 228 511 973
Los Negros 1	¢3 229 425 148	¢3 186 135 907
Los Negros 2	¢68 407 316 107	¢67 069 245 395
Tacares	¢73 426 953	¢638 880 354
PG Generación	¢28 641 853	¢26 561 894
Administrativos	¢175 779 401	¢316 128 343
AFNOR	¢76 081 859 039	¢75 465 463 866
AFNORP	¢76 959 134 645	¢75 773 661 453
Afnorp IE millones		¢75 774

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-060-2023.

Cuadro N° 25
Cálculo del AFNORP
Comparativo IE versus ESPH
Período 2024
(Datos en millones)

AFNORP	2 024
IE	¢75 774
ESPH	¢75 741
Diferencia	-¢33

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-060-2023.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan en el archivo “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028”.

La diferencia entre los cálculos de la IE respecto a lo presentado por la empresa obedece principalmente a:

- La IE consideró las adiciones y retiros el cual se detallan en el apartado 2, inciso c de inversiones. En los casos que la cuenta quedaba negativa por el reconocimiento del retiro o el gasto por depreciación se realizaron los ajustes para que no quedará sobregirada la cuenta.*
- Se cambiaron las vidas útiles a los activos con valores distintos a los establecidos por la IE.*
- Se eliminó del cálculo los activos con valor en libros cero, así como aquellos que alcanzaron su valor residual.*
- Se presentan diferencias con los retiros, lo reportado por ESPH en inversiones en comparación a los retiros reportados por ESPH en el formulario de base tarifaria a manera de ejemplo, en el documento “PI_05_RES_ADIC_GEN_2024-2028” se reportan retiros para el 2024 al costo por ¢235,76 millones, revaluado por ¢1,48 millones, depreciación al costo por ¢142,53 millones y depreciación revaluada por ¢1,48 millones, mientras que en el formulario “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028” aportado por ESPH, para el 2024 reportan retiros al costo por ¢226,51 millones, revaluado por ¢0,97 millones, depreciación al costo por ¢140,84 millones y depreciación revaluada por ¢0,96 millones, la diferencias se dan en información brindada por ESPH en el mismo estudio tarifario y estas diferencias se presentan en los restantes años proyectados.*

ii. Depreciación:

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

Se tomó las vidas útiles aportadas por la empresa en el archivo “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028” en concordancia con lo resuelto por el área técnica en materia de inversiones en cuanto a las vidas útiles que aplican al sistema de generación.

Así mismo en la columna “Depreciación (periodo T+1)” ESPH en algunas líneas de categorías de activos realizan ajustes “manuales” incluyendo datos como valores sin ninguna justificación, ni trazabilidad de estos, como se muestra en la siguiente imagen:

Generación Proyección 2023		Depreciación (período T+1)
8		
34		
37	PLANTA JORGE MANUEL DONGO OBREGON	EQUIPO DE BOMBEO EQUIPO DE COMUNICACIÓN EQUIPOS Y HERRAMIENTAS MAYORES EQUIPO DE MISCELÁNEO SISTEMAS DE CONDUCCIÓN DE AGUA (TOMA DE AGUA PRINCIPAL)
69		
99	PLANTA LOS NEGROS	
100	ADMINISTRACIÓN PLANTA JORGE MANUEL DONGO	
174	ADMINISTRACIÓN LOS NEGROS I	
195	ADMINISTRACIÓN TACARES	
200		
204		

Así las cosas, esta Intendencia, para todos los años proyectados aplicó la fórmulas de depreciación del período (DEP) y la depreciación revaluada (Dep r) según indica la metodología vigente, utilizó las tablas de vidas útiles reportadas por ESPH en concordancia con las establecidas por los técnicos en materia de inversiones de la IE, dando como resultado el siguiente gasto por depreciación:

Cuadro N° 26
Cálculo del Depreciación IE
Período 2024

Planta / Año	2 024	
	Depreciación costo	Depreciación revaluada
Jorge Manuel Dengo	¢132 082 688	¢8 952 590
Los Negros 1	¢86 271 679	¢37 543 794
Los Negros 2	¢1 450 573 249	¢0
Tacares	¢26 163 580	¢428
PG Generación	¢3 820 257	¢120 580
Administrativos	¢18 027 422	¢639 516
Total depreciación	¢1 716 938 876	¢47 256 907
Millones	¢1 717	¢47

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-060-2023.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario para el gasto por depreciación versus lo que reportan en el archivo “IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028”.

iii. Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Se consideró el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, considerando las discrepancias en el tratamiento de retiros que se indican en los apartados anteriores.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para los diferentes años de proyección.

iv. 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.

Esto fue confirmado por la ESPH en la respuesta a la prevención oficio GER-448-2023, ítem 1.3.e., en el que señaló: “para el servicio de generación, la ESPH S.A. omite el cálculo del Capital de Trabajo, siendo que se trata de cuentas por cobrar entre negocios.

Por otra parte, cabe señalar que, según Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2021, el sistema de Generación no presenta cuentas por cobrar.”

Se verificaron los estados financieros tanto del 2021 como del 2022 y se comprueba que efectivamente no corresponde realizar un cálculo para capital de trabajo porque la ESPH no presenta cuentas por cobrar, por lo que tampoco corresponde incluir ningún monto por este concepto en las proyecciones.

f. Análisis financiero

i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones

Los criterios utilizados por la IE para liquidar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación (2021 y 2022) son:

- Garantizar el equilibrio financiero del sistema de generación de energía eléctrica, bajo el principio del servicio al costo.*
- Procurar el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, necesarios para prestar en forma óptima del servicio público de generación de energía eléctrica.*

- *Para el análisis de los gastos del sistema de generación correspondientes a los periodos 2021 y 2022, se utilizaron los estados financieros auditados con corte a diciembre 2021 y 2022.*
- *Para la liquidación del 2021, 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.*
- *Para la liquidación del 2022, las tarifas vigentes fueron fijadas mediante la resolución RE-0076-IE-2021, tramitada bajo el expediente administrativo ET-072-2021, los archivos de cálculo correspondientes constan a folio 381. De la revisión del expediente se logró identificar:*
 - ✓ *El respaldo de los cálculos que sustentan la resolución RE-0076-IE-2021, se ubica en el anexo 6, archivo denominado Ordinario, hoja de cálculo Estados de Resultados final.xlsx, y se encuentran los datos pormenorizados de las cuentas de operación y mantenimiento, los datos pormenorizados de las cuentas de administración y las depreciaciones.*
 - ✓ *Los montos correspondientes a amortizaciones, pérdidas por deterioro y desvalorización de activos, fueron analizados con otros archivos.*
- *Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos respecto al indicador económico de proyección correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.).*

- *Para la liquidación tarifaria del 2021, la base a utilizar fue el cálculo que sustenta la resolución RE-0101-IE-2019 (ET-081-2019) y para el 2022 el cálculo que sustenta la resolución RE-0076-IE-2021 (ET-072-2021), mediante los que se ajustaron las tarifas vía ordinaria del sistema de generación para cada año señalado según corresponda.*
- *Se analizaron los formularios de costos y gastos, donde se procedió a analizar las variaciones entre el dato estimado y el gasto real reportado por ESPH de conformidad con las justificaciones y los respaldos aportados.*
- *Para todas aquellas cuentas que no fueron proyectadas por la IE vía ordinaria y la empresa muestra erogaciones en el proceso de liquidación, se aplicará el siguiente criterio: a) Se procede a analizar las justificaciones presentadas, si la Intendencia considera que esos gastos eran predecibles, porque son gastos ordinarios, no se reconoce el gasto en liquidación. b) Caso contrario, si responden a un evento de la naturaleza no controlable o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, se considera que corresponde a un caso fortuito o fuerza mayor, en consecuencia, se procede a reconocer dicho monto.*
- *Se consideró lo indicado por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) en el oficio OF-0296-CDR-2023, mediante el cual se desarrolla algunas aclaraciones del oficio OF-0508-CDR-2020, específicamente sobre las variables que se deben liquidar en los procesos ordinarios, en lo que interesa, se indicó:*

[...] se evidencia que la formulación solo contempla la liquidación de ingresos y gastos; adicionalmente, se recalca que las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria” no son mencionadas en ninguna parte de este apartado.

Adicionalmente, se resalta que para realizar la liquidación de los ingresos (Fórmula 6) se emplea la diferencia entre los ingresos totales reales durante el período a liquidar y los ingresos totales estimados. En la metodología RJD-140-2015, los “ingresos totales estimados” se basan en los “Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados”, “la tasa de rédito para el desarrollo” y “la base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo”, esto se evidencia en la fórmula 3 de esta metodología como se observa a continuación:

“(…)

$$IT = COMA_{t+1} + (R_{tv,t+1} * BT_{t+1}) \text{ (Fórmula 3)}$$

Donde:

- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
 IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por transmisión de energía y otros ingresos que se generan producto del servicio (ver fórmula 8).
 $COMA_{t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).
 $R_{tv, t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.
 BT_{t+1} = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII, fórmula 29).
 tv = Tarifas vigentes.
“(…)”

De esta forma, la variable “Ingresos totales estimados” que se incluye en el proceso de liquidación, ya considera en su proceso ordinario de estimación a las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria”; por tanto, las desviaciones en el proceso de estimación de estas variables pueden verse reflejadas en la liquidación de los ingresos dado que influyen en la estimación de una de las variables empleadas y, si se incluye su liquidación, puede resultar en duplicaciones.

Como conclusión de lo anterior: la sección “Liquidación del período anterior” **solo considera las liquidaciones de gastos e ingresos⁴. [...]**

Así las cosas, está Intendencia solo consideró las variables de ingresos y gastos en el proceso de liquidación.

⁴ El subrayado no es parte del original

- 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 vigentes durante el año a liquidar, se valora la justificación y evidencia aportada y se analiza cada caso de manera particular.
- Para efecto de las cargas sociales, a los montos de salarios se les aplicó los siguientes porcentajes según correspondía:

Concepto	2021	2022
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,25%	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	26,50%	26,50%

Fuente: Intendencia de energía

- Para las cuentas contables que se originan en el reconocimiento de una provisión o estimación de un gasto, como por ejemplo vacaciones o prestaciones legales, esta Intendencia comprende que las empresas deben realizar sus registros contables de conformidad con lo que establece la normativa correspondiente, no obstante, regulatoriamente 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.
- El canon de regulación fue actualizado cada año, según el monto erogado y distribuido de conformidad con los ingresos reales correspondientes al sector de energía eléctrica.

ii. Criterios regulatorios aplicados para las proyecciones

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

- En lo que respecta al ordinario del 2024 se proyectaron algunos costos considerando los datos con corte a diciembre 2022, con los ajustes correspondientes a su liquidación y la eliminación de los costos no recurrentes, más la inflación correspondiente a cada año (2023 y 2024) y otros gastos tuvieron una proyección específica, en este informe únicamente se abordarán las cuentas que tienen alguna condición diferente a lo expuesto en este criterio.*
- Los indicadores de tipo de cambio y factor de actualización local utilizados en la estimación de costos y gastos proyectados son los detallados en la sección 2.a “Parámetros utilizados”.*
- Se verifican los datos incluidos en los formularios regulatorios con el fin de identificar que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes, determinando que la ESPH no realizó esta separación.*
- La empresa no presentó gastos extraordinarios a incluir para los períodos de proyección.*
- 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 2022 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.*

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

Concepto	2023	2024
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,42%	5,42%
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	26,67%	26,67%

Fuente: Intendencia de energía

- En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se consideraron los inductores o drivers de la ESPH (generación: 8,50%), analizando los conceptos de gastos de manera individualizada.

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 en el cálculo del análisis de la información remitida por la empresa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2021 y 2022:

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

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 las 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.

Está Intendencia por su parte revisó y analizó las justificaciones suministradas por ESPH, siendo que, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, que reza:

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 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 que 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.

Se reitera que, las tarifas vigentes en el 2021, fueron fijadas mediante la resolución RE-0101-IE-2019 tal y como se muestra en el ET-081-2019, en lo que corresponde a los gastos, la IE elaboró el informe IN-0146-IE-2019 el cual sirve de base para la citada resolución y en el Anexo 2 se muestra el estado resultados

con las tarifas propuestas para el período 2021 y en el Anexo 5 de dicho informe se encuentran los archivos en Excel que fundamentan los cálculos realizados por esa intendencia, que serán la base para la liquidación del 2021.

Para el período 2022, las tarifas fueron fijadas mediante la resolución RE-0076-IE-2021 tal y como se muestra en el ET-072-2021, en lo que corresponde a los gastos, la IE elaboró el informe IN-0149-IE-2021 el cual sirve de base para la citada resolución y en el Anexo 4 se muestra el estado resultados con las tarifas propuestas para el período 2022 y en el Anexo 10 de dicho informe se encuentran los archivos en Excel que fundamentan los cálculos realizados por esa intendencia, que es la base para la liquidación del 2022.

- ***Liquidación de gastos del periodo 2021***

Para el período 2021, del informe IN-0146-IE-2019 conviene extraer el anexo 2:

Anexo N° 2

Estado de resultados a tarifas propuestas Sistema generación, ESPH Periodo 2020-2021 (Datos en millones de colones)

Descripción	2020		2021	
	Cifras según ESPH	Cifras según Aresep	Cifras según ESPH	Cifras según Aresep
Ingresos				
Ingresos por Ventas	€12.860,45	€10.490,93	€15.223,33	€13.996,75
Otros Ingresos	€472,60	€472,60	€472,60	€472,60
Liquidación del periodo anterior	-€776,30	-€776,30		
Ajuste para llegar al rédito				
Total de ingresos regulados	€12.556,75	€10.187,22	€15.695,93	€14.469,34
Costos y Gastos				
Compras de Energía		-	€0,00	€0,00
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	4.851,21	4.848,26	4.652,22	4.651,28
Costos comerciales asociados al servicio de generación	-	-	-	-
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	360,61	331,80	362,07	334,98
Canon de regulación	19,92	21,66	20,51	22,31
Canon de agua	195,18	195,12	199,05	198,99
Gastos de investigación y desarrollo	18,72	17,37	18,84	17,57
Gastos complementarios de operación	-	-	-	-
Gastos sociales y ambientales	5,33	5,01	5,38	5,09
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	3.219,98	1.476,60	3.959,35	3.842,73
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	73,15	70,69	72,98	70,69
Amortizaciones del ejercicio	11,69	9,60	8,18	7,43
Perdidas por deterioro y desvalorización	-	-	-	-
Otros gastos	0,45	0,37	0,16	0,08
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	680,72	676,36	655,03	651,17
Total de gastos	€9.425,26	€7.652,84	€9.945,60	€9.802,33
Utilidad o pérdida de operación	€3.131,49	€2.534,38	€5.750,33	€4.667,01
AFNOR-PROMEDIO	€42.492,55	€43.178,28	€78.024,60	€79.510,09
CAPITAL DE TRABAJO				
BASE TARIFARIA	€42.492,55	€43.178,28	€78.024,60	€79.510,09
RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,37%	5,87%	7,37%	5,87%

Fuente ET-081-2019

Es importante aclarar que, en los papeles de trabajo, los datos son trazables tanto por contabilidad regulatoria como por cuenta ESPH. Esta Intendencia comparó el gasto real de ESPH versus el reconocido vía ordinaria para terminar el monto a reconocer vía liquidación, considerando las justificaciones aportadas, para cada una de las cuentas de ESPH.

En el período 2021 ESPH, para el cálculo de la variable ITA_z , reportó en el archivo de liquidación ingresos reales por ¢14 991,06 millones, mientras que los estimados por esta Intendencia en el ET-081-2019 ascendieron a ¢14 469,34 millones, obteniendo ESPH un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢521,71 millones en favor del usuario.

En cuanto a costos y gastos, para el cálculo de la variable GTA_z , reportó una erogación real por ¢7 641,54 millones, mientras que los estimados por esta Intendencia en el ET-081-2019 ascendieron a ¢9 802,33 millones, obteniendo ESPH un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢2 160,79 en favor del usuario. Para un efecto total de ¢2 682,51 millones en favor del usuario únicamente por liquidación de ingresos y costos y gastos, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 27
Liquidación del periodo 2021 solicitada por la ESPH
(En millones)

$ITA_z =$	ITR_z	ITE_z
521,71	14 991,06	14 469,34
$GTA_z =$	$GR_{coma,z}$	$GE_{coma,z}$
-2 160,79	7 641,54	9 802,33
$LI_z =$	ITA_z	GTA_z
2 682,51	521,71	-2 160,79

Fuente: Liqui_Gen2021_detallmensual // Respuesta a la prevención

A continuación, se muestra el resultado de la valoración realizada por la IE para cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del período 2021 y el resultado de su liquidación.

ITA_z

Para el 2021 la IE validó la suma de ¢14 230,56 millones por concepto de ingresos por ventas reales y ¢759,46 millones por concepto de otros ingresos, para un ingreso total de ¢14 990,03 millones

Por su parte la ESPH refirió en su estado de resultados tarifario la suma de ¢14 231,59 millones por concepto de ingresos por ventas reales y ¢759,46 millones por concepto de otros ingresos, para un ingreso total de ¢14 991,06 millones.

Esto genera una diferencia entre los datos de la IE y los de la ESPH que asciende a ¢-1,02 millones de ingresos por ventas, el detalle de este monto se muestra en el apartado III, inciso 2.b Análisis de mercado de este informe.

GTAz

Para el 2021 la IE validó la suma de ¢ 7 602,90 millones por concepto de costos y gastos y la ESPH refirió en su estado de resultados tarifario la suma de ¢7 641,54 millones generándose una diferencia entre los datos de la IE y los de la ESPH que asciende a ¢-38,63 millones.

Se procede a presentar el detalle por cuentas de la solicitud de la ESPH:

Cuadro N° 28
Costos y Gastos del período 2021
Solicitud presentada por la ESPH
(En millones)

Costos y gastos	ESPH real	IE estimado	Diferencia
Costos de operación y mantenimiento	4 236,68	4 651,28	-414,60
Gastos administrativos	338,24	334,98	3,25
Canon de regulación	25,79	22,31	3,48
Canon agua	175,01	198,99	-23,98
Gastos de investigación y desarrollo	18,62	17,57	1,05
Gastos sociales y ambientales	9,28	5,09	4,20
Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tacares	2 310,46	3 842,73	-1 532,27
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	53,19	70,69	-17,50
Amortización del ejercicio	11,68	7,43	4,24
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,86	-	2,86
Otros gastos	-	0,08	-0,08
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	534,06	651,17	-117,11
Gastos no Regulatorios	-74,34	-	-74,34
Total de gastos	7 641,54	9 802,33	-2 160,79

Fuente: Excel Justificaciones Generación 2021_

Se muestra un comparativo entre los costos y gastos reales de la ESPH ajustados por parte de la IE respecto a lo estimado vía tarifas en el período 2021:

Cuadro N° 29
Costos y Gastos del período 2021
Comparativo monto real ajustado por la IE
versus monto estimado
(En millones)

Costos y gastos	IE real ajustado	IE estimado	Diferencia
Costos de operación y mantenimiento	4 182,00	4 651,28	-469,28
Gastos administrativos	325,54	334,98	-9,44
Canon de regulación	33,77	22,31	11,46
Canon agua	175,01	198,99	-23,98
Gastos de investigación y desarrollo	18,14	17,57	0,57
Gastos sociales y ambientales	9,05	5,09	3,97
Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tacares	2 222,59	3 834,04	-1 611,45
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	68,12	70,70	-2,58
Amortización del ejercicio	7,76	16,12	-8,36
Pérdidas por deterioro y desvalorización	26,87	-	26,87
Otros gastos	-	0,08	-0,08
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	534,06	651,17	-117,11
Gastos no Regulatorios	-	-	-
Total de gastos	7 602,91	9 802,33	-2 199,42

Fuente: Intendencia de Energía

Se procede a presentar el detalle por cuentas de la solicitud de la ESPH comparada con el dato validado por la IE:

Cuadro N° 30
Costos y Gastos del período 2021
Comparativo monto real ESPH
versus monto real ajustado por IE
(En millones)

Costos y gastos	ESPH real	IE real ajustado	Diferencia
Costos de operación y mantenimiento	4 236,68	4 182,00	-54,67
Gastos administrativos	338,24	325,54	-12,70
Canon de regulación	25,79	33,77	7,97
Canon agua	175,01	175,01	-
Gastos de investigación y desarrollo	18,62	18,14	-0,49
Gastos sociales y ambientales	9,28	9,05	-0,23
Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tacares	2 310,46	2 222,59	-87,87
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	53,19	68,12	14,93
Amortización del ejercicio	11,68	7,76	-3,91
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,86	26,87	24,00
Otros gastos	-	-	-
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	534,06	534,06	-
Gastos no Regulatorios	-74,34	-	74,34
Total de gastos	7 641,54	7 602,91	-38,63

Fuente: Intendencia de Energía

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

Operación y mantenimiento (cuenta regulatoria 5.2.):

En el archivo “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE” en la hoja de “Homologación 2021” se presentan los costos y gastos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de generación.

Las variaciones ascienden a ~~0~~-54,67 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 31
Variaciones de la cuenta O&M período 2021
(En millones)

<i>Descripción</i>	<i>Monto</i>
C.C.S.S.	0,58
Décimo Tercer Mes	1,12
I.M.A.S.	0,02
I.N.A.	0,07
Vacaciones	12,23
Prestaciones Legales	5,46
Canon por explotación de Plantas Hidroeléctricas	8,51
Gastos Diversos	0,06
Otros Servicios	0,14
Servicio Análisis en Laboratorio	0,30
Servicios de ingeniería	22,12
Servicios médicos y de laboratorio	4,07
TOTAL	54,67

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢19,47 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2021” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

Con referencia al “Canon por explotación de Plantas Hidroeléctricas”, en el informe IN-027-EEC-2022, la ESPH indicó:

(...) Durante el período 2021 la estimación para este gasto ascendió a ¢123,20 millones, no obstante, la cancelación realizada corresponde a ¢129,36 millones, de los cuales ¢8,51 millones obedecen al reconocimiento por la sobreproducción de la Planta por el período comprendido entre setiembre 2018 a setiembre 2019, ...”

En consecuencia, se excluyen los ¢8,5 millones que obedecen a gastos de períodos anteriores.

Con referencia a los “Gastos Diversos”, en el informe IN-027-EEC-2022, la ESPH indicó:

(...) la mayoría de los registros corresponden a ajustes en conciliaciones, se agruparon en la cuenta madre “Gastos Varios”...

En consecuencia, se excluyen los ₡0,06 millones que obedecen a gastos por ajustes que no cuentan con una justificación que permita su validación.

Con referencia a los “Otros Servicios”, en el oficio de respuesta a la información adicional consulta C.41., la ESPH indicó:

*(...) el pago por concepto de renovación de licencias a funcionarios se realiza únicamente para aquellos que requieren licencias tipo D3, utilizada para el maquinaria de trabajo como grúas de carga, compactadores, excavadoras, niveladoras, dragas, montecargas, grúas de torre, cargadores que se utilizan para tareas agrícolas, industriales, aeroportuarias, forestales, de obra y de emergencia, también grúas de arrastre; por lo que se consideran licencias de uso exclusivo para labores de la ESPH S.A.; **en estos casos el perfil del puesto señala como requisito disponer de esta licencia.** También, en caso de licencias nuevas cuya jefatura lo solicite, pero únicamente por primera vez, las renovaciones corren por cuenta del trabajador...” El resaltado no es del original*

En este caso la IE considera que siendo que la licencia es un requisito del puesto el cargo debe correr por cuenta del funcionario y en consecuencia, se excluyen los ₡0,14 millones.

En cuanto al servicio de análisis en laboratorio, esta Intendencia es consciente del impacto que tuvo la pandemia del Covid 19 y los estragos que produjo a nivel mundial; sin embargo, se considera que debido a que todas las personas afectadas por este virus, tenían acceso de manera gratuita al sistema de salud costarricense, los funcionarios de la ESPH, diagnosticadas positivos al virus, debieron ser tratados de acuerdo a las políticas nacionales de salud implementadas para atender la pandemia, eso implicó entre otras cosas, un protocolo de aislamiento, orden sanitaria emitida por el Ministerio de Salud e incapacidades médicas, por lo que el gasto adicional realizado por la ESPH para garantizar que las personas diagnosticadas estuvieran libres del virus al momento de su reincorporación, se considera desproporcionado y en consecuencia a la luz de lo establecido en el artículo 32 inciso d) de la Ley 7593, se excluye el monto de ₡0,30 millones.

En cuanto a los servicios de ingeniería, en el informe IN-027-EEC-2022, la ESPH muestra el siguiente el siguiente detalle:

CUADRO 21 DETALLE DE LOS REGISTROS SERVICIOS DE INGENIERÍA, EN COLONES	
Detalle del Servicio	Monto del Gasto
Servicios para Conexión PJMD	11 400 000,00
Medición emisiones JMD	4 223 497,84
Mantenimiento Transformador	2 699 875,80
Regencia Ambiental	1 546 600,00
Soporte Automatización Centrales Hidroeléctricas	1 046 265,00
Comunicación Sistema Incendio Mogote	657 665,36
Análisis Agua Potable	547 346,00
	22 121 250,00

Fuente: Sistema SAF

La IE vía ordinaria en la resolución RE-0101-IE-2019 (expediente ET-081-2019), no estimó ningún monto para esta cuenta, al analizar las justificaciones presentadas por la ESPH, se desprende que todos los conceptos citados en el cuadro supra responden a gastos ordinarios que la ESPH cuando presentó el estudio ordinario debió haber previsto. De conformidad con el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, las erogaciones para estos conceptos de gasto no corresponden a un caso fortuito o fuerza mayor, todo lo contrario el gasto era predecible, no implicó un evento de la naturaleza no controlable, desconocido por la empresa o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, en consecuencia se excluye el monto de ₡22,12 millones.

En cuanto a la cuenta de Servicios médicos y de laboratorio, el análisis de los gastos a reconocer como parte de la petición tarifaria se realiza en apego al principio de legalidad y, en este contexto, según el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, uno de los objetivos fundamentales de la Aresep es asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de dicha Ley. Este numeral 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 dispuesto en el artículo 31 de la misma Ley.

De igual forma, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley de comentario señala 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, así como fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos respectivos.

Por su parte, el artículo 31 de la Ley 7593 contempla 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 tomar en cuenta al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

En el mismo sentido, el artículo 32 incisos b) y d) 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, para lo cual se encuentra en la obligación de realizar análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios para determinar las fijaciones tarifarias de acuerdo con los principios de servicio al costo y equilibrio financiero. El ejercicio de tales competencias tiene su fundamento constitucional en lo establecido en el artículo 46 de la Constitución Política.

Sobre este tema, la Procuraduría General de la República ha indicado lo siguiente:

[...] 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 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)

A mayor abundamiento, se debe señalar que el artículo 33 de la Ley 7593 indica que toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberán estar justificadas, lo cual implica que, al momento de presentar la solicitud, el prestador

tiene que aportar todos los argumentos y documentación necesaria que permita a la Aresep una valoración completa y exacta de los gastos que se pretenda sean reconocidos.

Como se mencionó líneas atrás, la empresa solicitó el reconocimiento de los costos de médico de empresa, servicios de fisioterapeuta y análisis de laboratorio, con fundamento en que ello resulta muy beneficioso para el personal, puesto que pueden ser atendidos dentro de las instalaciones de la ESPH. Además, considera que ello constituye una obligación legal, según los artículos 273 y 282 del Código de Trabajo. No obstante, no se aportaron mayores elementos de prueba que permitan verificar la necesidad de tales servicios para la prestación del servicio por parte de la empresa, en los términos requeridos por el artículo 33 de la Ley 7593.

Si bien, se hace referencia a lo dispuesto en el Reglamento de Silicosis y el Reglamento de Estrés Térmico, los cuales en su criterio sí obligarían a la ESPH a contar con un médico de empresa y un fisioterapeuta, no se brinda una explicación detallada de por qué esta norma resulta aplicable a su personal y las condiciones bajo las cuales se vuelve necesario para la prestación del servicio.

Asimismo, por sus implicaciones regulatorias, se debe aclarar que, a nivel nacional, la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS) emitió el Reglamento del Sistema de Atención en Salud de Medicina de Empresa, en el cual establece una serie de requisitos con los que deben contar tanto la empresa como los médicos que prestan el servicio de médico empresa, entre los cuales destacan el pasar por un proceso de inscripción para poder contar con dicho servicio. Como se ha podido constatar en la solicitud presentada, nada de esto fue aportado en el expediente por parte de la empresa solicitante.

De igual forma, dicho reglamento define el sistema de salud de medicina de empresa en los siguientes términos:

Artículo 1º- Definiciones:

v) Sistema alternativo, opcional y voluntario de asistencia en salud exclusiva para los colaboradores asegurados del Centro de Trabajo. Consiste en una contratación directa de los servicios de atención en salud por parte del Centro y los profesionales en ciencias médicas, el otorgamiento del personal de apoyo y la infraestructura necesaria para la prestación del servicio y el derecho de recibir como beneficio por parte de la Caja Costarricense de Seguro Social los servicios de farmacia, laboratorio, imágenes y otros servicios contemplados dentro de este Reglamento, no relacionados con riesgos del trabajo. [...] (lo subrayado no es del original)

Como se puede observar, la norma indica que este servicio no cubre lo relacionado con los riesgos de trabajo, siendo que este es un sistema amparado por la CCSS y los servicios de riesgos de trabajo deben ser atendidos por el INS, tal y como lo indicó la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia en la resolución que se dirá más adelante.

En este contexto, se reitera la necesidad de que la empresa solicitante presente, de manera oportuna, la debida evidencia y justificación que asegure que este servicio se presta en los términos indicados arriba en la empresa y que, además, es necesario para la prestación del servicio público.

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, servicios de fisioterapeuta y análisis de laboratorio 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.

Ahora bien, es importante mencionar que, en cuanto a los servicios de salud, esta Intendencia no desconoce que, en muchas empresas e instituciones, públicas como privadas, ya se cuenta con un médico de empresa, esquema potenciado por la propia CCSS como una forma de alivianar la concurrencia de pacientes a los servicios médicos de la institución. El propósito es obtener un servicio más directo y rápido para los que requieren restablecer su salud. Incluso, las empresas públicas o privadas encuentran que el esquema de médicos de empresa permite que sus trabajadores pierdan menos tiempo en trasladarse para ser atendidos en los centros médicos y hospitalarios de la Caja, tal y como lo señala la ESPH.

No obstante, dada la posición en la que se encuentra la empresa solicitante, en una situación de prestadora de servicios públicos regulados por la Autoridad Reguladora al amparo de la Ley 7593, el mantenimiento de este tipo de prestaciones de salud implica una carga sobre la tarifa que es determinada por un servicio al costo, situación que impacta los derechos del consumidor final conforme al artículo 46 de la Constitución Política. En este sentido, le corresponde al prestador del servicio público justificar su petición tarifaria al amparo del artículo 33 de la Ley 7593, lo cual implica aportar todos aquellos documentos idóneos que sustenten y respalden los montos solicitados y que demuestren que los mismos son necesarios para la prestación del servicio. De lo contrario, sin el respaldo que justifique el rubro correspondiente, esta Intendencia deberá rechazarlo por considerarse que no es requerido para el desarrollo y efectivo cumplimiento de los fines de ESPH, y que no es un medio para lograr la satisfacción de esos fines.

Se puede decir en general que, si bien el trabajador se beneficia directamente de la cobertura de estos servicios brindados por el patrono, sin el debido respaldo que lo justifique, ello representa una ventaja para el trabajador, pero no para el servicio público que se presta, lo cual contraviene los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como los derechos de los consumidores en un contexto en el cual deben sus ampararse derechos, pues prevé el desembolso de recursos públicos sin que se vislumbre una contraprestación que signifique una mejora en el servicio o una ventaja de algún tipo para los usuarios del servicio que presta la ESPH, o para el interés público. En consecuencia, se excluye el monto de ¢4,06 millones.

Se aclara que a pesar de que la IE vía ordinaria en la resolución RE-0101-IE-2019 (expediente ET-081-2019), no estimó ningún monto para esta cuenta, al analizar las justificaciones presentadas por la ESPH, para los siguientes rubros se consideró que cumplen con el criterio de caso fortuito o fuerza mayor:

“Materiales de Aseo E Higiene y otros productos químicos”, se valoró a la luz de las políticas sanitarias por la pandemia por Covid-19.

En la cuenta de “Servicios jurídicos”, la empresa justificó este gasto señalando lo siguiente:

(...) Dentro de la cuenta de servicios jurídicos se incluye el pago de una asesoría integral para presentar un reclamo al Instituto Nacional de Seguros (INS) por un evento que se presentó en la Planta Hidroeléctrica Los Negros donde hubo una avería eléctrica en el generador #1 que ocasionó que el grupo de generación quedara inhabilitado desde abril de 2021 hasta la fecha.

El INS no tomó en cuenta los criterios técnicos que se dieron en la avería, por lo que no está procediendo con la indemnización correspondiente, razón por la cual, la Empresa debió buscar y plantear otros argumentos legales para que se reconsidere el reclamo y el pago de la compensación...” Informe IN-027-EEC-2022, páginas 29 y 30.

En consecuencia, se consideró que esta erogación responde a la atención de un caso fortuito.

La cuenta de “Acceso a enlace” y “Otros Servicios profesionales” se consideró que responden a la atención e implementación de mejoras a la seguridad informática, dado los eventos de hackeo de datos, por lo que cumple con la atención de caso fortuito.

En la cuenta de “Servicios ciencias económicas”, la empresa justificó este gasto señalando lo siguiente:

(...) Esta contratación se da con el propósito de responder Oficio FIDP-2020-06-432 del Banco de Costa Rica, con relación a solicitud presentada por la ESPH S.A. para rescindir parcialmente el Fideicomiso de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, presentada a través del oficio GER-300-2020. Lo correcto en este caso habría sido registrar este gasto en la partida servicios jurídicos...” Respuesta para mejor resolver, página 18.

En consecuencia, se consideró que esta erogación responde a la atención de un caso fortuito.

Por otra parte, en cuanto a la cuenta de seguros es importante aclarar lo siguiente:

La ESPH en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” no completa correctamente la información requerida y se limita a listar las pólizas renovadas

en el año que se trate, en vez de mostrar el gasto real que incluye las amortizaciones de las pólizas renovadas el año anterior, pero pendientes de diferir más las renovadas durante ese año que ya tienen una amortización vencida.

En consecuencia, esta Intendencia tuvo que desarrollar el cálculo correspondiente, el cual se muestra en el archivo “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE” en la hoja de “Detalle seguros”, se puede observar que el resultado obtenido por la IE asciende a ¢390,66 millones, mientras que la ESPH consignó un monto de ¢371,66 millones, al ser el monto de la ESPH inferior, se mantiene el dato de la empresa.

Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” en proporción a los meses que corresponda para el año en estudio.

Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.):

Previo a analizar las diferencias en este ítem de gasto es importante aclarar que mediante el oficio OF-0908-IE-2023, se le solicitó a ESPH información adicional requerida para el análisis técnico de la petición (folios 125 al 156), en el punto B.36 se le requirió:

“(…) En la sección “2.25 GASTOS GENERALES Y DE ADMINISTRACIÓN APLICADOS”, se muestran los siguientes cuadros:

CUADRO 32 GASTOS GENERALES Y DE ADMINISTRACIÓN APLICADOS			
Número de Cuenta	Nombre de la Cuenta	Administración	Comercialización
600-010-390-000-000-000	GASTOS GENERALES Y DE ADMINISTRACIÓN APLICADOS	1 097 248 911,73	120 893 451,35
Total GASTOS GENERALES Y DE ADMINISTRACION APLICADOS		1 218 142 363,08	

CUADRO 33 DISTRIBUCIÓN DE LOS GASTOS DE PLANTA GENERAL		
Negocio	Monto Total	Porcentaje asignado
Agua Potable	348 997 787,02	28,65%
Alcantarillado Sanitario	125 103 220,68	10,27%
Distribución	416 332 252,56	34,18%
Alumbrado Público	52 896 185,71	4,34%
Tarifa Hídrica	5 968 897,56	0,49%
Hidrantes	31 549 887,21	2,59%
Telecomunicaciones	133 752 031,46	10,98%
Generación	103 542 100,88	8,50%
Total	1 218 142 363,08	100,00%

Esto con el fin de indicar que los gastos generales aplicados que presuntamente le corresponden a generación ascienden a \$103 542 100,88.

El monto anterior corresponde al 8,50% del total de Administración y Comercialización ($1\ 218\ 142\ 363,08 * 8,50\% = 103\ 542\ 100,88$), no obstante el sistema de generación no debe computar ningún costo relacionado a comercialización, o sea únicamente se le debería asignar el 8,50% del total de Administración ($1\ 097\ 248\ 911,73 * 8,50\% = 93\ 266\ 157,50$).

Se le solicita justificar la diferencia entre el dato propuesto por ESPH (103 542 100,88) y el dato que resulta de la operación aritmética mostrada (93 266 157,50) y aportar una conciliación que muestre como obtuvieron el dato propuesto. (...)"

En la respuesta para mejor resolver, páginas 29-30, la empresa señaló:

“(...) Respuesta: Para el periodo 2021, el total de gastos de la administración general se distribuyó erróneamente utilizando únicamente los porcentajes de distribución de planta general y no se separó previamente los gastos correspondientes a Comercialización, de ahí el resultado que al sistema de Generación se le asignó un monto de \$ 103 542 100,88. Para los periodos 2022 y 2023 se tomaron las medidas correctivas para que esta situación no se presentara nuevamente.

Se detalla la distribución correcta que se debió asignar durante el periodo 2021.

Cuadro 1 Asignación Gastos Planta General y Comercialización, entre negocios, Año 2021, en colones

Negocios	Porcentajes de Asignación	Monto Total
Comercialización		
Agua Potable	31,88%	38.540.832,29
Agua Residual	11,48%	13.878.568,21
Distribución	36,98%	44.706.398,31
Alumbrado Público	4,59%	5.549.009,42
Tarifa Hídrica	0,54%	652.824,64
Hidrantes	2,86%	3.457.552,71
Telecomunicaciones	11,67%	14.108.265,77
Generación	0,00%	-
Subtotal	100,00%	120.893.451,35
Administración General		
Agua Potable	28,65%	314.361.813,21
Agua Residual	10,27%	112.687.463,23
Distribución	34,18%	375.039.678,03
Alumbrado Público	4,34%	47.620.602,77
Tarifa Hídrica	0,49%	5.376.519,67
Hidrantes	2,59%	28.418.746,81
Telecomunicaciones	10,98%	120.477.930,51
Generación	8,50%	93.266.157,50
	100,00%	1.097.248.911,73

Fuente: Datos suministrados por Gestión Contable

(...)" El resaltado no es del original.

A la luz de lo indicado por la ESPH, se aclara que en este ejercicio la IE únicamente consideró los gastos de la planta general, tal como corresponde, por el porcentaje de distribución de 8,50% asignado al sistema de generación.

En el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE" en la hoja de "Indirectos aplicados" se presentan los costos y gastos relacionados a los gastos administrativos tanto directos como indirectos aplicados al sistema de generación.

Las variaciones ascienden a ₡-12,69 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 32
Variaciones de la cuenta Administrativos período 2021
(En millones)

Descripción	Monto
C.C.S.S.	-0,16
Décimo Tercer Mes	-0,31
I.M.A.S.	-0,00
I.N.A.	-1,49
Vacaciones	-0,02
Prestaciones Legales	-3,34
Gastos generales y de administración aplicados	-7,50
TOTAL	-12,83

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢5,32 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2021” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

En cuanto a los gastos administrativos indirectos aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en la hoja de cálculo denominada “Detalle seguros” del archivo citado al inicio de esta sección.
- **Pérdida en venta y retiro de activos:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye este gasto total, no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Gastos varios:** La empresa indicó en el informe IN-43-EEC-2022 que “la mayoría de los registros corresponden a ajustes en conciliaciones”, que no cuentan con una justificación que permita su validación en consecuencia se excluye el gasto.
- **IVA:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado al IVA, no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Financieros:** De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley 7593, los gastos financieros no se reconocen.
- **Depreciación:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado a la depreciación, este rubro no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Comunicación:** La empresa indicó sobre este concepto, en la respuesta a la información adicional que “La campaña se ejecutó en el primer trimestre del 2021 con motivo de la conmemoración del aniversario 45 de la ESPH S.A. y consistió en el diseño e impresión de calendarios que recopilaran eventos importantes de la historia de la organización al tiempo que se presentaba información de rendición de cuentas sobre las inversiones y mantenimientos que realiza la ESPH

S.A. A manera de ejemplo, se expone en el calendario la infraestructura de agua llamada “Tanque 90”. Junto a datos históricos se hace referencia a las labores de mantenimiento para almacenar el agua de las nacientes de Chorreras y Monte de la Cruz. También se presenta la Planta Hidroeléctrica Jorge Manuel Dengo, donde se menciona su relevancia histórica en la generación de energías limpia al tiempo que se menciona la inversión para renovar y mejorar la producción eléctrica.

La factura en mención corresponde al costo del diseño del calendario. Adicionalmente, se hizo la contratación de la impresión de los calendarios por un monto de \$2.086.708,85 (factura 0469 Vanessa Vargas). Los calendarios de pared son entregados a los clientes en la plataforma, los de tipo escritorio fueron enviados a Municipalidades, Diputados, Universidad Nacional y otras partes interesadas.”

Debido a que esta cuenta muestra únicamente un saldo de \$1,85 millones se excluye debido a que, de conformidad con la justificación este gasto no tiene relación con el servicio público de generación.

- **Amortizaciones:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado a las amortizaciones del ejercicio al costo, este rubro no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Servicios diversos:** En esta cuenta se incluyen los gastos por análisis de laboratorio, médico de empresa, fisioterapeuta y psicólogo, según el criterio expuesto en la sección de gastos de operación y mantenimiento, estos rubros son excluidos.

La IE una vez excluidos los rubros supracitados, le aplicó el 8,50% de asignación para el sistema de generación y lo prorrateó por peso relativo entre las mismas cuentas de contabilidad regulatoria donde la ESPH asignó los gastos de administración aplicados.

Canon de regulación (cuenta regulatoria 5.4.1.07.06.01.):

En el archivo “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE” en la hoja de “canon” se muestra el canon por actividad aprobado para el período 2021, donde el monto correspondiente a ESPH fue de \$137,14 millones, de acuerdo a los ingresos reportados en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2021 se determinó el peso porcentual de los ingresos, en el cual el sistema de generación representa el 24,62% de los ingresos del sector energía eléctrica, ese porcentaje

se multiplicó por el canon aprobado, dando como resultado el canon para el período 2021 de ¢33,77 millones, según el cálculo que se muestra a continuación:

Cuadro N° 33
Canon de regulación período 2021
(En millones)

Negocio	Monto asignado	%
Distribución	100,19	73,06%
Alumbrado Público	3,18	2,32%
Generación	33,77	24,62%
Total	137,14	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía

Investigación y desarrollo (cuenta regulatoria 5.5.):

Las variaciones ascienden a ¢-0,486 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 34
Variaciones de la cuenta Investigación y desarrollo
período 2021
(En millones)

Descripción	Monto
C.C.S.S.	0,006
Décimo Tercer Mes	0,012
I.M.A.S.	0,000
I.N.A.	0,001
Vacaciones	0,128
Prestaciones Legales	0,057
Gastos generales y de administración aplicados	0,282
TOTAL	0,486

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢0,204 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo "Pago_Cesantia_2021" y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales

(26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

La porción correspondiente a los gastos generales de administración aplicados se vio impactada por las mismas exclusiones expuestas en la sección denominada **Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.)**, debido a que ESPH prorrateó parte de estos cargos a las cuentas regulatorias 5.5.

Social y Ambiental (cuenta regulatoria 5.7.):

Las variaciones ascienden a ¢0,232 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 35
Variaciones de la cuenta Gastos sociales y ambientales
período 2021
(En millones)

Descripción	Monto
C.C.S.S.	0,005
Décimo Tercer Mes	0,010
I.M.A.S.	0,000
I.N.A.	0,001
Vacaciones	0,104
Prestaciones Legales	0,047
Gastos generales y de administración aplicados	0,066
TOTAL	0,232

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢0,166 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2021” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

La porción correspondiente a los gastos generales de administración aplicados se vio impactada por las mismas exclusiones expuestas en la sección denominada **Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.)**, debido a que ESPH prorrateó parte de estos cargos a las cuentas regulatorias 5.7.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas (cuentas regulatorias 5.8. y 5.9.):

En el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE" en la hoja de "DEP 2021" se muestra el resumen del gasto por depreciación del sistema de generación. El detalle del gasto por depreciación tanto al costo como revaluada, se puede consultar en los archivos "PI_11_Liquidación_Generación 2021" y "DEPRECIACIÓN 2021 - 2022".

Las variaciones por depreciación al costo ascienden a ¢-44,79 millones y revaluada ascienden a ¢14,92 millones.

En el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE" en la hoja de "Amortizables G" se muestra el gasto por amortización de las licencias asignadas directamente al sistema de generación.

En el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE" en la hoja de "Amortiz administración" se muestra el gasto por amortización de las licencias administrativas asignadas en un 8,50% al sistema de generación.

En el archivo "IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE" en la hoja de "AMORTIZACION PHT DISTRIBUIDA" se muestra el gasto por amortización de la planta Tacaes.

Las variaciones ascienden a ¢-76,86 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 36
Variaciones de las cuentas de depreciaciones
y amortizaciones período 2021
(En millones)

Descripción	Monto
Licencias de Software Administrativas	-3,06
Licencias de Software generación	-3,91
Amortización Tacaes	-40,01
Depreciación al costo	-44,80
Depreciación revaluada	14,93
TOTAL	-76,86

Fuente: Intendencia de Energía

Para el cálculo de las amortizaciones de licencias la ESPH se reusó a corregir los formularios "IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables" en ese sentido se tuvo que incorporar los datos desde los auxiliares que aportaron, mismos que

no conciliaron con la información del citado formulario. Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables”.

En cuanto a las variaciones de las amortizaciones de licencias tanto de generación como administrativas, las mismas se generan debido a que la ESPH durante el 2021 modificó las vidas útiles de varios activos sin ninguna justificación. Producto de que se acortaron las vidas útiles, durante este año los resultados obtenidos por la IE serán inferiores a los calculados por la ESPH, no obstante, en los años siguientes los resultados serán superiores, hasta agotar la vida útil de los activos que sufrieron dicha modificación.

Adicionalmente, la ESPH indicó en el informe IN-027-EEC-2022:

“(…) ...durante el período 2021 se registró en esta cuenta el pago por concepto de contrato de renovación del correo electrónico que se cancela en forma mensual y se distribuye entre todos los negocios conforme la cantidad de licencias que posea cada uno, en cuyo caso el negocio de generación debió asumir un monto total de \$3,30 millones...”

No obstante, esta presunta renovación no fue incluida en los auxiliares, motivo por el cual, no teniendo evidencia de esa erogación y la propia ESPH no la incluyó en su auxiliar, no es considerado este monto.

Con respecto a la amortización de la planta Tacares se tomó el dato aportado por la ESPH visible en el archivo “Amort_TACARES_2020” la cual contiene la amortización para el 2021 y es diferente al dato pretendido por la ESPH.

En cuanto a las depreciaciones, tanto al costo como revaluadas, si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$.

Por lo anterior, se consideró para el 2021 los datos reportados por ESPH al 2020 más el efecto de las adiciones y retiros suministrado por los técnicos en materia de inversiones de la IE, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$

y las tasas de depreciación reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.

Pérdidas por deterioro y desvalorización (cuenta regulatoria 5.10.):

La variación asciende a ¢24,00 millones, si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$.

Por lo anterior, se consideró para el 2021 el valor en libros de los retiros según la información que se detalla en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, sin embargo, es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan en el auxiliar como retiros de activos para el 2021.

Gastos Financieros (cuenta regulatoria 5.11.):

Si bien en el formulario “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021” la ESPH incorporó montos en esta cuenta regulatoria, no fueron considerados en su estado de resultados, en ese sentido la IE tampoco los considera en los estados de resultados regulatorios.

IVA (cuenta regulatoria 5.12.):

En el archivo “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE” en la hoja de “Cálculo prorata IVA” se muestra el resumen del gasto por Impuesto al Valor Agregado (IVA), se valida el dato reportado por la ESPH, en consecuencia, no se genera ninguna diferencia.

Del resultado del análisis realizado por la IE, para el cálculo de la variable ITA_z , en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la ESPH, se determinó un ingreso real por ¢14 990,03 millones, los estimados en el ET-081-2019 se mantienen iguales al dato consignado por ESPH, obteniendo la IE un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢520,69 millones en favor del usuario.

En cuanto a costos y gastos, para el cálculo de la variable GTA_z , la IE realizó varios ajustes que se detallarán más adelante, obteniendo una erogación real por ¢7 602,91 millones, los estimados en el ET-081-2019 se mantienen iguales al dato consignado por ESPH, obteniendo la IE un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢-2 199,42 millones en favor del usuario. Para un efecto total de ¢2 720,11 millones en favor del usuario únicamente por liquidación de ingresos y costos y gastos.

Cuadro N° 37
Liquidación del periodo 2021 calculada por la IE
(En millones)

$ITA_z =$	ITR_z	ITE_z
520,69	14 990,03	14 469,34
$GTA_z =$	$GR_{coma,z}$	$GE_{coma,z}$
-2 199,42	7 602,91	9 802,33
$LI_z =$	ITA_z	GTA_z
2 720,11	520,69	-2 199,42

Fuente: Intendencia de Energía

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH en el rubro de gastos totales ajustados (GTA_z), se debe al tratamiento de prestaciones legales, vacaciones, exclusión de gastos que no cumplen con el principio de servicio al costo, gastos innecesarios o que no tienen relación con el servicio público de generación de energía eléctrica, los cuales se explican a detalle más adelante.

Todos los ajustes descritos le permitieron a la IE obtener el resultado que se mostró en la liquidación de ingresos, costos y gastos (LI_z), no obstante, la ESPH propuso una liquidación de rédito y base tarifaria por lo que plantean en el archivo “Liqui_Gen2021_detall mensual” aportado en la Respuesta a la prevención, el siguiente cálculo.

Cuadro N° 38
Liquidación total del periodo 2021 solicitada por la ESPH
(En millones)

Descripción	Monto
Resultado de la liquidación de ingresos y gastos	-2 682,51
Resultado liquidación para obtener el rédito de desarrollo	617,34
Total a liquidar	-2 065,17

Fuente: Liqui_Gen2021_detall mensual // Respuesta a la prevención

La ESPH plantea para el 2021 una liquidación total por ¢2 065,17 millones, de devolución al usuario, lo cual no es comparable con el dato obtenido por la IE, toda vez que como se desarrollará, no corresponde liquidar estas variables.

Sobre la propuesta de liquidar los componentes de rédito y base tarifaria, es necesario reiterar lo indicado por el CDR en el oficio OF-0296-CDR-2023, que en lo que interesa señala:

“(...) Si se decidiera liquidar lo correspondiente al rédito de desarrollo, habría que evaluar no solo cómo se debe calcular (los parámetros nacionales e internacionales utilizados para su cálculo), sino también si el rédito fue empleado para los fines para los cuales fue incluido en el cálculo tarifario: ofrecer tarifas competitivas y el adecuado desarrollo del servicio (según Ley 7593, art. 3.b). Esto implica que una adecuada liquidación del componente de rédito para el desarrollo debería conllevar un análisis exhaustivo de estos aspectos, lo cual escapa a los criterios de liquidación contemplados en las metodologías tarifarias que se analizaron.

Dicho lo anterior, si bien en la sección “Liquidación del periodo anterior” de las metodologías se hace referencia a la liquidación de todas las variables, como en el caso de resolución RJD-140-2015 que indica “Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente...”, sin embargo, posteriormente se limitan las liquidaciones a las variables de ingreso y gasto cuando se especifica “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 por encima de los costos obtenidos por la empresa en cada periodo. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa transmisora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.” (destacados no son de original).

Coincidentemente, la formulación contenida en la sección de liquidaciones solo contempla las diferencias entre los ingresos totales ajustados (ITA) y los gastos totales ajustados (GTA), como se evidencia en la resolución RJD-140-2015, cuando incluye las fórmulas 5, 6 y 7(...)

(...) Por tanto, se evidencia que la formulación solo contempla la liquidación de ingresos y gastos; adicionalmente, se recalca que las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria” no son mencionadas en ninguna parte de este apartado.

Adicionalmente, se resalta que para realizar la liquidación de los ingresos (Fórmula 6) se emplea la diferencia entre los ingresos totales reales durante el periodo a liquidar y los ingresos totales estimados. En la metodología RJD-140-2015, los “ingresos totales estimados” se basan en los “Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados”, “la tasa de rédito para el desarrollo” y “la base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo”, esto se evidencia en la fórmula 3 de esta metodología (...)

De esta forma, la variable “Ingresos totales estimados” que se incluye en el proceso de liquidación, ya considera en su proceso ordinario de estimación a las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria”; por tanto, las desviaciones en el proceso de estimación de estas variables pueden verse reflejadas en la liquidación de los ingresos dado que influyen en la estimación de una de las variables empleadas y, si se incluye su liquidación, puede resultar en duplicaciones.

Como conclusión de lo anterior: la sección “Liquidación del periodo anterior” solo considera las liquidaciones de gastos e ingresos.

Si bien esta conclusión emplea de ejemplo a la resolución RJD-140-2015 sobre la transmisión de energía eléctrica para operadores públicos, municipales y cooperativas de electrificación rural, similares conclusiones se obtienen para las resoluciones RJD-139-2015 y RJD-141-2015 sobre la distribución y generación de energía eléctrica para operadores públicos, municipales y cooperativas de electrificación rural, respectivamente. (...)

En ese sentido es claro que no procede lo pretendido por la ESPH.

- **Liquidación de gastos del periodo 2022:**

Para el período 2022, del informe IN-0149-IE-2021 conviene extraer el anexo 4:

ESPH
Sistema de generación
Proyecciones financieras 2022
Cifras en colones

Descripción	ESPH	IE	Variaciones	%
Ingresos				
Ingresos por Ventas	14 130 212 267,29	11 755 150 095,00	2 375 062 172,29	16,81%
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		
Costos y Gastos				
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%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	351 496 226,76	274 678 113,64		-6,98%
Gastos administrativos indirectos		101 342 273,62	24 524 160,51	
Canon de regulación	26 987 142,11	14 662 354,22	12 324 787,89	45,67%
Canon de agua	179 121 528,09	172 434 418,69	6 687 109,40	3,73%
Gastos de investigación y desarrollo	14 232 710,66	10 192 175,88	4 040 534,78	28,39%
Gastos sociales y ambientales	9 710 004,35	8 304 735,90	1 405 268,45	14,47%
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		
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	57 769 745,40	54 387 659,23	3 382 086,17	5,85%
Perdidas por deterioro y desvalorización	2 842 027,47		2 842 027,47	100,00%
Otros gastos	-	9 923 208,66	9 923 208,66	
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%		

Fuente ET-072-2021

Es importante aclarar que, en los papeles de trabajo, los datos son trazables tanto por contabilidad regulatoria como por cuenta ESPH. Está Intendencia comparó el gasto real de ESPH versus el reconocido vía ordinaria para terminar el monto a reconocer vía liquidación, considerando las justificaciones aportadas, para cada una de las cuentas de ESPH.

En el período 2022 ESPH, para el cálculo de la variable ITAz, reportó en el archivo de liquidación ingresos reales por €11 375,93 millones, mientras que los

estimados por está Intendencia en el ET-072-2021 ascendieron a ¢12 899,34 millones, obteniendo ESPH un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢-1 523,41 millones en favor de la ESPH. Cabe aclarar que en el estado de resultados la ESPH no consignó el monto de ¢458,63 millones correspondiente a la Liquidación del periodo 2019 y 2020, por lo que el ingreso total muestra esa diferencia.

En cuanto a costos y gastos, para el cálculo de la variable GTA_z , reportó una erogación real por ¢7 672,88 millones, mientras que los estimados por está Intendencia en el ET-072-2021 ascendieron a ¢6 940,65 millones, obteniendo ESPH un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢732,23 millones en favor de la ESPH. Para un efecto total de ¢-2 255,64 millones en favor de la ESPH únicamente por liquidación de ingresos y costos y gastos, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 39

Liquidación del periodo 2022 solicitada por la ESPH (En millones)

$ITA_z =$	ITR_z	ITE_z
-1 523,41	11 375,93	12 899,34
$GTA_z =$	$GR_{coma,z}$	$GE_{coma,z}$
732,23	7 672,88	6 940,65
$LI_z =$	ITA_z	GTA_z
-2 255,64	-1 523,41	732,23

Fuente: Liqui_Gen2022_detallmensual // Respuesta a la prevención

A continuación, se muestra el resultado de la valoración realizada por la IE para cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del período 2022 y el resultado de su liquidación.

ITA_z

Para el 2022 la IE validó la suma de ¢10 119,94 millones por concepto de ingresos por ventas reales y ¢796,22 millones por concepto de otros ingresos y de ¢458,63 millones correspondiente a la Liquidación del periodo 2019 y 2020, para un ingreso total de ¢11 374,81 millones.

Por su parte la ESPH refirió en su estado de resultados tarifario la suma de ¢10 121,06 millones por concepto de ingresos por ventas reales y ¢796,22

millones por concepto de otros ingresos de ¢458,63 millones correspondiente a la Liquidación del periodo 2019 y 2020, para un ingreso total de ¢11 375,93 millones.

Esto genera una diferencia entre los datos de la IE y los de la ESPH que asciende a ¢-1,11 millones de ingresos por ventas, el detalle de este monto se muestra en el apartado III, inciso 2.b Análisis de mercado de este informe.

GTAz

Para el 2022 la IE validó la suma de ¢7 551,49 millones por concepto de costos y gastos y la ESPH refirió en su estado de resultados tarifario la suma de ¢7 672, 88 millones generándose una diferencia entre los datos de la IE y los de la ESPH que asciende a ¢-121,39 millones.

Se procede a presentar el detalle por cuentas de la solicitud de la ESPH:

Cuadro N° 40
Costos y Gastos del período 2022
Solicitud presentada por la ESPH
(En millones)

Costos y gastos	ESPH real	IE estimado	Diferencia
Costos de operación y mantenimiento	4 529,39	4 007,27	522,12
Gastos administrativos	323,92	274,68	49,24
Gastos administrativos indirectos	-	101,34	-101,34
Canon de regulación	17,65	14,66	2,99
Canon agua	183,08	172,43	10,65
Gastos de investigación y desarrollo	31,49	10,19	21,30
Gastos sociales y ambientales	9,15	8,30	0,84
Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tareas	2 239,80	1 773,11	466,69
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	51,85	54,39	-2,54
Amortización del ejercicio	12,96	478,60	-465,64
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,92	-	2,92
Otros gastos	0,00	9,92	-9,92
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	285,92	35,75	250,18
Gastos no Regulatorios	-15,26	-	-15,26
Total de gastos	7 672,88	6 940,65	732,23

Fuente: Excel Justificac_Gtos_Generac_2022

Se muestra un comparativo entre los costos y gastos reales de la ESPH ajustados por parte de la IE respecto a lo estimado vía tarifas en el período 2022:

Cuadro N° 41
Costos y Gastos del período 2022
Comparativo monto real ajustado por IE
versus monto estimado
(En millones)

Costos y gastos	IE real ajustado	IE estimado	Diferencia
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	4 400,60	4 007,27	393,33
<i>Gastos administrativos</i>	323,67	376,02	-52,35
<i>Canon de regulación</i>	13,70	14,66	-0,96
<i>Canon agua</i>	183,08	172,43	10,65
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	29,72	10,19	19,53
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	8,66	8,30	0,36
<i>Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tacares</i>	2 232,81	1 760,14	472,67
<i>Depreciaciones del ejercicio revaluadas</i>	67,70	54,39	13,31
<i>Amortización del ejercicio</i>	8,78	491,57	-482,79
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	-3,17	-	-3,17
<i>Otros gastos</i>	-	9,92	-9,92
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	285,92	35,75	250,18
<i>Gastos no Regulatorios</i>	-	-	-
Total de gastos	7 551,49	6 940,65	610,83

Fuente: Intendencia de Energía

Se procede a presentar el detalle por cuentas de la solicitud de la ESPH comparada con el dato validado por la IE:

Cuadro N° 42
Costos y Gastos del período 2022
Comparativo monto real ESPH
versus monto real ajustado por IE
(En millones)

Costos y gastos	ESPH real	IE real ajustado	Diferencia
<i>Costos de operación y mantenimiento</i>	4 529,39	4 400,60	-128,79
<i>Gastos administrativos</i>	323,92	323,67	-0,25
<i>Canon de regulación</i>	17,65	13,70	-3,95
<i>Canon agua</i>	183,08	183,08	-
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	31,49	29,72	-1,77
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	9,15	8,66	-0,49
<i>Depreciaciones del ejercicio al costo y amortización de Tacares</i>	2 239,80	2 232,81	-7,00
<i>Depreciaciones del ejercicio revaluadas</i>	51,85	67,70	15,85
<i>Amortización del ejercicio</i>	12,96	8,78	-4,18
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	2,92	-3,17	-6,09
<i>Otros gastos</i>	0,00	-	-0,00
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	285,92	285,92	-
<i>Gastos no Regulatorios</i>	-15,26	-	15,26
Total de gastos	7 672,88	7 551,49	-121,39

Fuente: Intendencia de Energía

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

Operación y mantenimiento (cuenta regulatoria 5.2.):

En el archivo “IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE” en la hoja de “Homologación” se presentan los costos y gastos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de generación.

Las variaciones ascienden a ¢-128,787 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 43
Variaciones de la cuenta O&M período 2022
(En millones)

Descripción	Monto
C.C.S.S.	0,351
Décimo Tercer Mes	-0,913
I.M.A.S.	0,001
I.N.A.	0,003
Vacaciones	-2,000
Prestaciones Legales	-9,764
Otros impuestos	-1,141
Gastos Diversos	-0,103
Otros Servicios	-11,414
Seguros	-30,772
Servicios de ingeniería	-69,123
Servicios médicos y de laboratorio	-3,912
TOTAL	-128,787

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢12,32 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2022” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

Con referencia al “Otros impuestos”, en el informe IN-017-EEC-2023, la ESPH indicó:

(...) Para el año 2022 se pagó a esta cuenta un total ¢1 141 1000, mismo rubro que no es regulatorio dado que corresponde a cancelación de sanciones administrativas a la Hidroeléctrica 4 Bocas, debido a que se pagó de forma extemporánea la declaración de impuestos sobre la renta de la sociedad...”

En consecuencia, se excluyen los ¢1,14 millones que obedecen a gastos no tarifarios.

Con referencia a los “Gastos Diversos”, en el informe IN-017-EEC-2023, la ESPH indicó:

(...) la mayoría de los registros corresponden a ajustes en conciliaciones, se agruparon en la cuenta madre “Gastos Varios”...

En consecuencia, se excluyen los ¢0,103 millones que obedecen a gastos por ajustes que no cuentan con una justificación que permita su validación.

Con referencia a los “Otros Servicios”, en el informe IN-017-EEC-2023, la ESPH indicó, entre otras cosas:

(...) Para la cuenta de “Otros Servicios” no son aprobados recursos por parte de la ARESEP, pese a ello el negocio tuvo que ejecutar ¢14,61 millones, mismos que a continuación se muestra los tipos de servicios contratados.

CUADRO 17 RESUMEN REGISTROS CUENTA OTROS SERVICIOS, EN COLONES			
Actividad	Monto	Representación	
Ajuste	2 150,00	0,01%	
Peaje	58 410,00	0,40%	
Desinfección y sanitización	3 203 095,53	21,91%	
Custodia documentos	285 938,35	1,96%	
Renovación licencia	131 800,00	0,90%	
Subestaciones PHLN2	1 750 555,48	11,98%	
Permiso sanitario	66 200,00	0,45%	
Remesas	2 500,00	0,02%	
Ordenes liquidadas	1 599 021,40	10,94%	
Trabajo de termografía	1 802 552,17	12,33%	
Llavin	44 247,79	0,30%	
Plan de Mantenimiento	5 490 265,48	37,56%	
Central telefónica	180 071,60	1,23%	
Total	14 616 807,80	100%	

Fuente: Sistema SAF/ Servicios Diversos/ Otros servicios

Seguidamente se dará el detalle de los gastos representativos del cuadro anterior.

- **Planes de mantenimiento:** Para el año 2022 la Planta Hidroeléctrica Los Negros 2 tuvo que reparar el acceso a toma de agua, para lo cual se requirió la instalación de paso de alcantarillas, alquiler de maquinaria para bombeo y conformación del camino; este acceso es importante para la operación y mantenimiento de los equipos de producción de esta ubicación. (Ver Respaldo/512-RG).
- **Desinfección de edificios, oficinas, activos y vehículos del negocio de generación,** con el fin de evitar la propagación y contagio del virus SARS COV 2 responsable de la Covid-19 (...)
- **Trabajos de termografía:** Para uso de la Planta Hidroeléctrica Los Negros 2; se requirió el pago del servicio de termografía a efecto de realizar trabajos de mantenimiento y monitoreo de las maquinas, estructuras y sistema de la Planta, con el objetivo de validar si todo está en óptimas condiciones para trabajar

adecuadamente y que no genere atrasos en su gestión. (Ver Respaldo/511-RG)

- **Servicio de acompañamiento para ingreso a las subestaciones de Planta Los Negros II:** Debido a que las líneas de transmisión de energía eléctrica de las plantas hidroeléctricas de la ESPH llegan a las subestaciones del ICE (en estos casos PHLN II – Mogote y PHLN I – Miravalles), estas subestaciones son desatendidas, es decir, no hay personal en dichos predios. Cada vez que el personal de operación y mantenimiento de Generación requiere ingresar a las subestaciones para inspecciones y ejecución de trabajos, el ICE asigna personal para realizar el acompañamiento que brinda el acceso y la supervisión de los trabajos en las subestaciones.
- **Ordenes liquidas:** Corresponde a órdenes de mantenimiento que se procede a segregar en el Sistema Administrativo Financiero de la ESPH S.A., con el fin de poder cuantificar los costos en que se incurrió por órdenes de mantenimiento de líneas eléctricas, de la Planta Hidroeléctrica Tacares, el cual consiste en pagarle al ICE sobre este tipo de servicios; por otra parte, mantenimiento general de equipos Planta Hidroeléctrica Los Negros 1.
- **Pago por la custodia de documentos,** con el fin de cumplir lo que establece el artículo 41 de la Ley 7202 Ley del Sistema Nacional de Archivos (...)” El resaltado no es del original

Tal como lo indicó la ESPH, la IE vía ordinaria en la resolución RE-0076-IE-2021 (expediente ET-072-2021), no estimó ningún monto para esta cuenta, al analizar las justificaciones presentadas por la ESPH, se desprende que con excepción la Desinfección de edificios, de todos los demás conceptos citados en el cuadro supra responden a gastos ordinarios que la ESPH cuando presentó el estudio ordinario debió haber previsto. De conformidad con el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, las erogaciones para estos conceptos de gasto no corresponden a un caso fortuito o fuerza mayor, todo lo contrario el gasto era predecible, no implicó un evento de la naturaleza no controlable, desconocido por la empresa o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, en consecuencia se excluye el monto de ¢-11,41 millones y se reconoce únicamente ¢3,20 millones ya que su naturaleza si responde a una caso de fuerza mayor.

En cuanto a la cuenta de seguros es importante reiterar que la ESPH en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” no completa correctamente la información requerida y se limita a listar las pólizas renovadas en el año que se trate, en vez de mostrar el gasto real que incluye las amortizaciones de las

pólizas renovadas el año anterior, pero pendientes de diferir más las renovadas durante ese año que ya tienen una amortización vencida.

En consecuencia, esta Intendencia tuvo que desarrollar el cálculo correspondiente, el cual se muestra en el archivo “IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE” en la hoja de “Detalle seguros 2022 IE”, se puede observar que el resultado obtenido por la IE asciende a ¢423,07 millones, mientras que la ESPH consignó un monto de ¢453,84 millones, al ser el monto de la ESPH superior, se valida el dato calculado por la IE y se asigna por peso relativo a las mismas cuentas regulatorias propuestas por la ESPH, en consecuencia, se excluye un monto de ¢-30,77 millones.

Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” en proporción a los meses que corresponda para el año en estudio.

En cuanto a los servicios de ingeniería, en el informe IN-017-EEC-2023, la ESPH muestra el siguiente el siguiente detalle:

CUADRO 22 DETALLE DE LOS REGISTROS SERVICIOS DE INGENIERÍA, EN COLONES		
Detalle de servicio	Monto	Representación
Soporte de fábrica	333 746,91	0,48%
Ordenes liquidadas	27 915 926,55	40,39%
Desmontaje de la celda 13,8 kv	13 680 420,45	19,79%
Estudio de Impacto Ambiental ante Setena	2 772 703,44	4,01%
Pruebas de verificación de parámetros de operación. Planta tacares	14 652 198,00	21,20%
Contrato de Conexión de la Planta Hidroeléctrica Tacares.	9 768 132,00	14,13%
Total	69 123 127,35	

Fuente: Sistema SAF Servicios Diversos/ Servicios Ingenieriles

La IE vía ordinaria en la resolución RE-0076-IE-2021 (expediente ET-072-2021), no estimó ningún monto para esta cuenta, al analizar las justificaciones presentadas por la ESPH y las explicaciones ampliadas en la respuesta a la información adicional, se desprende que todos los conceptos citados en el cuadro supra responden a gastos ordinarios que la ESPH cuando presentó el estudio ordinario debió haber previsto. De conformidad con el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, las erogaciones para estos conceptos de gasto no corresponden a un caso fortuito o fuerza mayor, todo lo contrario el gasto era predecible, no implicó un evento de la naturaleza no controlable, desconocido por la empresa o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, en consecuencia se excluye el monto de ¢69,12 millones.

En cuanto a la cuenta de Servicios médicos y de laboratorio, se aplicó el mismo criterio expuesto en la sección de gastos de operación y mantenimiento de la liquidación del 2021 y en consecuencia, se excluye el monto de ¢3,91 millones.

Se aclara que a pesar de que la IE vía ordinaria en la resolución RE-0076-IE-2021 (expediente ET-072-2021), no estimó ningún monto para esta cuenta, al analizar las justificaciones presentadas por la ESPH, para los siguientes rubros se consideró que cumplen con el criterio de caso fortuito o fuerza mayor:

“Alquileres diversos”, se valoró a la luz de los criterios de fuerza mayor, sobre esta erogación la ESPH, en el informe IN-017-EEC-2023 señaló:

(...) Esta cuenta no presenta un monto avalado tarifariamente, pese a ello la ESPH S.A. tuvo que incurrir en el pago del alquiler de 3 TC'S, para la puesta en marca de la subestación Miravalles, por un monto de ¢5,26 millones, lo cual es requerido por la interconexión a las líneas de transmisión...” Informe IN-017-EEC-2022, página 42.

En consecuencia, se reconoció este monto.

La cuenta de "Acceso a enlace" se consideró que responden a la atención e implementación de mejoras a la seguridad informática, dado los eventos de hackeo de datos, por lo que cumple con la atención de caso fortuito.

Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.):

A la luz de lo indicado por la ESPH, se aclara que en este ejercicio la IE únicamente consideró los gastos de la planta general, tal como corresponde, por el porcentaje de distribución de 8,50% asignado al sistema de generación. Durante este año en la cuenta de Gastos Administrativos aplicados se incorporaron erogaciones de las cuentas 5.5. y 5.7., motivo por el cual en la hoja denominada “Homologación”, se muestra un costo total de ¢325,93 millones, mientras que en la hoja “Registros un monto de ¢323,91 millones ambos datos sin cánones.

En el archivo “IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE” en la hoja de “BD ESPH INDIRECTOS” se presentan los costos y gastos relacionados a los gastos administrativos tanto directos como indirectos aplicados al sistema de generación.

Las variaciones ascienden a ¢-0,246 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 44
Variaciones de la cuenta Administrativos período 2022
(En millones)

<i>Descripción</i>	<i>Monto</i>
C.C.S.S.	0,096
Décimo Tercer Mes	-0,250
I.M.A.S.	0,000
I.N.A.	0,001
Vacaciones	-0,547
Prestaciones Legales	-2,670
Canon Ambiental por Vertido Alcant. Sanit	-0,004
Gastos generales y de administración aplicados	1,057
<u>SUBTOTAL</u>	-2,317
Diferencia de saldos contenidos en las cuentas 5.5.	1,638
Diferencia de saldos contenidos en las cuentas 5.7.	0,382
Efecto de esos registros	0,050
<u>TOTAL</u>	0,246

Fuente: Intendencia de Energía

No es adecuado detallar las diferencias únicamente para los gastos administrativos, ya que como se evidencia mezclaron cuentas de Gastos de Investigación y Desarrollo (5.5.), así como Gastos Sociales y Ambientales (5.7.), por lo que el detalle sería impreciso.

En cuanto a los gastos administrativos indirectos aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en la hoja de cálculo denominada “Detalle seguros” del archivo citado al inicio de esta sección.
- **Pérdida en venta y retiro de activos:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye este gasto total, no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Servicios de ingeniería:** Se considera que por las funciones que desempeña este profesional, debe ser asignado en forma directa al servicio que corresponda, por lo que se excluye un monto de ¢5,37 millones.

- **Mantenimiento de Instalaciones y Redes:** La empresa indicó en el informe IN-08-EEC-2023 página 42, que “El único movimiento registrado para esta subcuenta corresponde a un ajuste por diferencial cambiario, el cual está registrado en la cuenta incorrecta”, en consecuencia, se excluye el gasto.
- **Diferencia en costo promedio de inventario:** Esta cuenta es no tarifaria en consecuencia se excluye el gasto.
- **Gastos varios:** integrada por las subcuentas de Multas y sanciones y Gastos Diversos, la empresa indicó en el informe IN-08-EEC-2023 que “la mayoría de los registros corresponden a ajustes en conciliaciones”, que no cuentan con una justificación que permita su validación en consecuencia se excluye el gasto.
- **IVA:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado al IVA, no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Financieros:** De conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley 7593, los gastos financieros no se reconocen.
- **Depreciación:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado a la depreciación, este rubro no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Amortizaciones:** Dado que en el estado de resultados tarifario se incluye el gasto total relacionado a las amortizaciones del ejercicio al costo, este rubro no se reconoce en este apartado de gasto.
- **Servicios diversos:** En esta cuenta se incluyen los gastos por análisis de laboratorio, médico de empresa, fisioterapeuta y psicólogo, según el criterio expuesto en la sección de gastos de operación y mantenimiento de la liquidación del 2021, estos rubros son excluidos.

La IE una vez excluidos los rubros supracitados, le aplicó el 8,50% de asignación para el sistema de generación y lo prorrateó por peso relativo entre las mismas cuentas de contabilidad regulatoria donde la ESPH asignó los gastos de administración aplicados.

Canon de regulación (cuenta regulatoria 5.4.1.07.06.01.):

En el archivo "IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE" en la hoja de "canon" se muestra el canon por actividad aprobado para el período 2022, donde el monto correspondiente a ESPH fue de ¢73,68 millones, de acuerdo a los ingresos reportados en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2022 se determinó el peso porcentual de los ingresos, en el cual el sistema de generación representa el 18,59% de los ingresos del sector energía eléctrica, ese porcentaje se multiplicó por el canon aprobado, dando como resultado el canon para el período 2022 de ¢13,70 millones según el cálculo que se muestra a continuación:

Cuadro N° 45
Canon de regulación período 2022
(En millones)

Negocio	Monto asignado	%
Distribución	58,11	78,87%
Alumbrado Público	1,87	2,54%
Generación	13,70	18,59%
Total	73,68	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía

Investigación y desarrollo (cuenta regulatoria 5.5.):

Las variaciones ascienden a ¢-1,76 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 46
Variaciones de la cuenta Investigación y desarrollo
período 2022
(En millones)

Descripción	Monto
C.C.S.S.	-0,004
Décimo Tercer Mes	0,010
I.M.A.S.	-0,000
I.N.A.	-0,000
Vacaciones	0,021
Prestaciones Legales	0,102
Gastos generales y de administración aplicados	1,638
TOTAL	1,767

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢0,129 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo

tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2021” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

La porción correspondiente a los gastos generales de administración aplicados se vio impactada por las mismas exclusiones expuestas en la sección denominada **Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.)**, debido a que ESPH prorrateó parte de estos cargos a las cuentas regulatorias 5.5.

Social y Ambiental (cuenta regulatoria 5.7.):

Las variaciones ascienden a ¢-0,487 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 47
Variaciones de la cuenta Gastos sociales y ambientales
período 2022
(En millones)

<i>Descripción</i>	<i>Monto</i>
C.C.S.S.	0,003
Décimo Tercer Mes	-0,008
I.M.A.S.	0,000
I.N.A.	0,000
Vacaciones	-0,017
Prestaciones Legales	-0,083
Gastos generales y de administración aplicados	0,382
TOTAL	0,487

Fuente: Intendencia de Energía

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢0,105 millones conformadas por las cuentas de cargas sociales (CCSS, IMAS, INA), décimo tercer mes, vacaciones y prestaciones legales. Las diferencias se generan porque no se reconoce la provisión para vacaciones ni prestaciones legales sino el monto realmente cancelado de conformidad con el archivo “Pago_Cesantia_2021” y porque al aplicar los porcentajes de cargas sociales (26,50% según se indica en los criterios generales) sobre los salarios no arrojan los montos indicados por la ESPH.

La porción correspondiente a los gastos generales de administración aplicados se vio impactada por las mismas exclusiones expuestas en la sección

denominada **Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.)**, debido a que ESPH prorrateó parte de estos cargos a las cuentas regulatorias 5.7.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas (cuentas regulatorias 5.8. y 5.9.):

En el archivo "IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE" en la hoja de "Depreciaciones" se muestra el resumen del gasto por depreciación del sistema de generación. El detalle del gasto por depreciación tanto al costo como revaluada, se puede consultar en los archivos "PI_11_Liq_Inv_Generac_2022" y "DEPRECIACIÓN 2021 - 2022".

Las variaciones por depreciación al costo ascienden a ¢-3,63 millones y revaluada ascienden a ¢15,85 millones.

En el archivo "IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE" en la hoja de "Amortizables G" se muestra el gasto por amortización de las licencias asignadas directamente al sistema de generación.

En el archivo "IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE" en la hoja de "Amortiz administración" se muestra el gasto por amortización de las licencias administrativas asignadas en un 8,50% al sistema de generación.

En el archivo "IE_RE_7738_Liq_Costos_y_Gastos_Generacion 2022 IE" en la hoja de "AMORTIZACION PHT DISTRIBUIDA" se muestra el gasto por amortización de la planta Tacares.

Las variaciones totales ascienden a ¢4,68 millones, con el siguiente detalle:

Cuadro N° 48
Variaciones de las cuentas de depreciaciones
y amortizaciones período 2022
(En millones)

Descripción	Monto
Licencias de Software Administrativas	-3,36
Licencias de Software generación	-4,17
Depreciación al costo	-3,63
Depreciación revaluada	15,85
TOTAL	4,68

Fuente: Intendencia de Energía

Para el cálculo de las amortizaciones de licencias la ESPH se reusó a corregir los formularios “IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables” en ese sentido se tuvo que incorporar los datos desde los auxiliares que aportaron, mismos que no conciliaron con la información del citado formulario. Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables”.

En cuanto a las variaciones de las amortizaciones de licencias tanto de generación como administrativas, las mismas se generan debido a que la ESPH durante el 2021 modificó las vidas útiles de varios activos sin ninguna justificación, lo que impactó el resultado del 2022. Producto de que se acortaron las vidas útiles, durante este año los resultados obtenidos por la IE serán inferiores a los calculados por la ESPH, no obstante, en los años siguientes los resultados serán superiores, hasta agotar la vida útil de los activos que sufrieron dicha modificación.

Adicionalmente, la ESPH agrega una línea en el Cuadro 34 del informe IN-17-EEC-2023 página 45, con la descripción “Compra de contratación del servicio Microsoft/ office 365”, no obstante, esta presunta compra no fue incluida en los auxiliares, motivo por el cual, no teniendo evidencia de esa erogación y la propia ESPH no la incluyó en su auxiliar, no es considerado este monto.

En cuanto a las depreciaciones, tanto al costo como revaluadas, si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$.

Por lo anterior se consideró para el 2022 los datos reportados por ESPH al 2021 más el efecto de las adiciones y retiros aportados por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación las reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.

Pérdidas por deterioro y desvalorización (cuenta regulatoria 5.10.):

La variación asciende a ¢-6,08 millones si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$.

Por lo anterior se consideró para el 2022 el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, sin embargo, es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para el 2022.

Gastos Financieros (cuenta regulatoria 5.11.):

Si bien en el formulario “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021” la ESPH incorporó montos en esta cuenta regulatoria, solo una ínfima porción fue considerada en su estado de resultados, que no fue justificada, en ese sentido la IE no los considera en los estados de resultados regulatorios.

IVA (cuenta regulatoria 5.12.):

En el archivo “IE_RE_7738_Liquidación_Gen_2021 IE” en la hoja de “Registros” se muestra el gasto por Impuesto al Valor Agregado (IVA), se valida el dato reportado por la ESPH, en consecuencia, no se genera ninguna diferencia.

Del resultado del análisis realizado por la IE, para el cálculo de la variable ITA_z , en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por la ESPH, se determinó un ingreso real por ¢11 374,81 millones, los estimados en el ET-072-2021 se mantienen iguales al dato consignado por ESPH, obteniendo la IE un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢-1 524,52 millones en favor de la ESPH.

En cuanto a costos y gastos, para el cálculo de la variable GTA_z , la IE realizó varios ajustes que se detallarán más adelante, obteniendo una erogación real por ¢7 551,48 millones, los estimados en el ET-072-2021 se mantienen iguales al dato consignado por ESPH, obteniendo la IE un diferencial entre lo real y lo estimado vía ordinaria de ¢610,83 millones en favor de la ESPH. Para un efecto

total de ¢-2 135,36 millones en favor de la ESPH únicamente por liquidación de ingresos y costos y gastos.

Cuadro N° 49
Liquidación del periodo 2022 calculada por la IE
(En millones)

ITA_z=	ITR_z	ITE_z
-1 524,53	11 374,81	12 899,34
GTA_z=	GR_{coma,z}	GE_{coma,z}
610,83	7 551,49	6 940,65
LI_z=	ITA_z	GTA_z
-2 135,36	-1 524,53	610,83

Fuente: Intendencia de Energía

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH en el rubro de gastos totales ajustados (GTA_z), se debe al tratamiento de prestaciones legales, vacaciones, exclusión de gastos que no cumplen con el principio de servicio al costo, gastos innecesarios o que no tienen relación con el servicio público de generación de energía eléctrica, el cual se explica a detalle más adelante.

Todos los ajustes descritos le permitieron a la IE obtener el resultado que se mostró en la liquidación de ingresos, costos y gastos (LI_z), no obstante, la ESPH propuso una liquidación de rédito y base tarifaria por lo que plantean en el archivo "LiqGen2022_detall mensual" aportado en la Respuesta a la prevención, el siguiente cálculo.

Cuadro N° 50
Liquidación total del periodo 2022 solicitada por la ESPH
(En millones)

Descripción	Monto
Resultado de la liquidación de ingresos y gastos	2 255,64
Resultado liquidación para obtener el rédito de desarrollo	2 144,92
Total a liquidar	4 400,56

Fuente: LiqGen2022_detall mensual // Respuesta a la prevención

La ESPH plantea para el 2022 una liquidación total por ¢4 400,56 millones, de devolución a la ESPH, lo cual no es comparable con el dato obtenido por la IE, toda vez que como se desarrollará, no corresponde liquidar estas variables.

Sobre la propuesta de liquidar los componentes de rédito y base tarifaria, es necesario reiterar lo indicado por el CDR en el oficio OF-0296-CDR-2023, que en lo que interesa señala:

“(...) Si se decidiera liquidar lo correspondiente al rédito de desarrollo, habría que evaluar no solo cómo se debe calcular (los parámetros nacionales e internacionales utilizados para su cálculo), sino también si el rédito fue empleado para los fines para los cuales fue incluido en el cálculo tarifario: ofrecer tarifas competitivas y el adecuado desarrollo del servicio (según Ley 7593, art. 3.b). Esto implica que una adecuada liquidación del componente de rédito para el desarrollo debería conllevar un análisis exhaustivo de estos aspectos, lo cual escapa a los criterios de liquidación contemplados en las metodologías tarifarias que se analizaron.

Dicho lo anterior, si bien en la sección “Liquidación del periodo anterior” de las metodologías se hace referencia a la liquidación de todas las variables, como en el caso de resolución RJD-140-2015 que indica “Una vez aplicado por primera vez el modelo descrito en la presente metodología, en las sucesivas fijaciones tarifarias ordinarias para el servicio de transmisión de energía eléctrica, deberán revisarse y actualizarse todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario vigente...”, sin embargo, posteriormente se limitan las liquidaciones a las variables de ingreso y gasto cuando se especifica “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 por encima de los costos obtenidos por la empresa en cada periodo. De manera contraria, si los ingresos fuesen inferiores a los gastos, la empresa transmisora podrá solicitar un estudio ordinario con las justificaciones pertinentes.” (destacados no son de original).

Coincidentemente, la formulación contenida en la sección de liquidaciones solo contempla las diferencias entre los ingresos totales ajustados (ITA) y los gastos totales ajustados (GTA), como se evidencia en la resolución RJD-140-2015, cuando incluye las fórmulas 5, 6 y 7(...)

(...) Por tanto, se evidencia que la formulación solo contempla la liquidación de ingresos y gastos; adicionalmente, se recalca que las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria” no son mencionadas en ninguna parte de este apartado.

Adicionalmente, se resalta que para realizar la liquidación de los ingresos (Fórmula 6) se emplea la diferencia entre los ingresos totales reales durante el periodo a liquidar y los ingresos totales estimados. En la metodología RJD-140-2015, los “ingresos totales estimados” se basan en los “Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados”, “la tasa de rédito para el desarrollo” y “la base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo”, esto se evidencia en la fórmula 3 de esta metodología (...)

De esta forma, la variable “Ingresos totales estimados” que se incluye en el proceso de liquidación, ya considera en su proceso ordinario de estimación a las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria”; por tanto, las desviaciones en el proceso de estimación de estas variables pueden verse reflejadas en la liquidación de los ingresos dado que influyen en la estimación de una de las variables empleadas y, si se incluye su liquidación, puede resultar en duplicaciones.

Como conclusión de lo anterior: la sección “Liquidación del periodo anterior” solo considera las liquidaciones de gastos e ingresos.

Si bien esta conclusión emplea de ejemplo a la resolución RJD-140-2015 sobre la transmisión de energía eléctrica para operadores públicos, municipales y cooperativas de electrificación rural, similares conclusiones se obtienen para las resoluciones RJD-139-2015 y RJD-141-2015 sobre la distribución y generación de energía eléctrica para operadores públicos, municipales y cooperativas de electrificación rural, respectivamente. (...)

En ese sentido es claro que no procede lo pretendido por la ESPH.

El efecto neto por concepto de las liquidaciones del 2021 y 2022, asciende a ¢584,75 millones a favor del usuario y se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 51
Liquidación neta del periodo 2021 y 2022
(En millones)

Descripción	Monto
Liquidación 2021 devolución al usuario IE	2 720,11
Liquidación 2022 reintegro a ESPH	-2 135,36
Efecto Neto 2021-2022	584,75

Fuente: Intendencia de Energía

b) Ordinario estimación para el 2024

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 IE 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 IE 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 costos y gastos:**

Previo a desarrollar este apartado, es importante aclarar que la ESPH no identificó para el 2022 los costos no recurrentes, motivo por el cual esta Intendencia procedió a realizar la depuración técnica de la base 2022, en ese sentido en cada uno de los conceptos de gastos ajustados se hará la mención correspondiente más adelante.

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la ESPH y lo incorporado por la IE en el cálculo tarifario:

Cuadro N.° 521
Comparativa
Proyección costos y gastos
2024
(En colones)

Código Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	IE	2024	
				Δ ABS	Δ %
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 778,73	3 947,80	830,92	17,39%
5.4	Gastos administrativos	345,15	328,15	17,00	4,92%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	4,22	11,52	-7,30	-
					172,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	199,77	190,71	9,06	4,54%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	13,21	12,74	0,47	3,59%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9,94	9,36	0,58	5,81%
5.8.1.	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 290,98	1 716,94	74,09	3,23%
5.8.2.02.01.01.	Amortizaciones de licencias directas de generación	-	9,15	-	
5.8.2.02.01.03.	Amortizaciones de licencias administrativas	-	10,63	-	
5.8.2.02.99.	Amortización proyecto Tacares	-	480,18	-	
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	54,01	47,26	6,75	12,50%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	3,14	-	3,14	100,00%
5.11	Otros gastos	2,17	-	2,17	100,00%
5.12	Gastos Financieros	-			
	Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	212,02	215,67	-3,65	-1,72%
Total de gastos		7 913,34	6 980,10	933,24	

Fuente: Intendencia de Energía

Nota: para las depreciaciones y amortizaciones se realizó la separación correspondiente

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

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 53
IPC
Sistema de generación
Periodos 2023-2024

Año	Inflación/ESPH	Inflación/IE
2023	5,00%	1,12%
2024	3,70%	3,01%

Fuente: Intendencia de Energía

Cuentas que aplican para todos los apartados de costos:

- ✓ **Salarios y cargas sociales**, es importante aclarar que si bien se validó el dato presentado por la ESPH en el 2022, estas partidas son proyectadas utilizando la variación anual del IPC, (1,20% para el 2023 y 1,90% para el 2024). Respecto a las cargas sociales aplicadas, se consideraron los porcentajes citados en el apartado III.2.f.ii. de este informe.
- ✓ **Prestaciones Legales**, la ESPH incluye la provisión como un gasto no recurrente, la IE proyecta el pago que se estima que se va a erogar realmente de conformidad con la información aportada.

Operación y mantenimiento (cuenta regulatoria 5.2.):

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos _Gastos_Gen IE” en la hoja de “Homologación” se presentan los costos y gastos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de generación.

Los ajustes realizados a la base 2022 son los siguientes:

- ✓ **Servicios de vigilancia**, si bien la ESPH indicó que esta cuenta se asigna a cada sistema por cantidad de oficiales, omitió identificar el sistema en que trabaja cada oficial, en consecuencia no fue posible analizar la asignación. No obstante siendo que la IE reconoce que este cargo es un costo necesario para el servicio público, se consideró la proyección realizada por la ESPH.
- ✓ **Servicios de limpieza**, la ESPH indicó en las páginas 21 y 22 del IN-27-EEC-2022 que este servicio: “se asigna entre los distintos negocios conforme los metros cuadrados...” “Los porcentajes de asignación entre

los distintos negocios variaron con respecto a los utilizados para el cálculo de las estimaciones del período liquidado 2021...”.

Debido a lo anterior, la IE en la información adicional le solicitó: “explicar el cambio de driver, detallando el motivo por el que varía la cantidad de metros cuadrados utilizados por generación?”

En la respuesta, la ESPH aclaró que: “La misma cantidad de metros cuadrados para los servicios de limpieza del negocio de generación se mantiene desde el 2018 al 2021, para un total de 15.7m², sin embargo, durante el 2021 es sustituida la empresa que brinda este servicio, por lo que existe una variación en el precio con relación al proveedor anterior.”

Con el fin de asignar este servicio por metro cuadrado, de conformidad con lo indicado por la ESPH, se procedió a revisar la propuesta, al respecto remitieron el archivo “Estimación con contratos” en la hoja “Edificios para segur” se indica que el área total de la ESPH es de 12 081,52m² y que generación cuenta con 15,7m² lo que corresponde a un 0,13%. Por otra parte, en la respuesta al auto de prevención la ESPH aportó el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026” en la hoja “Datos Actualizados al 17-04-23” se indica que el área total de la ESPH es de 5 502m² y que generación cuenta con 15,7m² lo que corresponde a un 0,29%, porcentaje que incluye el área administrativa, toda vez que dicha sección no aparece en los negocios de esta distribución. El driver se extrae a continuación:

FACTOR: AREA (MTS²)		
NEGOCIO	Cantidad de metros2	%
Agua Potable	1200	21,81%
Aguas Residuales	350	6,36%
Energía Eléctrica	3152	57,28%
Alumbrado Público	493	8,97%
Tarifa Hídrica	30	0,55%
Hidrantes	133	2,42%
Telecomunicaciones	128	2,33%
Generación	15,70	0,29%
TOTAL	5502	100,00%

Cantidad de Mts² a enero
2023

Suministrado por GISA el 30/01/2023
TIC-20-2023

Siendo que la empresa omite explicar la diferencia del área entre las diferentes fuentes de información y tampoco detalla el inductor utilizado por ellos en la proyección, esta Intendencia utilizó para proyectar este gasto el driver mostrado en el archivo "Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026" en la hoja "Datos Actualizados al 17-04-23" que corresponde a un 0,29%, aunado a que el mismo fue validado por su Junta Directiva y además incluye el área administrativa. El resultado final obtenido por la IE difiere del propuesto por la ESPH.

- ✓ **Seguros**, si bien esta cuenta es proyectada por inflación, para el 2024 se le adicionó el seguro para automóviles, en razón de que la ESPH indicó en la respuesta a la información adicional que: "Para el año 2021 el monto correspondiente a la amortización del Derecho de Circulación (marchamos) y el seguro de vehículos contra terceros se registró a la cuenta 600-010-150-007-000-000 Mantenimiento y Reparación de Equipo de Transporte y no a la cuenta 600-010-270-000-000-000 Seguros, esto con el fin de poder identificar el monto de los seguros asociados específicamente a los equipos de transporte, aunque se reconoce que lo correcto es registrarlo en la cuenta específica de seguros, este cambio se aplica a los registros correspondientes al periodo 2023. ..." Se le advierte a la ESPH que en este expediente no se están fijando tarifas para el 2023, en consecuencia, la incorporación del seguro de automóviles en la cuenta de seguros regulatoriamente será a partir del 2024.
- ✓ **Acceso a enlace**, si bien esta cuenta es proyectada por inflación, para el 2024 se le adicionó la porción que la ESPH registró en la cuenta de mantenimiento de redes, considerando que la ESPH indicó en la respuesta a la información adicional que: "Por su parte el acceso a enlace el cual se registra a través de la cuenta contable 600-010-060-003-004-000 corresponde al gasto producto del servicio de acceso a los enlaces de punto a punto de fibra óptica, medio por el cual se realiza la comunicación y automatización de los equipos e infraestructura de la ESPH.

Para el periodo 2022 erróneamente se registró a la cuenta contable 600-010-150-001-000-000 Mantenimiento de Instalaciones y Redes el monto correspondiente al servicio de Acceso en enlaces desde el mes de enero hasta setiembre, para los meses de octubre a diciembre ya registró en la cuenta correcta 600-010-060-003-004-000, hasta el día de hoy se registra correctamente en la última cuenta indicada. Para el periodo 2022 si bien es cierto se identificó el error no se realizó el ajuste de reclasificación de los 9 meses en los que se registró en la cuenta 600-010-150-001-000-000."

- ✓ **Alquileres del contrato Los Negros I**, siendo que el contrato está en dólares, se proyectó utilizando el tipo de cambio estimado de ¢546,86 por dólar para el 2023 y ¢538,14 por dólar para el 2024.
- ✓ **Alquileres diversos**, siendo que la ESPH indicó en el IN-17-EEC-2023 página 42 que el cargo para el 2022 correspondía a “Esta cuenta no presenta un monto avalado tarifariamente, pese a ello la ESPH S.A. tuvo que incurrir en el pago del alquiler de 3 TC’S, para la puesta en marca de la subestación Miravalles, por un monto de ¢5,26 millones, lo cual es requerido por la interconexión a las líneas de transmisión.” Evento que se consideró en la liquidación como caso fortuito, se excluye para la proyección toda vez que no es recurrente.
- ✓ **Canon por explotación de Plantas Hidroeléctricas**, se valida la proyección específica propuesta por la ESPH.
- ✓ **Servicio de Mantenimiento Sistemas Informáticos**, siendo que la ESPH indicó en el IN-17-EEC-2023 página 31 que el cargo para el 2022 correspondía a “Migración código de barras: Se debe de realizar un análisis del sistema que soportan los dispositivos de aplicación móvil de captura automatizada de datos que se utilizan en el Almacén Central, con el fin de determinar que herramientas, personal y desarrollo se requiere para dar este primer paso, ya que, es importante contar con los insumos necesarios tales como software, hardware, horas hombre y capacidad técnica para realizar dicha labor con el fin de integrar los sistemas..” se excluye para la proyección ¢4,13 millones de la migración a código de barras, toda vez que no es recurrente.
- ✓ **Otros Servicios**, siendo que en el 2022 esta cuenta fue validada como un caso fortuito, se excluye para la proyección toda vez que no es recurrente.
- ✓ **Mantenimiento y reparación de equipos**, en concordancia con lo indicado para la cuenta de “Seguros”, se excluye de esta cuenta lo correspondiente a seguros de automóviles.
- ✓ **Mantenimiento de Instalaciones y Redes**, en concordancia con lo indicado para la cuenta de “Acceso a enlace”, se excluye de esta cuenta lo correspondiente a ese concepto.

- ✓ **Alquiler de Maquinaria, Equipo y Mobiliario**, siendo que la ESPH indicó en el informe IN-17-EEC-2023 página 42 que en el cargo para el 2022 “Se incluye en esta partida el alquiler de equipo especial para la extracción de sedimentos de la Planta Hidroeléctrica Los Negros 1 (¢99, 99 millones), esto producto de que es de suma relevancia tener el embalse limpio para que funcione adecuadamente... Se alquilaron 500 horas de maquinaria para el dragado del embalse de la Planta Hidroeléctrica Tacares, esto con el fin de recuperar capacidad de almacenaje de agua y con esto poder mantener y aumentar la producción de energía. (¢1,37 millones)”. Por otra parte en la respuesta a la información adicional que: “En cuanto a la cuenta “2.10.2. ALQUILER MAQUINARIA, DE EQUIPO Y MOBILIARIO”, se solicita especificar la periodicidad del gasto por la extracción de sedimentos en las plantas y aportar la planificación para correspondiente hasta el 2028.

Respuesta: actualmente se está realizando una extracción de sedimentos en el embalse de PH Los Negros por medio de una draga que remueve los sedimentos sin tener que vaciar los embalses. Esto hace que se disminuyan los paros de planta para realizar esta labor. Por medio del Concurso Mayor 2-2020 se realizó la contratación: Limpieza de Sedimentos de la Planta Hidroeléctrica Los Negros Modalidad “Según Demanda por un plazo de 5 años”. Debido a que este mantenimiento es cada 5 años, se excluye para la proyección ¢101,36 millones, toda vez que no corresponde dar este mantenimiento en el 2024.

Administrativo (cuenta regulatoria 5.4.):

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos_Gastos_Gen IE” en la hoja de “BD ESPH INDIRECTOS IE” se presentan los costos y gastos relacionados a administrativos indirectos aplicados, para los cuales se consideró los gastos de la planta general, por el porcentaje de distribución de 8,50% asignado al sistema de generación.

Los ajustes realizados a la base 2022 son los siguientes:

- ✓ **Equipos y materiales de protección y seg. Salud ocp.**, la ESPH indicó en el informe IN-08-EEC-2023 página 18 que “Durante el año 2022, por motivos de la pandemia del Covid 19 que se ha presentado a nivel mundial y en cumplimiento al lineamiento del Ministerio de Salud LS-PG-016 “Lineamientos General sobre el uso de mascarilla y caretas a nivel comunitario en el marco de la alerta por COVID-19”, la ESPH S.A. ha

incurrido en el gasto de brindar cubre bocas los funcionarios, como medida para evitar el esparcimiento del virus, siendo este uno de los movimientos más representativos dentro de la cuenta, gasto el cual asciende a \$500 000 aproximadamente.”, en consecuencia se excluye un monto de \$0,50 millones para la proyección toda vez que no es recurrente.

- ✓ **Servicios de ingeniería**, el ingeniero es un costo específico para uno de los sistemas no es administrativo, se reconoce el diferencial por huella de carbono, en ese sentido se excluye un monto de \$5,37 millones y se deja en esta cuenta lo correspondiente a la huella de carbono.
- ✓ **Servicios en ciencias económicas y sociales**, se excluye un monto de \$4 millones correspondiente al estudio de valoración del estado actual del sistema de control interno, ya que se considera no recurrente.
- ✓ **Otros Servicios profesionales**, se excluye un monto de \$21,76 millones mejoras informáticas y \$1,75 millones página web, ya que se consideran no recurrentes y además con el fin de dar mantenimiento rutinario existe la cuenta respectiva.
- ✓ **Servicios de mantenimiento sistemas informáticos**, se excluye un monto de \$43,03 millones, que corresponde a la implementación del sistema de SICOP según lo señalado por la ESPH en el informe IN-08-EEC-2023 página 23; no obstante, si bien es cierto se entiende que existirá un monto por suscripción por uso del sistema, la empresa no indicó el monto correspondiente a ser considerado en la proyección. Bajo este esquema es sabido que la implementación se da por única vez en el 2022, por lo que se consideró como un rubro no recurrente.

La IE una vez excluidos los rubros supracitados, aplicó el 8,50% de asignación para el sistema de generación. Se aclara que se usaron las mismas cuentas regulatorias del año base para la proyección del 2024.

Canon de regulación (cuenta regulatoria 5.4.1.07.06.01.):

La IE para proyectar el canon consideró el monto del 2023 que asciende a \$60,14 millones, el cual prorrateó entre los sistemas con relación a los ingresos por ventas del 2022; en específico para el sistema de generación el monto

asignado en el 2023 es de ¢11,18 millones, al cual se le adicionó el efecto por inflación del 2024, según el cálculo que se muestra a continuación:

Cuadro N.º 54
Canon de regulación período 2023
(En millones)

Negocio	Monto asignado	%
Distribución	47,44	78,87%
Alumbrado Público	1,53	2,54%
Generación	11,18	18,59%
Total	60,14	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía

Investigación y desarrollo (cuenta regulatoria 5.5.):

Para las cuentas de investigación y desarrollo se aplicó la inflación correspondiente, la ESPH no indicó que se requieran recursos para la investigación de proyectos nuevos.

Social y Ambiental (cuenta regulatoria 5.7.):

Para las cuentas de gastos sociales y ambientales, se aplicó la inflación correspondiente, la ESPH no indicó que se requieran recursos adicionales por este concepto.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas (cuentas regulatorias 5.8. y 5.9.):

En el archivo "IE_RE_7734_Registro_Costos _Gastos_Gen IE" en la hoja de "DEPRECIACIÓN IE" se muestra el resumen del gasto por depreciación del sistema de generación.

El detalle del gasto por depreciación tanto al costo como revaluada, se puede consultar en los archivos "Diferencias entre la base liquidación 2022 y el ordinario.xlsx", "IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028 IE RVP.xlsx", "PI_11_Liq_Inv_Generac_2022.xlsx" y "PI_11_Liquidacion_Generación 2021.xlsx".

El gasto por depreciación se desarrolla en el apartado III.2.e. de base tarifaria en la sección correspondiente.

En cuanto al gasto por depreciación activos con derecho de uso, la ESPH incorpora este cargo indicando que lo hace de conformidad con la aplicación de la NIFF 16. Siendo que no se cuenta con información sobre el activo ni el pasivo subyacente, no fue posible cotejar los montos propuestos, en consecuencia, este costo no fue proyectado.

Pérdidas por deterioro y desvalorización (cuenta regulatoria 5.10.):

La ESPH no muestra ningún monto en las cuentas 5.10. en consecuencia, la IE tampoco proyecta este gasto.

Gastos Financieros (cuenta regulatoria 5.11.):

No es un costo regulatorio.

IVA (cuenta regulatoria 5.12.):

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos _Gastos_Gen IE” en la hoja de “IVA IE” se muestra el cálculo por Impuesto al Valor Agregado (IVA), se valida el procedimiento de cálculo planteado por la ESPH, no obstante se actualizaron las partidas de conformidad con los resultados de la IE.

Otros gastos:

La ESPH propone un monto por este concepto, no obstante en las hojas de “Homologación” los registros se muestran en la fila del IVA, no encontrando justificación para este concepto, la IE no lo proyecta.

- ***Estimación de otros ingresos:***

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos _Gastos_Gen IE” en la hoja de “Otros Ingresos IE” se muestra el cálculo para la cuenta de otros ingresos del 2024.

La metodología vigente estable lo siguiente:

“(…) 2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando los otros ingresos calculados como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimados según:

$$I_o = \left(\frac{I_{ot}}{I_{vt}} \right) * I_v \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

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

lo = Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de generación eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el período t+1

I_{ot} = Otros ingresos calculados para el período t.

I_{vt} = Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el período t.

I_v = Ingreso por ventas. Son los ingresos por ventas proyectados para el período t+1 con las tarifas vigentes (ver fórmula 11).

Los otros ingresos (lo) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas. (…)”

En concordancia con lo supracitado para las variables “lo” y “I_{vt}”, se mantienen los datos presentados por la ESPH en el 2022, con algunos ajustes sobre cuentas que se consideran no tarifarias. En ese sentido se consideró el mismo punto de partida que la 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.

Con respecto a la variable “I_v”, se actualizan los ingresos esperados en cada año según corresponda.

Para el 2024 el monto estimado ascendió a ₡863,08 millones.

IV. 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:

- *Se le advierte a ESPH que, al momento de presentar la liquidación del 2024, deberá mostrar el detalle y las justificaciones para cada una de las actividad que siguen de manera individualizada: Gastos de Operación y mantenimiento (cuenta 5.2.); Gastos Administrativos (cuenta 5.4.); Gastos de Investigación y Desarrollo (cuenta 5.5.); y Gastos Sociales y ambientales (cuenta 5.7.), 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 mencionadas.*
- *Se le advierte a la ESPH que, para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” en proporción a los meses que corresponda para el año en estudio.*
- *Se le advierte a la ESPH que, para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables”.*
- *Se le advierte a la ESPH que, en este expediente no se están fijando tarifas para el 2023, en consecuencia, la incorporación del seguro de automóviles en la cuenta de seguros regulatoriamente será a partir del 2024.*
- *Se le advierte a la ESPH que, en las liquidaciones deben respetar las cuentas regulatorias en las que se les autorizó el monto, ya que si las erogaciones son cargadas a otras cuentas regulatorias no se permite la comparabilidad y eventualmente pueden ocasionar que no se reconozcan los montos propuestos.*
- *Se le advierte a la ESPH que, no pueden modificar los formularios de anexos de la resolución RE-0032-IE-2019, aprobados por la IE, tampoco borrar filas ni columnas, esto porque en esta propuesta eliminaron filas y*

bloquearon celdas, en el formulario “IE_RE_7733 Costos y Gastos” que imposibilitaron la edición, comparabilidad y evitaban que los datos se pudieran validar desde la misma hoja de cálculo, lo que ocasionó que se tuviera que reeditar todos los resultados.

- *Se le advierte a la ESPH que, no pueden utilizar indiscriminadamente los formularios de anexos de la resolución RE-0032-IE-2019, aprobados por la IE, cada uno de ellos corresponde a un sistema y deberán respetar la numeración.*
- *Se le advierte a la empresa que respecto a los formularios relacionados con inversiones y sus justificaciones deben apegarse a lo establecido en la RE-0050-IE-2020.*

V. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA

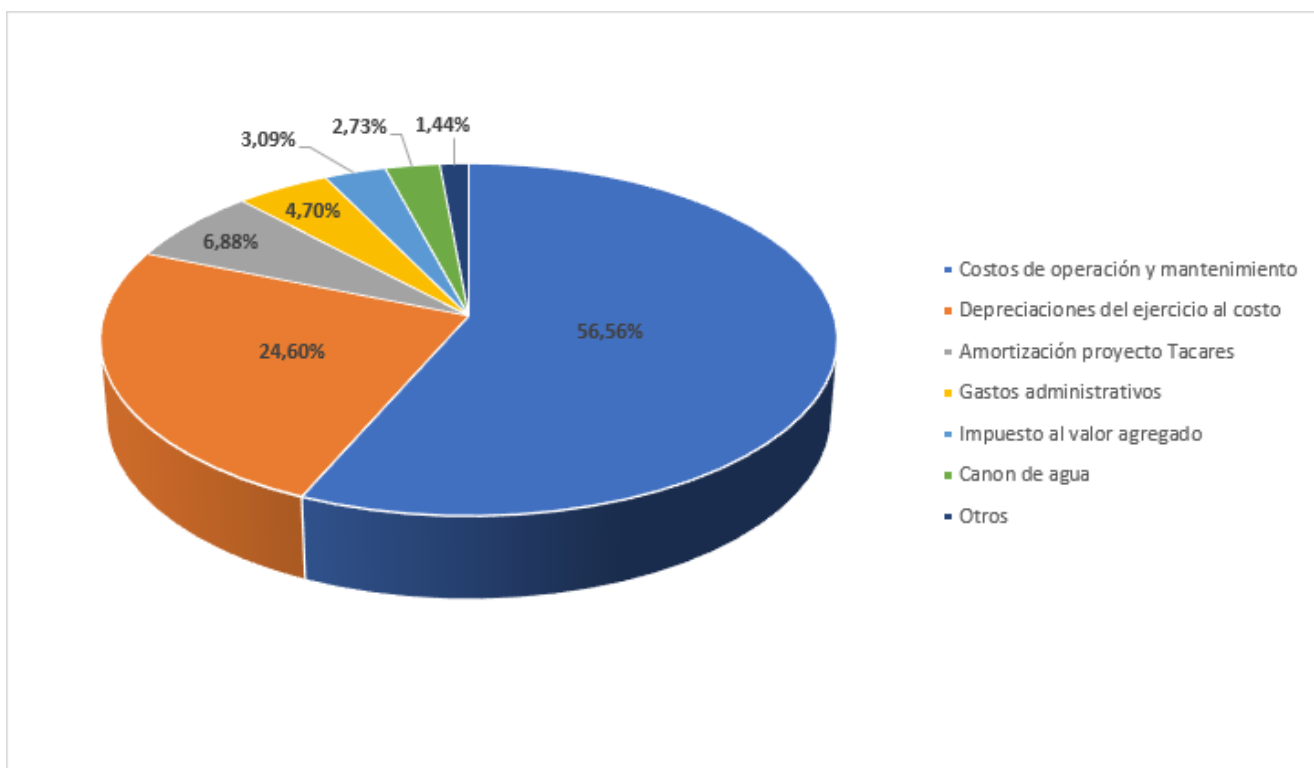
De acuerdo con lo anterior, se presenta el porcentaje que representa cada una de las variables que componen la estructura de costos y gastos:

Cuadro N° 55
Gastos proyectados por la IE
Periodo 2024
(millones y porcentaje)

Descripción del gasto	Cifras según IE (millones)	Peso relativo
Costos de operación y mantenimiento	3 947,80	56,56%
Gastos administrativos	328,15	4,70%
Canon de regulación	11,52	0,17%
Canon de agua	190,71	2,73%
Gastos de investigación y desarrollo	12,74	0,18%
Gastos sociales y ambientales	9,36	0,13%
Depreciaciones del ejercicio al costo	1 716,94	24,60%
Amortizaciones de licencias directas de generación	9,15	0,13%
Amortizaciones de licencias administrativas	10,63	0,15%
Amortización proyecto Tacares	480,18	6,88%
Depreciaciones del ejercicio revaluadas	47,26	0,68%
Impuesto al valor agregado	215,67	3,09%
Total de gastos	6 980,10	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía

Gráfico N° 1
Gastos proyectados por la IE
Periodo 2024^{1/}
(porcentajes)



Nota: ^{1/} La cuenta denominada “Otros”, consolida los siguientes: gastos Canon de regulación, Gastos de investigación y desarrollo, Gastos sociales y ambientales, Amortizaciones de licencias directas de generación, Amortizaciones de licencias administrativas y Depreciaciones del ejercicio revaluadas.

Fuente: Intendencia de Energía

VI. ESTRUCTURA TARIFARIA

i. Sobre los efectos de la RE-0048-JD-2023

El 7 de marzo de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0048-JD-2023 “Recurso de apelación, interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2020, del 16 de diciembre de 2020, dictada por la Intendencia de Energía”, en la cual su parte dispositiva indicó lo siguiente:

“(…)

- I.** *Declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación, interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2020, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a: **A)** no haber brindado respuesta en la resolución recurrida, a todos y cada uno de los argumentos de la oposición presentada por la Defensoría de los Habitantes de la República en el proceso de Audiencia Pública, **B)** no indicar respecto de los bloques tarifarios dónde se pueden consultar los estudios que refiere la IE realizó o tuvo a la vista, no hacer transcripción de estos no referenciarlos no incorporarlos en el expediente administrativo ET-054-2020, **C).** Se determina que hubo desaplicación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” en cuanto a que no está facultada la Intendencia de Energía para crear nuevos bloques de consumo, competencia que solamente está reservada para la Junta Directiva cuando dicta las metodologías. En todo lo demás, se mantienen incólumes las citadas resoluciones.*
- II.** *Rechazar por inadmisibile, la respuesta al emplazamiento conferido en ocasión del recurso de apelación interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE- 2020, del 16 de diciembre de 2020, por falta de falta de representación.*
- III.** *Declarar la nulidad absoluta de las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2021, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a las omisiones de: **A)** no haber brindado respuesta a todos y cada uno de los argumentos de la oposición presentada por la Defensoría de los Habitantes de la República en el proceso de Audiencia Pública, **B)** no indicar respecto de los bloques tarifarios dónde se pueden consultar los estudios que refiere la IE realizó o tuvo a la vista, no hacer transcripción de estos no referenciarlos y no incorporarlos en el expediente administrativo ET-054-2020. **C)** Así como la desaplicación de la metodología RJD-139- 2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural Desaplicación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica*

brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” en cuanto a que no está facultada la Intendencia de Energía para crear nuevos bloques de consumo, competencia que solamente está reservada para la Junta Directiva cuando dicta las metodologías.

- IV.** *Declarar de oficio la nulidad absoluta de las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2021, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a: **A)** que la inclusión de las bandas tarifarias no es consistente con lo indicado en la metodología vigente establecida por medio de resolución RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, y **B)** que la estructura tarifaria definida por la IE, para los bloques residenciales 2, 3, 4 y 5, no guarda plena compatibilidad con lo establecido en las fórmulas 11.4 a 11.7 de la metodología vigente; por lo tanto que existen inconsistencias entre el procedimiento que establece la metodología vigente y lo dispuesto en el apartado III Estructura Tarifaria.*
- V.** *Declarar por conexidad la nulidad absoluta de la resolución RE-0034-IE-2021 del 17 de mayo de 2021 únicamente en cuanto al análisis desarrollado en el Considerando “En cuanto al recurso de revocatoria de la Defensoría de los Habitantes “7. Sobre el cambio metodológico” y por la falta de motivación al no atender las interrogantes planteadas por la Defensoría de los Habitantes de la República en relación con las bandas tarifarias, en cuanto a lo demás se mantiene incólume y la de la resolución RE- 0035-IE-2021 del 21 de mayo de 2021; dichas resoluciones resolvieron el recurso de revocatoria interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República contra las resoluciones RE-0127-IE-2020 y la RE-0131-IE-2020.*
- VI.** *Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, en la cual la Intendencia de Energía dicte un acto ajustado a derecho, tomando en consideración lo indicado en la presente resolución, específicamente en lo que se refiere a la imposibilidad de crear nuevos bloques de consumo y bandas tarifarias.*

(...)”

Posteriormente, esta Intendencia emitió el oficio OF-1059-IE-2023 del 20 de octubre de 2023, en el cual le solicitó a la Junta Directiva lo siguiente:

“(…)

- 1- Que se suspendan los efectos jurídicos de la resolución RE-0048-IE-2023 del 7 de marzo de 2023, en tanto se formalicen las modificaciones a la metodología establecida mediante 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”, en lo que corresponde al tratamiento de la materia de estructura tarifaria como competencia de la Junta Directiva.
- 2- Que se instruya a la Intendencia de Energía para que continúe tramitando las fijaciones tarifarias, empleando y aplicando las estructuras tarifarias, como lo ha venido realizando hasta el día hoy, hasta tanto la Junta Directiva conozca y apruebe la propuesta de modificación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, que se encuentra trabajando la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR).

(…)”

Finalmente, la Junta Directiva emitió la resolución RE-0099-JD-2023 2023 “Suspensión de los efectos de la resolución de la Junta Directiva RE-0048-JD-2023 de las ocho horas y veintiocho minutos del siete de marzo de dos mil veintitrés”, del 23 de octubre del 2023, en respuesta al oficio OF-1059-IE-2023, en la cual en su parte dispositiva se indicó lo siguiente:

“(…)”

I Suspende los efectos jurídicos de la resolución RE-0048-JD-2023 8:28 horas del 7 de marzo de 2023, hasta por un plazo de seis (6 meses), contados a partir de la comunicación de este acuerdo a la Intendencia de Energía. En tanto se finaliza el análisis de las modificaciones a la metodología establecida mediante 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” publicada en el Alcance 63, a la Gaceta 154 del 10 de agosto de 2015.

II Instruir a la Intendencia de Energía, para que continúe tramitando las fijaciones tarifarias, empleando y aplicando las estructuras tarifarias, como lo ha venido realizando de previo al dictado de la resolución RE-0048-JD-2023 de las 8:28 horas del 7 de marzo de 2023, hasta por un plazo de seis (6 meses), contados a partir de la comunicación de este acuerdo a la Intendencia de Energía, tanto la Junta Directiva conozca y apruebe la propuesta de modificación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” publicada en el Alcance 63, a la Gaceta 154 del 10 de agosto de 2015, que se encuentra tramitando la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR).

La resolución RE-0099-JD-2023 fue notificada a esta Intendencia el 1 de noviembre de 2023.

ii. Sobre la estructura tarifaria

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.

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 tarifaria horaria típica, sin justificar el porqué de dicha decisión.

Unido al párrafo anterior, es relevante indicar que dicha situación no es nueva, considerando que durante la tramitación del ajuste tarifario contenido en el expediente ET-072-2021, la empresa tan poco incorporó dentro de su petitoria las bandas tarifarias, sin embargo, en esa ocasión indicó que, el establecimiento de estas quedará a disposición de la Intendencia de Energía.

Así las cosas, se procede a la actualización del pliego tarifario de la ESPH manteniendo la estructura tarifaria que se encuentra vigente según lo dispuesto en su momento por medio de la resolución RE-0076-IE-2021 que es la base para el cálculo de las tarifas para el 2024.

En este contexto, de acuerdo con el análisis regulatorio realizado por la Intendencia de Energía corresponde aplicar un aumento de 24,68% y 28,17% para el 2024 y 2025 respectivamente.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RE-0076-IE-2021 publicada en el Alcance Digital N°255 en Gaceta N° 241 del 15 de diciembre del 2021 (columna 2).

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 3 y 4).

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios por bandas tarifarias:

ESPH			
Sistema de generación	Estructura vigente	Rige desde el 1/enero/2024 hasta el 31/diciembre/2024	Rige desde el 1/enero/2025
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución			
Por consumo de energía (kWh)			
Periodo Punta máximo	56,86	70,89	72,88
Periodo Punta mínimo	52,55	63,07	64,84
Periodo Valle máximo	42,45	52,93	54,41
Periodo Valle mínimo	39,23	47,09	48,41
Periodo Noche máximo	27,83	34,70	35,67
Periodo Noche máximo	25,72	30,87	31,74

Es importante hacer notar que en función a la tarifa vigente aprobada para el periodo de estudio (columna 2), se obtuvo un aumento de 24,68% y 28,17% para el 2024 y 2025 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 (estructura vigente) y los precios propuestos (columna 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 2024 de un ajuste del 19,80% y de un 2,72% para el 2025.

Para la tarifa máxima de compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh), se tomó como referencia la fijada mediante la resolución RE-0105-IE-2023 “Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del Capítulo 3: Método de cálculo de la tarifa para la compra- venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023” del 7 de setiembre de 2023.

[...]

VIII. CONCLUSIONES:

- 1. Existe una diferencia entre los parámetros económicos utilizados por ESPH respecto a los utilizados por la IE por una cuestión de fechas.*
- 2. Se determinó incluir el efecto provocado por el fenómeno climatológico de El Niño para el primer semestre del 2024 en las estimaciones de la generación de energía eléctrica según el pronóstico comunicado por el Instituto Meteorológico Nacional.*
- 3. Con las tarifas propuestas por la IE, se estima que el sistema de generación tenga ingresos de ₡13 893 millones para el 2024 con liquidación de los períodos 2021 y 2022 incluidos y ₡ 14 477 millones para el 2025 sin liquidación de los períodos anteriores.*
- 4. ESPH presenta una ejecución promedio ajustada del 1 216,84%, de acuerdo con el promedio de los últimos 5 años en el sistema de generación. Lo cual evidencia una sobre ejecución importante, asociada a la capitalización del proyecto hidroeléctrico Los Negros II y al aplazamiento de inversiones en el sistema de generación.*
- 5. En el cuadro correspondiente al porcentaje de ejecución, en los años 2018 y 2022 los porcentajes fueron menores al 100%, una señal de que los recursos asignados en esos años no fueron utilizados de manera eficiente.*
- 6. Por falta de justificación no son reconocidas adiciones para el 2024 por un monto de ₡88,01 millones.*

7. En la liquidación de adiciones del 2021 no se reconocen \$8,99 millones, ya que fueron reconocidos por el INS, según página 32 archivo "2023 09 11 LIQ 2021 GEN (1)".
8. 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 11,03%.
9. En cuanto al gasto por depreciación para la liquidación del periodo 2021 y 2022 , si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones", esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$. Por lo anterior, se consideró para el 2021 y 2022 los datos reportados por ESPH del período anterior, más el efecto de las adiciones y retiros, suministrado por los técnicos en materia de inversiones de la IE, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.
10. Para la proyección del 2024 se utilizó la información aportada por ESPH en el archivo "IE-RE-7746 B_T Gen 2024-2028", considerando las vidas útiles indicadas por la empresa en concordancia con lo resuelto por el área técnica en materia de inversiones que aplican al sistema de generación.
11. Se verificaron los estados financieros tanto del 2021 como del 2022 y se comprueba que efectivamente no corresponde realizar un cálculo para capital de trabajo porque la ESPH no presenta cuentas por cobrar, por lo que tampoco corresponde incluir ningún monto por este concepto en las proyecciones.
12. Liquidación 2021: el punto de partida para la liquidación fueron los estados financieros a diciembre 2021 y lo resuelto por esta Intendencia en el ET-081-2019 mediante la resolución RE-0101-IE-2019, las principales variaciones con respecto a lo solicitado por la ESPH se debe a gastos ordinarios excluidos porque no fueron estimados en la base y su erogación no corresponde a un caso fortuito o de fuerza mayor, a diferencias en los resultados obtenidos en las cargas sociales, cambios en la vidas útiles de activos intangibles por parte de la ESPH sin ninguna

justificación y reconocimiento de costos realmente erogados. Considerando lo anterior se concluye que para el 2021 la liquidación asciende a ¢ 2 720,11 millones en favor del usuario.

- 13. Liquidación 2022: el punto de partida para la liquidación fueron los estados financieros a diciembre 2022 y lo resuelto por esta Intendencia en el ET-072-2021 mediante la resolución RE-0076-IE-2021, las principales variaciones con respecto a lo solicitado por la ESPH se debe a gastos ordinarios excluidos porque no fueron estimados en la base y su erogación no corresponde a un caso fortuito o de fuerza mayor, a diferencias en los resultados obtenidos en las cargas sociales, cambios en la vidas útiles de activos intangibles por parte de la ESPH sin ninguna justificación, reconocimiento de costos realmente erogados y el reconocimiento adecuado de los seguros. Considerando lo anterior se concluye que para el 2022 la liquidación asciende a ¢-2 135,36 millones en favor de la ESPH.*
- 14. Las liquidaciones propuestas por la ESPH no son comparables con los resultados obtenidos toda vez que incorporaron variables que no se liquidan como el rédito y la base tarifaria, lo que distorsionó la propuesta tarifaria.*
- 15. El efecto neto por concepto de las liquidaciones únicamente de ingresos y costos y gastos del 2021 y 2022, asciende a ¢584,75 millones a favor del usuario.*
- 16. Ordinario para el 2024: se partió de la liquidación 2022 como base de proyección analizada por la IE, se excluyeron las partidas no recurrentes, a algunos gastos se les aplicó la inflación 2023 y 2024, según los parámetros económicos indicados en este informe, los que no fueron proyectados de esa manera se expuso en el apartado III.2.f.b) el procedimiento seguido.*
- 17. La IE ajustó tarifas únicamente para el 2024, dado que el efecto neto de la liquidación resultante es inferior a lo solicitado por ESPH, por lo que se consideró que dicho ajuste puede ser reconocido en un único período, en este caso 2024.*

18. *A partir del 2025 la tarifa no incorpora el efecto de la liquidación y mantiene la misma estructura de costos, gastos e ingresos que se proyectó para el 2024.*

19. *Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un ajuste en los precios vigentes del sistema de generación de ESPH, todas las variaciones calculadas sobre la tarifa aprobada mediante la RE-0076-IE-2021 con el siguiente detalle:*

- *A partir del 1 de enero del 2024 y hasta el 31 de diciembre de 2024, un aumento del 24,68%.*
- *A partir del 1 de enero del 2025 y en adelante, un aumento del 28,17%.*

20. *La Intendencia consideró mantener la estructura tarifaria vigente aprobada mediante la resolución RE-0101-IE-2019 del 12 de diciembre del 2019.*

[...]

II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0234-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N.º 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N.º 29732-MP).

De acuerdo con el informe IN-0652-DGAU-2023 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 ESPH las cuales se analizan de seguido.

1. Cámara de Industrias de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-002-042023. Representada por el señor José Capón Brenes, portadora de la cédula de identidad número 01-0602-0175, en su condición de presidente y representante judicial y extrajudicial de dicha organización.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Lizandro Brenes Castillo, cédula de identidad número 3-0458-0535, debidamente autorizado. Presenta escrito. (folio 274 al 275)

Notificaciones: correo electrónico: cmontenegro@cicr.com y jporras@cicr.com

A continuación el resumen de la oposición presentada por la CICR, relacionada con el ajuste propuesto por la ESPH para su sistema de generación, cuyo detalle consta en los folios del 274 al 275.

En lo que corresponde al Sistema de Generación de la ESPH, la oposición presentada por la CICR se sustenta en la valoración que realiza del Estado de Resultados Tarifario aportado por la empresa.

La CICR analiza la pretensión de ajuste tarifario de la ESPH, refiriéndose en primer lugar a la actualización de la rentabilidad de la base tarifaria (rédito para el desarrollo) de un 4,12% a un 5,30% para el período octubre-diciembre 2023, así como los efectos que tendría en su tarifa de generación para ese período. En segundo lugar, la CICR hace referencia a la propuesta de ajuste ordinario de ESPH para el 2024, advirtiendo el efecto total que tendría sobre los ingresos regulados pretendidos por la empresa, mencionando las razones que, de acuerdo con el criterio de la empresa, justifican un aumento de hasta 41,9% respecto a los ingresos vigentes en el 2023.

En tercer lugar, la CICR se refiere a las liquidaciones tarifarias de los períodos 2021 y 2022, señalando el impacto relacionado con el efecto neto que correspondería aplicar a favor de la empresa que, de acuerdo con la solicitud, sería devuelto en un plazo de cinco años.

Relacionado con lo anterior, la CICR se refiere al impacto que tendría el ajuste tarifario solicitado por la ESPH para su sistema de generación, considerando que implicaría que sus tarifas serían 28,4% más caras para el último trimestre del 2023, además de un aumento de 58,5% en el 2024 con respecto a las actuales. Advierte en este sentido que las tarifas del sistema de generación de la ESPH serían mayores que las tarifas de compra de energía al ICE.

Por último, la CICR precisa las razones por las cuales considera se debe rechazar la solicitud de ajuste de la ESPH, indicando que: i) el reconocimiento de los créditos de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, con dudas sobre su

sostenibilidad financiera, dispara el costo de la deuda y el rédito para el desarrollo; ii) el sobreprecio en las tarifas de generación en comparación con las tarifas del ICE; y iii) las inconsistencias de la información presentada en el expediente dejan en estado de indefensión a los usuarios.

En este contexto, la CICR hace la siguiente petitoria: “considerando la evidencia sobre la sostenibilidad financiera de la P.H. Negros II, las inconsistencias en la información y que aprobar las tarifas propuestas implicarían estas estén por encima de la referencia del costo de generación del ICE, **se solicita a la Aresep que se rechace la solicitud tarifaria para el sistema de generación de la ESPH tramitada en el Expediente ET-060-2023**”.

Respuesta:

En primer lugar, la Autoridad Reguladora agradece a la CICR el análisis detallado que realizó de la petición de ajuste tarifario presentada por la ESPH para el sistema de generación, la cual se tramita en el expediente público ET-060-2023.

En segundo lugar, en lo que corresponde a las inconsistencias de la información, se le indica a la CICR que de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, durante el análisis por el fondo de toda petición tarifaria, la Intendencia de Energía realiza una valoración rigurosa de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones que sustentan la pretensión del prestador.

Este análisis regulatorio se realiza con el propósito de verificar que la propuesta se ajuste a lo dispuesto en la metodología tarifaria aplicable; que todos los gastos, costos e inversiones estén asociadas a la prestación del servicio público regulado y debidamente justificadas, y que todos los costos reconocidos en el cálculo de la tarifa, en este caso del sistema de generación, no sean excesivos o desproporcionados.

Lo anterior adquiere teniendo en consideración la responsabilidad y obligación que tiene la Autoridad Reguladora, según lo dispuesto en la Ley 7593, de velar por el principio de servicio al costo, así como armonizar los intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En este contexto, se le indica a la CICR que una vez realizado el análisis técnico por el fondo, de conformidad con lo dispuesto en el marco legal y regulatorio vigente, la Autoridad Reguladora, por medio de la Intendencia de Energía, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria.

Así las cosas, como consta en el presente informe, en lo que corresponde a las inconsistencias de información referidas por la CICR, los equipos técnicos de la IE procedieron a aplicar los ajustes que correspondía para asegurar la trazabilidad de los gastos, costos e inversiones que se incorporan a la tarifa del sistema de generación, tanto en lo que corresponde a la liquidación de los períodos 2021 y 2022 como a la actualización de la estructura de costos que sustenta el ajuste ordinario del 2024 para el sistema de generación de la ESPH.

En lo que respecta a la determinación de las tarifas del sistema de generación de la ESPH, tal y como lo señala la CICR, el reconocimiento de los créditos de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II impacta los indicadores de endeudamiento y el rédito. No obstante, como consta en el informe técnico, el abordaje regulatorio de esta pretensión se realizó en estricto apego a lo dispuesto en la metodología aplicable, considerando los criterios técnicos del Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) sobre el tratamiento que corresponde realizar el rédito para el desarrollo en el marco de una liquidación tarifaria.

En función de lo anterior, con base en la documentación e información aportada por la empresa sobre los costos y gastos asociados a la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, tal y como consta en el informe técnico, la Autoridad Reguladora procedió a reconocer lo que a nivel regulatorio corresponde.

En este sentido, en relación con lo manifestado por la CICR sobre las implicaciones regulatorias que tendría el elevado costo del financiamiento de la Planta Hidroeléctrica Los Negros II, en efecto esta situación condujo a que la tarifa que corresponde reconocer al sistema de generación de la ESPH, dada su estructura de costos, sea superior al costo de generación del ICE.

No obstante lo anterior, en cumplimiento con lo dispuesto en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC, se indica a la CICR que las compras que el sistema de distribución de la ESPH realice a su propio sistema de generación, serán reconocidas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 26 de este reglamento; teniendo en consideración la práctica regulatoria y la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el principio de servicio al costo, armonizando intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

Finalmente, se le indica al opositor que la parte de la oposición que corresponde al sistema de distribución ET-061-2023, será atendida en el informe de distribución.

2. Luis Guillermo Hernández Villalobos

Cédula de identidad 4-0113-0944.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (folio 276 al 277).

Notificaciones: correo electrónico: cmontenegro@cicr.com jporras@cicr.com

En primer lugar, la Autoridad Reguladora agradece la participación del señor Luis Guillermo Hernández Villalobos, en representación de vecinos de San Rafael de Heredia, por el análisis realizado para sustentar la posición presentada en contra de los ajustes que se tramitan bajos los expedientes ET-060-2023 y ET-061-2023.

A continuación el resumen de la oposición presentada por el señor Hernández Villalobos, cuyo detalle consta en los folios del 236 al 237 del ET-060-2023 y del 276 al 277 del ET-061-2023. La oposición presentada refiere a los dos sistemas.

Al respecto se indica que “nos oponemos abierta y rotundamente a la solicitud del aumento tarifario gestionado por la ESPH según Expedientes ET-060-2023 y ET-061-2023 en los que se proponen aumentos escalonados a partir del mes octubre 2023 para un período de cinco años (2022 al 2028)”.

Así las cosas, el oponente presenta información relacionada con el porcentaje de ajuste previsto para cada uno de los períodos y analiza el impacto que tendría para un cliente que consume en promedio 250 kWh, concluyendo que el aumento sería desproporcionado, sin que exista claridad sobre la posibilidad de que la empresa aplique ajustes adicionales en el futuro.

Relacionado con el punto anterior, el oponente hace referencia a una serie de aspectos del contexto socioeconómico, tales como el aumento en el costo de la vida mientras que los salarios permanecen congelados y el nivel de inflación que se refleja en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), señalando específicamente que el aumento pretendido por la ESPH es muy superior al nivel de inflación; precisando el su impacto sobre la desigualdad.

Además señalan que se oponen porque la ESPH pretende cargar sobre los usuarios todos los gastos de inversiones y operación de sus actividades, pero sin presentar un plan de austeridad y contención de sus gastos generales, refiriéndose a una serie de medidas sugeridas, tales como la reducción de

personal, el congelamiento de plazas, moderar la adquisición de equipos nuevos y reducir o eliminar al máximo los gastos en publicidad, entre otras.

Como parte de su oposición, hace referencia a una certificación expedida por la señora Maritza Mirando Camacho, encargada de la Unidad de Cobros de la Municipalidad de San Rafael de Heredia, por medio de la cual se indica que se mantienen un estado de morosidad y atraso en el pago de algunos tributos e impuestos municipales; señalando el impacto que esta situación tiene en el desarrollo de obras y servicios municipales a favor de los usuarios. También indica que con base en consulta realizada en la página oficial de la ESPH, la empresa “no tiene auditado el Estado Financiero del año 2022.

Por último, hace referencia a la indefensión asociada al limitado tiempo disponible para poder realizar el análisis de la propuesta presenta en Audiencia Pública y el no disponer de información que solicitaron a la ESPH.

Respuesta:

En primer lugar, en lo que respecta al análisis presentado sobre el impacto de los ajustes escalonados solicitados por la ESPH para el período 2023-2028, se le indica que teniendo en consideración el contexto regulatorio, así como el análisis técnico de la documentación e información presentada por la ESPH, la Autoridad Reguladora procedió a ajustar sólo las tarifas para el año 2024.

En segundo lugar, en lo que corresponde a las preocupaciones manifestadas sobre el contexto socioeconómico que enfrenta el país, así como las limitaciones de tiempo para analizar la información presentada por la ESPH, se le informa que la Autoridad Reguladora por medio de la Intendencia de Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, realiza un análisis riguroso e integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones que sustentan la pretensión del prestador, en este caso de la ESPH.

La Intendencia de energía realiza un análisis técnico detallado con el propósito de verificar que la propuesta presentada por el prestador se ajuste a lo dispuesto en la metodología tarifaria aplicable; que todos los gastos, costos e inversiones estén asociadas a la prestación del servicio público regulado y debidamente justificadas, y que los costos reconocidos en las tarifas que deben pagar los usuarios de los distintos sectores de consumo (residencial, industrial, comercial y servicios) no sean excesivos o desproporcionados.

Lo anterior adquiere especial relevancia durante la tramitación de todos los estudios tarifarios, dada la responsabilidad y obligación que tiene la Autoridad

Reguladora de velar por el principio de servicios al costo, así como armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En este contexto, se indica al oponente que una vez realizado el análisis regulatorio, de conformidad con lo dispuesto en el marco legal y regulatorio vigente, la Autoridad Reguladora, por medio de la Intendencia de Energía, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria.

En relación a lo manifestado por el oponente, en el sentido de que la empresa no presentó un plan de austeridad y contención del gasto, se le indica que la Autoridad Reguladora, dadas sus competencias como ente regulador, no puede coadministrar, razón por la cual las decisiones relacionadas con el manejo de los recursos humanos, físicos, financieros y tecnológicos son responsabilidad directa del prestador, en este caso de la ESPH.

No obstante, como se indicó, en el análisis de fondo del estudio tarifario, la Intendencia de Energía realiza una valoración detallada para garantizar la trazabilidad de los gastos, costos e inversiones que se incorporan a las tarifas autorizadas.

Por último, se le indica al oponente que el presente estudio tarifario se tramitó, de acuerdo con lo dispuesto en la metodología, tomando como referencia los Estados Financieros Auditados del año 2022 aportados por la ESPH. Asimismo, se le indica que es responsabilidad del prestador, en lo que corresponda, cumplir con las disposiciones legales en materia tributaria, en este caso las obligaciones municipales referidas por el oponente.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta ESPH, tal y como se dispone:

POR TANTO
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA
RESUELVE:

- I. Fijar el ajuste en la tarifa del sistema de generación que presta ESPH de la siguiente manera:
- Aumentar en un 24,68% la tarifa establecida mediante la resolución RE-0076-IE-2021, a partir del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024.
 - Aumentar en un 28,17% la tarifa establecida mediante la resolución RE-0076-IE-2021, a partir del 1 de enero de 2025.

ESPH	Rige desde el	Rige desde el
Sistema de generación	1/enero/2024 hasta	1/enero/2025
	el	
	31/diciembre/2024	
Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución		
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		
Periodo Punta máximo	70,89	72,88
Periodo Punta mínimo	63,07	64,84
Periodo Valle máximo	52,93	54,41
Periodo Valle mínimo	47,09	48,41
Periodo Noche máximo	34,70	35,67
Periodo Noche máximo	30,87	31,74

Tarifa máxima para la compra-venta de excedentes de energía (colones/kWh)	Punta	Valle	Noche
Anual	55,55	41,47	27,19

- II. Realizar un estudio de fiscalización de la Planta Tacares, para determinar el estado jurídico y financiero en que se encuentra la planta.
- III. Realizar un estudio de fiscalización donde se lleva a cabo un análisis jurídico de la Ley 8345 y las implicaciones de esta en las finanzas de la ESPH.
- IV. Programar una reunión de alto nivel, que contemple la participación de los equipos técnicos, tanto de la IE como de la ESPH, con el propósito de realizar una retroalimentación sobre los principales hallazgos, inconsistencias y diferencias detectados durante la tramitación del presente estudio tarifario y, en este contexto, solicitar a la ESPH un plan de acción con el fin de enfrentar los riesgos regulatorios asociados.
- V. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “*Considerando II*” de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- VI. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de enero del 2024.

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 incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0234-IE-2023 del 1 de noviembre de 2023, 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 acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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° 470539.—(IN2023823353).

CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 1:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes 2024
- Anexo No. 2:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2024
- Anexo No. 3:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2024
- Anexo No. 4:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2024
- Anexo No. 5:** Rédito para el desarrollo.
- Anexo No. 6:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

Anexo No. 1

Sistema de generación ESPH: ventas de energía
en unidades físicas y monetarias
a precios vigentes. 2024 y 2025

ASPECTO	2024	2025
Generación total (GWh)	268,4	272,3
Ingresos (En millones de colones)	11 142,4	11 294,7
¢ / kWh	41,52	41,48

Fuente: ESPH. y ARESEP, Intendencia de Energía

Anexo No. 2

Sistema de Generación ESPH: ventas de energía
en unidades físicas y monetarias
a precios propuestos. 2024 y 2025

ASPECTO	2024	2025
Generación total (GWh)	268,4	272,3
Ingresos (En millones de colones)	13 892,7	14 476,9
¢ / kWh	51,76	53,17

Fuente: ESPH y ARESEP, Intendencia de Energía

Anexo No. 3

Estado de resultados con tarifas vigentes 2024

Estado de Resultados con tarifas vigentes Año 2024 (En millones)

<i>Sistema de Generación 2024</i>					
Código Contabilidad	Descripción	ESPH	IE	Δ ABS	Δ %
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	€11 413,30	€11 142,44	€270,86	2,37%
4.9.	Otros Ingresos	€897,09	€863,08	€34,01	3,79%
	Liquidación 2021-2022	€0,00	€584,75	-€584,75	
	Liquidación del periodo 2022	-€880,11	€0,00	-€880,11	100,00%
	Liquidación del periodo anterior y 2021	€413,03	€0,00	€413,03	100,00%
	Total de ingresos regulados	€11 843,31	€12 590,27	-€746,96	
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	€4 778,73	€3 947,80	€830,92	17,39%
5.4	Gastos administrativos	€345,15	€328,15	€17,00	4,92%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	€4,22	€11,52	-€7,30	-172,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	€199,77	€190,71	€9,06	4,54%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	€13,21	€12,74	€0,47	3,59%
5.7	Gastos sociales y ambientales	€9,94	€9,36	€0,58	5,81%
5.8.1.01.02.	Depreciaciones del ejercicio al costo	€2 290,98	€1 716,94	€74,09	3,23%
5.8.2.02.01.01.	Amortizaciones de licencias directas de generación	€0,00	€9,15	-€9,15	
5.8.2.02.01.03.	Amortizaciones de licencias administrativas	€0,00	€10,63	-€10,63	
5.8.2.02.99.	Amortización proyecto Tacares	€0,00	€480,18	-€480,18	
5.9	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	€54,01	€47,26	€6,75	12,50%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	€3,14	€0,00	€3,14	100,00%
5.11	Otros gastos	€2,17	€0,00	€2,17	100,00%
5.12	Impuesto al Valor Agregado	€212,02	€215,67	-€3,65	-1,72%
	Total de gastos	€7 913,34	€6 980,10	€433,29	5,48%
	Utilidad o pérdida de operación	3 929,97	5 610,16	- 1 680,20	-42,75%
	AFNOR-PROMEDIO	€75 754,81	€75 773,66	- 18,85	-0,02%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	75 754,81	75 773,66	- 18,85	-0,02%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	5,19%	7,40%		

Anexo No. 4

Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.

Estado de Resultados con tarifas propuestas

Año 2024

(En millones)

Sistema de Generación 2024

Código Contabilidad	Descripción	ESPH	IE	Δ ABS	Δ %
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	17 676,61	13 892,65	3 783,95	21,41%
4.9.	Otros Ingresos	897,09	863,08	34,01	3,79%
	Liquidación 2021-2022	0,00	584,75	-584,75	
	Liquidación del periodo 2022	-880,11		-880,11	100,00%
	Liquidación del periodo anterior y 2021	413,03		413,03	100,00%
		-2 034,12		-2 034,12	100,00%
	Total de ingresos regulados	16 072,49	15 340,48	732,01	
5.	Costos y Gastos				
5.2	Costos de operación y mantenimiento	4 778,73	3 947,80	830,92	17,39%
5.4	Gastos administrativos	345,15	328,15	17,00	4,92%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	4,22	11,52	-7,30	-172,67%
5.4.1.07.07	Canon de agua	199,77	190,71	9,06	4,54%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	13,21	12,74	0,47	3,59%
5.7	Gastos sociales y ambientales	9,94	9,36	0,58	5,81%
5.8.1.01.02.	Depreciaciones del ejercicio al costo	2 290,98	1 716,94	74,09	3,23%
5.8.2.02.01.01.	Amortizaciones de licencias directas de generación		9,15	-9,15	
5.8.2.02.01.03.	Amortizaciones de licencias administrativas		10,63	-10,63	
5.8.2.02.99.	Amortización proyecto Tacares		480,18	-480,18	
5.9	Depreciaciones del ejercicio revaluadas	54,01	47,26	6,75	12,50%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	3,14	0,00	3,14	100,00%
5.11	Otros gastos	2,17	0,00	2,17	100,00%
5.12	Impuesto al Valor Agregado	212,02	215,67	-3,65	-1,72%
	Total de gastos	7 913,34	6 980,10	433,29	5,48%
	Utilidad o pérdida de operación	8 159,15	8 360,38	-201,23	-2,47%
	AFNOR-PROMEDIO	75 754,81	75 773,66	-18,85	-0,02%
	CAPITAL DE TRABAJO				
	BASE TARIFARIA	75 754,81	75 773,66	-18,85	-0,02%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	10,77%	11,03%		

Anexo No. 5
Rédito para el desarrollo.

ESPH-GENERACIÓN

ACTIVIDAD DE GENERACIÓN MODELOS DE RENTABILIDAD CAPM Y WACC ESTIMACIÓN PUNTUAL

Donde:

Ke	= Costo del capital propio / CAPM	
Ki	= Tasa libre de riesgo.	2,07%
PR	= Prima de riesgo	5,21%
Ba	= Beta apalancada	5,20

$$\mathbf{Ke = 29,17\%}$$

$$\mathbf{Rk = Rd (1-ti) [VD/A] + Ke [VCP/A]}$$

Donde:

Rk	= Tasa de rédito para el desarrollo /		
WACC			
Rd	= Costo del endeudamiento	9,65%	
Ke	= Costo del capital propio / CAPM	29,17%	
		<u>¢ millones</u>	<u>%</u>
D	= Valor de la deuda	78 682,01	93%
P	= Valor del capital propio	5 979,89	7%
A	= Valor total de los activos (D + P)	84 661,90	100%

$$\mathbf{Rk = 11,03\%}$$

Fuente: Estados Financieros 2022 y datos

Anexo No. 6

Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

RE-0131-IE-2023

SAN JOSÉ, A LAS 15:37 HORAS DEL 1 DE NOVIEMBRE DE 2023

SOLICITUD TARIFARIA ORDINARIA PARA LOS PERÍODOS DEL 1 DE OCTUBRE DEL 2023 AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2028, ASÍ COMO LIQUIDACIÓN TARIFARIA PARA LOS PERÍODO 2021 Y 2022, 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-061-2023

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 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 31 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.
- IV. 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.

- V. Que el 4 de setiembre de 2020, el Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) mediante el oficio OF-0508-CDR-2020 emite criterio acerca del proceso de liquidación períodos anteriores, el cual forma parte de la metodología tarifaria RJD-139-2015 del sistema de distribución, indicando que las liquidaciones se hacen en estudios ordinarios.
- VI. Que el 10 de diciembre de 2021, mediante la resolución RE-0077-IE-2021, publicada en el Alcance N.º 255 a La Gaceta N.º 241 del 15 de diciembre de 2021 se resolvió el estudio tarifario, siendo esta tarifa la que se encuentra vigente (ET-071-2021).
- VII. Que el 8 de febrero de 2022, la Junta Directiva de la Aresep dictó la resolución RE-0006-2022 *“Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”*, publicada en el Alcance 39 a la Gaceta 36 del 23 de febrero de 2022.
- VIII. Que el 31 de julio del 2023, mediante el oficio GER-423-2023, ESPH presentó la solicitud para ajustar la tarifa del servicio de distribución de electricidad que presta (folios 1 al 34).
- IX. Que el 7 de marzo de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0048-JD-2023 en la cual indican entre otras cosas que los cambios en la estructura tarifaria de las empresas son potestad de la Junta Directiva.
- X. Que el 3 de agosto de 2023, mediante el auto de prevención AP-0016-IE-2023, 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 36 al 53).
- XI. Que el 18 de agosto de 2023, mediante el oficio GER-447-2023, ESPH presentó la información solicitada por medio del auto de prevención AP-0016-IE-2023 (folios 58 al 80).
- XII. Que el 21 de agosto de 2023, mediante el informe IN-0170-IE-2023, 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 100 al 110).

- XIII.** Que el 21 de agosto de 2023, mediante el oficio OF-0815-IE-2023, la IE solicitó a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) proceder con la convocatoria de audiencia pública (folios 81 al 99).
- XIV.** Que el 29 de agosto de 2023, mediante el oficio OF-0838-IE-2023, la IE solicitó a la ESPH información adicional para el análisis de la petición tarifaria (folios 203 al 209).
- XV.** Que el 30 de agosto de 2023, se publicó en el diario oficial La Gaceta N° 158 en el Alcance N° 164, la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 2 de octubre de 2023 (folio 214).
- XVI.** Que el 1 de setiembre de 2023, 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 2 de octubre de 2023 (folio 214).
- XVII.** Que el 1 de setiembre de 2023, mediante el informe IN-0565-DGAU-2023, la DGAU emite el informe de instrucción de la correspondiente audiencia pública (folio 104 al 105).
- XVIII.** Que el 6 de setiembre de 2023, mediante el oficio OF-0866-IE-2023, la IE envió oficio al Regulador General, en su condición de Presidente de la Junta Directiva de la Aresep, en el cual se realizó una consulta relacionada con la actualización de la estructura tarifaria (folio 219 al 220).
- XIX.** Que el 7 de setiembre de 2023, mediante el oficio OF-0878-IE-2023, la IE solicitó a la ESPH información adicional para el análisis de la petición tarifaria (folios 221 al 227).
- XX.** Que el 7 de setiembre de 2023, la IE en cumplimiento con lo establecido en la RE-0076-JD-2023 del 12 de mayo de 2023, emite las resoluciones RE-0103-IE-2023, RE-0104-IE-2023, RE-0105-IE-2023, RE-0106-IE-2023, en las cuales fija las tarifas de costos de interconexión, acceso, venta de excedentes y otros costos, rentabilidad, inversiones y canon, respectivamente, para cada una de las empresas eléctricas públicas. Dichas resoluciones fueron publicadas en el Alcance 174 a la Gaceta 169 del 14 de setiembre de 2023 y empezaron a regir a partir del 1 de octubre de 2023.

- XXI.** Que el 8 de setiembre de 2023, el CDR mediante el oficio OF-0296-CDR-2023 emite criterio acerca de las variables que se deben considerar dentro del proceso de liquidación de períodos anteriores (el proceso de liquidación forma parte de la metodología tarifaria RJD-139-2015 del sistema de distribución), indicando que corresponde únicamente liquidar las cuentas de gastos e ingresos.
- XXII.** Que el 13 de setiembre de 2023, mediante el oficio GER-493-2023, ESPH envió la información adicional requerida mediante los oficios OF-0838-IE-2023 (folio 228 al 244).
- XXIII.** Que el 14 de setiembre de 2023, mediante el oficio GER-498-2023, ESPH solicitó prórroga para la presentación de la información solicitada mediante el oficio OF-0878-IE-2023 (Folio 245).
- XXIV.** Que el 14 de setiembre de 2023, mediante el oficio OF-0924-IE-2023, la IE le concedió a la ESPH la prórroga solicitada mediante el oficio GER-498-2023 (folio 246).
- XXV.** Que el 22 de setiembre de 2023, mediante el oficio GER-510-2023, ESPH envió la información adicional requerida mediante el OF-0878-IE-2023. (folios del 247 al 265).
- XXVI.** Que el 2 de octubre de 2023, mediante el memorando ME-0262-IE-2023, la IE incorporó al expediente tarifario correos con información enviada por ESPH (folio 269 al 270).
- XXVII.** Que el 2 de octubre de 2023, 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 digital Zoom .
- XXVIII.** Que el 2 de octubre de 2023, mediante el memorando ME-1937-DGAU-2023, la DGAU incorporó al expediente tarifario el video de la audiencia pública (folio 278 al 280).
- XXIX.** Que el 9 de octubre de 2023, mediante el informe IN-0653-DGAU-2023 la DGAU emite el informe de oposiciones y coadyuvancias. (folio 282 al 283).
- XXX.** Que el 9 de octubre de 2023, mediante el documento AC-0292-DGAU-2023, la DGAU emite el acta de la audiencia pública. (folio 281).

- XXXI.** Que el 10 de octubre de 2023, mediante el oficio OF-0827-SJD-2023, la Secretaría de la Junta Directiva de la Aresep dio respuesta al oficio OF-0866-IE-2023 (folio 284 al 286)
- XXXII.** Que el 20 de octubre de 2023, la IE mediante el oficio OF-1059-IE-2023, le solicitó a la Junta Directiva de la Aresep la suspensión de los efectos de la resolución RE-0048-JD-2023 del 7 de marzo de 2023.
- XXXIII.** Que el 23 de octubre de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0099-JD-2023 *“Suspensión de los efectos de la resolución de la Junta Directiva RE-0048-JD-2023 de las ocho horas y veintiocho minutos del siete de marzo de dos mil veintitrés”*, la cual fue notificada a esta Intendencia el 1 de noviembre de 2023.
- XXXIV.** Que el 1 de noviembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0235-IE-2023, la IE analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, 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 a partir de 1 de enero de 2024.

CONSIDERANDO:

- I. Que el informe técnico IN-0235-IE-2023, 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 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-423-2023, ESPH solicitó un aumento en las tarifas del servicio de distribución de electricidad, para los períodos del 01 de octubre de 2023 al 31 de diciembre de 2028, todas las variaciones calculadas sobre la tarifa aprobada mediante la RE-0077-IE-2021 con el siguiente detalle:

- De octubre al 31 de diciembre de 2023: una disminución del 6,75%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024: un incremento del 11,44%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2025: un incremento del 6,97%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2026: un incremento del 6,57%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2027: un incremento del 6,34%*
- Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2028: un incremento del 5,99%*

La empresa solicita que el efecto de la liquidación de los períodos 2021 y 2022 sea reconocido en los años 2024, 2025 y 2026, en partes iguales para todos los años.

2. Análisis de la solicitud

Según lo dispuesto en la metodología, en este expediente tarifario, se procederá a analizar las liquidaciones del 2021 y 2022, mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario versus las erogaciones reales.

Así como a realizar el análisis de la solicitud ordinaria presentada por la ESPH, que planteó tarifas para el período de octubre de 2023 a diciembre 2028, previo a desarrollar los apartados del presente informe, es importante aclarar que siendo que la ESPH presentó la gestión tarifaria el 31 de julio de 2023 y el plazo requerido para el trámite correspondiente, no es posible fijar una tarifa que llegue a regir en el 2023, tal y como la empresa lo pretendía.

Por otra parte, siendo que los resultados obtenidos difieren sustancialmente de lo propuesto por la empresa, esta Intendencia consideró que dicho ajuste puede ser reconocido en un único período, en este caso 2024, por lo que el análisis se limita únicamente a este año.

Se desarrollan los siguientes apartados:

a. Parámetros utilizados

Los parámetros o indicadores económicos utilizados por la IE para el presente estudio tarifario son los obtenidos a través de fuentes de información primarias, con corte al 2 de octubre del año en curso, fecha donde se llevó a cabo la audiencia pública, tal y como se detalla a continuación:

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 109,36 para agosto de 2023.

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 2023 (septiembre, octubre, noviembre y diciembre), así como para el periodo siguiente 2024.

En relación con las estimaciones para el 2023 y 2024, se consideró las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Informe de Política Monetaria-Julio 2023¹. En dicho documento el Banco Central estima 1,20% y 1,90% de inflación para el 2023 y 2024 respectivamente.

Es importante indicar para el primer trimestre del 2023 la variación interanual del IPC se ubicó por encima del límite superior del rango de tolerancia, sin embargo, a partir de abril se registró por debajo de la meta de inflación. Asimismo, las estimaciones del BCCR apuntan a que, en los próximos meses del 2023, el IPC mostraría valores negativos.

Unido al párrafo anterior, el procedimiento seguido por la Intendencia de Energía para operativizar las estimaciones del IPC local para el 2023 y 2024, parten de la información real acumulada (corte agosto de 2023), agregando para los meses restantes (septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023 y enero a diciembre de 2024) la proporción de inflación restante, para completar la estimación indicada por el BCCR en su Informe de Política Monetaria-Julio 2023. Para los meses faltantes se consideró el uso de promedios geométricos, bajo el supuesto de no linealidad del comportamiento del IPC mes a mes.

Por su parte, el BCCR ha adoptado en los últimos años una meta de inflación de mediano-largo plazo, medida a través del IPC del 3%. Esta información puede ser consultada en los distintos documentos de los “Programas Macroeconómicos”, “Informes de Política Monetaria” y presentaciones de estos.

Así las cosas, el objetivo propuesto por el Banco Central con para el IPC es de un 3%, con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.), esto quiere decir, que el Banco Central velará por el cumplimiento de dicha meta de inflación y que para esto podría utilizar los instrumentos de política monetaria que disponga.

Bajo el contexto anterior, es decir, con una estimación realizada por el BCCR para el 2023 y 2024, donde se muestra un IPC bastante contenido, con una tendencia de variaciones interanuales y acumuladas del IPC con valores negativos.

¹ Las proyecciones de inflación del BCCR de acuerdo con el Informe de Política Monetaria Julio 2023. Recuperado de <https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/IPM-julio-2023-informe.pdf>

No se omite mencionar que cualquier diferencia producto de estimaciones y/o proyecciones, sean a favor o en contra de la empresa distribuidora, podrían ser liquidados en estudios posteriores.

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

MES / AÑO	2022	2023	2024
Enero	103,68	111,61	112,95
Febrero	104,81	110,66	113,13
Marzo	105,74	110,41	113,31
Abril	107,41	110,03	113,48
Mayo	108,96	109,91	113,66
Junio	110,89	109,74	113,84
Julio	112,10	109,54	114,02
Agosto	113,06	109,36	114,20
Setiembre	111,98	110,20	114,38
Octubre	111,13	111,05	114,56
Noviembre	111,29	111,91	114,74
Diciembre	111,44	112,77	114,92
Promedio Anual	109,37	110,60	113,93
Variación Anual (Dic.-Dic.)	7,88%	1,20%	1,90%
Variación Promedio Anual	8,28%	1,12%	3,01%

Nota 1: Datos estimados a partir de septiembre de 2023
Fuente: Elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.

Tipo de cambio de referencia estimado: El Banco Central en el 2015, por medio de la sesión 5677-2015, dispuso migrar de un régimen de bandas cambiarias a uno de flotación administrada, esto como parte de sus objetivos de brindar una mayor flexibilidad al mercado de divisas, es decir, que el precio cambiario sea determinado en lo fundamental por las fuerzas del mercado (oferta y demanda).

Dadas estas condiciones, para colonizar algunos rubros de costo que están expresados en dólares, la Intendencia de Energía considera que la mejor alternativa es utilizar 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 setiembre de 2023 y son ¢533,08 para la compra y ¢539,35 para la venta.

Tipo de cambio del sector público no bancario estimado: se siguió la misma lógica del tipo de cambio de referencia, es decir, 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 setiembre de 2023 y son ¢537,60 para la compra y ¢538,14 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 de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2022 es de ¢648,32.
- Tcv_i: tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2022 es de ¢648,97.

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

- IPC
https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?id_oma=1&CodCuadro=2732
- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR Y REVISIÓN:
<https://www.bccr.fi.cr/publicaciones>
- INFORME DE POLÍTICA MONETARIA:
<https://www.bccr.fi.cr/publicaciones>
- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:
<https://www.bccr.fi.cr/indicadores-economicos/tipos-de-cambio>

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 58 a 58 del expediente tarifario (ET-061-2023).

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 una rebaja del -6,75% para el periodo 1 de octubre al 31 de diciembre del año 2023, y un aumento de 11,44% para el año 2024, 6,97% para el año 2025, 6,57% para el año 2026, 6,34% para el año 2027 y 5,99% para el año 2028. Los ajustes toman como base las tarifas vigentes según RE-0077-IE-2021 publicada en la Gaceta 241, Alcance 255 del 15 de diciembre del 2021 y la RE-0056-IE-2023, publicada en la Gaceta 117, Alcance 123 del 29 de junio de 2023. 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 diciembre 2022. 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 (octubre 2023 - diciembre 2028), se estima un nivel de crecimiento del consumo del 2,04%, 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 632,8 GWh para el año 2023, 644,3 GWh para el año 2024, 654,7 GWh para el año 2025, 664,5 GWh para el año 2026, 675,4 GWh para el año 2027 y de 685,5 GWh para 2028 (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-0077-IE-2021 publicada en el Alcance N° 255 a la Gaceta N° 241 del 15 de diciembre del 2021.
6. De esta forma ESPH proyecta que su sistema de distribución obtendrá ingresos con tarifas vigentes cercanos a los ₡47 006,1 millones de colones para el año 2023, ₡48 211,6 millones de colones para el año 2024, ₡49 037,6 millones de colones para el año 2025, ₡49 823,2 millones de colones para el año 2026, ₡50 664,7 millones de colones para el año 2027 y para el año 2028 los ingresos serán de ₡51 483,3 millones. En todos los 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 6,91% para el periodo 2023-2028.
8. Se espera que las compras al sistema de Generación de la ESPH impliquen un monto cercano a los ₡10 248,7 millones de colones para 2023, ₡11 413,3 millones de colones para 2024, ₡11 586,9 millones de colones para 2025, ₡11 581,6 millones de colones para 2026, ₡11 576,7 millones de colones para 2027 y de ₡11 569,8 millones para 2028.
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 423,2 GWh para el año 2023, 421,6 GWh para el año 2024, 431,1 GWh para el año 2025, 441,6 GWh

para el año 2026, 453,3 GWh para el año 2027 y 464,2 GWh para 2028. Esto implicaría un pago cercano a los ₡20 971,9 millones de colones para 2023, ₡20 712,3 millones de colones para 2024, ₡21 143,8 millones de colones para 2025, ₡21 642,9 millones de colones para 2026, ₡22 195,1 millones de colones para 2027 y de ₡22 690,6 millones para 2028 (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 2023 es de ₡6 678,1 millones, para el año 2024 es de ₡6 977,8 millones, para el año 2025 es de ₡7 049,2 millones, para el año 2026 es de ₡7 115,7 millones, para el año 2027 es de ₡7 189,3 millones y para el año 2028 es de ₡7 257,7 millones.*
- 11. La empresa distribuidora presenta la liquidación de ingresos, gastos e inversiones de los años 2021 y 2022. El monto solicitado para los dos periodos es de ₡1 356,8 millones en favor de los usuarios para el año 2022. La presente solicitud tarifaria propone distribuir estas liquidaciones en proporciones iguales de forma anual, durante el periodo 2024-2026.*
- 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 ₡46 335,7 millones para 2023, ₡53 249,7 millones para 2024, ₡51 974,9 millones para 2025, ₡52 618,3 millones para 2026, ₡53 876,8 millones para 2027 y ₡54 567,2 millones para 2028.*

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

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

- 1. La intendencia de Energía actualiza la información real a agosto de 2023, esto implican 8 meses de información real adicional para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta ARESEP, esta es parte de las justificaciones para las diferencias descubiertas entre el mercado desarrollado por ESPH y el elaborado por la IE.*

2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de ESPH, la IE ha empleado la misma metodología seguida en los estudios tarifarios anteriores. Esta se basa en un mercado tendencial, en el cual se efectúan las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de abonados por tipos de tarifa. Para ello se empleó el paquete estadístico denominado Forecast Pro, que se especializa en el análisis de series de tiempo; en este caso, se utilizan modelos autorregresivos de promedios móviles (ARIMA) o de suavizamiento exponencial.
3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos 2 años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para el año 2024:

Cuadro No 2
Sistema distribución, ESPH
Estimación de ventas anuales de energía y
abonados directos.
2024

Aspecto^{1/}	Proyección Aresep
	2024
Abonados^{2/}	97 656
Ventas en (GWh)	634,9

1/ incluye las tarifas residenciales, industrial, comercios y servicios, preferencial, media tensión, media tensión B. Dato de abonados a diciembre de cada año.

2/ Datos a diciembre.

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

4. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2021 (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-0077-IE-2021 del 10 de diciembre del 2021, Gaceta 241, Alcance 255). Con esto se estima un ingreso para el sistema de distribución de \$47 931,1 en 2024 (sin incluir AP).

5. *Con respecto a los gastos que debe asumir ESPH para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por peaje de energía a el sistema de transmisión también del ICE. Sobre la información de las compras de energía al Sistema ESPH-Generación la información puntual de la estimación en unidades físicas se encuentra detallado en el informe paralelo del Sistema de generación ESPH (ET-060-2023), siendo el consumo de 268,4 GWh 2024. Esto generaría un costo aprobado de \$13 143,7 millones para 2024.*
6. *Respecto al monto aprobado para compras al sistema de generación de ESPH difiere al determinado como ingreso del sistema de generación del distribuidor, debido a que el precio medio de compra a su sistema es de \$51,7 y este sobrepasa el precio medio de compra a ICE, que sería de \$48,9 el cual considera la IE como límite máximo aceptado. (ver detalle en archivo de cálculo "Ajuste precio compra ICE).*
7. *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 5,7% que es el promedio de los últimos dos años. Es importante resaltar la diferencia mayor de un punto porcentual con respecto a la perdida esperada por ESPH (6,91%). Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por ESPH para cubrir su demanda en 681,8 GWh para el 2024.*
8. *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 2024 compras al ICE-Generación de 413,4 GWh para 2024. Esta estimación es 1,7% menor con respecto a la estimación de ESPH para el mismo concepto. La diferencia se debe al porcentaje de perdida utilizado y las estimaciones de demanda y producción con plantas propias.*
9. *Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de \$20 205,8 millones para 2024. Para calcular este costo se utilizó el pliego tarifario*

vigente de ICE según resolución RE-0008-IE-2022 del 9 de febrero del 2022, publicado en la gaceta 30, Alcance 29 del 14 de febrero de 2022.

- 10. 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, más el cargo fijo por el servicio de transmisión que se le paga mensualmente al ICE. De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en 681,8 GWh para 2024.*
- 11. Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢6 913,1 millones para 2024, según resolución RE-0009-IE-2022 del 9 de febrero del 2022, publicado en la gaceta 30, Alcance 29 del 14 de febrero de 2022.*
- 12. Las principales diferencias de mercado se pueden resumir en 5 aspectos.*
 - 1. La ESPH utiliza datos reales a diciembre del 2023, mientras que la Aresep cuenta con datos reales a agosto 2023.*
 - 2. La ESPH estima en 0,1% más de abonados que la estimación de Aresep para el año 2024.*
 - 3. La ESPH utiliza un porcentaje de pérdidas de 6,91% mientras que Aresep utiliza 5,7%.*
- 13. La empresa distribuidora presentó liquidación de gasto e inversiones para los periodos 2021 y 2022. Los montos para liquidar se ven con mayor detalle en los cuadros resumen que se presentan a continuación.*

Cuadro No 3
Sistema de distribución, ESPH
Diferencias entre proyección e Información real 2021.

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	412,8	359,1	-53,7
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	21 470,9	16 478,8	-4 992,0
Compra a ICE-transmisión (GWh)	667,2	623,2	-44,0
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	7 412,2	7 134,8	-277,4
Compra a ESPH-Generación (GWh)	254,4	263,8	9,5
Compra a ESPH-Generación (Millones de colones)	13 964,5	14 230,6	266,0
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	617,4	587,2	-30,2
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	50 922,0	44 644,8	-6 277,1
Liquidación (millones de colones)	-8 074,4	-6 800,6	-1 273,8

(*) Proyecciones del último estudio vigente ET-080-2019

(**) Información real y proyectada de enero-diciembre 2021

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ESPH

Cuadro No 4
Sistema de distribución, ESPH
Diferencias entre proyección e Información real 2022.

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compra a ICE-Generación (GWh)	370,2	402,8	32,6
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	17 734,3	20 117,3	2 383,0
Compra a ICE-transmisión (GWh)	649,2	649,9	0,6
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	7 469,3	6 572,9	-896,4
Compra a ESPH-Generación (GWh)	279,0	246,9	-32,1
Compra a ESPH-Generación (Millones de colones)	11 755,2	10 119,9	-1 635,2
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	607,1	612,4	5,3
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	48 213,7	47 679,9	-533,8
Liquidación (millones de colones)	-11 254,9	-10 869,7	-385,2

(*) Proyecciones del último estudio vigente ET-071-2021

(**) Información real y proyectada de enero-diciembre 2022

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y ESPH

14. Respecto a los datos presentados por la ESPH, las diferencias principales se encontraron en los ingresos reales por ventas de energía presentados por la ESPH para el año 2021 y 2022 ya que son menores en ¢758,6 millones con respecto al dato reportado según RIE-089-2016 a la Aresep, también se tiene una diferencia en la compra de energía y potencia al ICE debido a que la ESPH no incorpora el monto de ¢402.3 millones (ajustes en la compra y venta de energía del anexo A1 según RIE-089-2016), esta diferencia se refleja en la liquidación 2021.
15. Considerando tanto la liquidación de mercado como financiero contable se determina un monto por concepto de liquidación del periodo 2021-2022 cercano a los ¢663 millones que deberán ser reconocidos a la distribuidora mediante un ajuste a las tarifas del servicio de distribución de la ESPH.
16. Con base en las estimaciones de la IE para el estudio ordinario 2024 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 ¢563,1 millones adicionales para 2024.
17. De acuerdo con lo anterior, es necesario incrementar los ingresos vigentes en un 1,18% para el 2024.
18. Se propone que dicho aumento entre a regir a partir del 1 de enero del 2024. Con lo cual la empresa distribuidora obtendrá ingresos anuales cercanos a los ¢48 496,7 millones en 2024, (sin considerar AP).
19. El detalle de los resultados anteriores se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro No 5
Sistema distribución, ESPH: estimación de ventas anuales de energía,
Abonados directos, Ingresos vigentes y propuestos por la IE.
2024

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG ^{1/} (millones ¢)	ING.PROP ^{1/} (millones ¢)
2024	642,7	48 336,98	48 902,56

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

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

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

20. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢75,5 a ¢76,4 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 ET-061-2023, folio 34, Capítulo 4-Inversiones así como en la carpeta “INFORMACIÓN ADICIONAL”, disponible a folio 244,; en las cuales encontrarán las carpetas de Marco Inversiones y Microinversiones con los respectivos formularios, que contemplan las estructuras de costos y justificaciones presentadas para los requerimientos y obras de inversión.

Así mismo se presenta el análisis de la liquidación del sistema de distribución de la ESPH correspondiente los períodos 2021 y 2022, los cuales corresponde a la solicitud tarifaria tramitada bajo los expedientes ET-080-2019 según resolución RE-102-IE-2019 y ET-071-2021 según resolución RE-0077-IE-2021, 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 6 y el archivo electrónico “CPI-AAA-ESPH-DX-ET-061-2023 LDGA VF”) con los aspectos a incluir en el cálculo tarifario.

Es importante indicar que para el año 2023 la ESPH indica en el oficio GER-493-2023 del 13 de setiembre de 2023 como respuesta a la solicitud de información adicional tramitada bajo oficio OF-0837-IE-2023 que [...] “Para el año 2023 no se incorporan inversiones considerando que los recursos solicitados con las tarifas, por la fecha en que se esperarían ingresen, no estarán disponibles ser utilizados en proyectos de inversión o compra de equipo” [...], por lo que de parte del Proceso de Inversiones se recomienda revisar la base tarifaria y excluir cualquier activo que se declare para 2023.

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 Generación, ESPH
2018-2022

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*
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%	
2021	₡ 2 092,80	₡ 2 189,10	104,6%	
2022	₡ 3 895,77	₡ 1 236,99	31,8%	
Promedio			65,75%	65,75%

*Según Metodología Tarifaria Vigente

Del análisis de este porcentaje, resalta que la ESPH presenta un porcentaje de ejecución bajo lo cual es consistente con el porcentaje de ejecución que se tiene del anterior estudio tarifario.

La baja ejecución anual por parte de la ESPH afecta el reconocimiento de los montos solicitados, pudiendo afectar así mismo la ejecución de los distintos proyectos, es importante que ESPH mejore en este tema de manera que se aumente la ejecución y el uso de los recursos otorgados.

ii. Adiciones a incorporar en cálculo tarifario del sistema de distribución.

Una vez analizada la petición de ajuste tarifario correspondiente a las adiciones del periodo 2024 al 2028 presentado por ESPH, y luego de revisados los parámetros económicos de tipo de cambio y las inflación interna y externa, y

las justificaciones presentadas por la empresa distribuidora, se determinó lo siguiente:

- ✓ Macro inversiones sólo se presenta un proyecto “Implementación de Infraestructura de Medición Avanzada del 100% del área de cobertura del servicio Eléctrico de la ESPH”, del cual se excluye el monto ya reconocido para ese mismo año en la tarifaria anterior (ET-071-2021), además de verse afectado por el porcentaje de ejecución e índices macroeconómicos*
- ✓ Para micro inversión los proyectos solicitados corresponden a los mismos proyectos presentados por la ESPH en la tarifaria anterior (ET-071-2021) los cuáles fueron visitados bajo el marco de ese estudio tarifario. Al presentar la empresa justificaciones un poco más detalladas se considera que dichas inversiones son necesarias y se procede al reconocimiento tarifario de las mismas*
- ✓ El proyecto de microinversión correspondiente a Residencial el Monte, el mismo había sido reconocido para el año 2024, sin embargo, no fue ejecutado y no se cuenta con justificación por parte de la ESPH para la no ejecución del proyecto, por lo que en el reconocimiento del estudio tarifario actual se excluye el monto previamente otorgado*
- ✓ En planta general de distribución la ESPH solicita diversos equipos correspondientes a comunicación, transporte, misceláneo, herramientas y otros, de los cuales no se reconoce para el año 2024 en Equipo de Cómputo el monto asociado a una impresora de la planta de generación La Joya y el monto solicitado para terrenos por falta de justificación detallada.*

En el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según ESPH:

Cuadro N° 7

Sistema de Distribución Propuesta ESPH de Adiciones (Millones de Colones)					
Rubro	Periodo				
	2024	2025	2026	2027	2028
Macroinversiones	655,70	793,29	822,64	974,94	1 011,02
Microinversiones	2 504,28	2 238,85	2 368,31	2 180,40	2 240,10
Planta General	5 610,72	572,32	209,08	393,69	258,40
Adiciones totales	8 770,70	3 604,46	3 400,03	3 549,03	3 509,52

En el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones, según la IE (deducidas las adiciones no reconocidas, ajustada por el porcentaje de ejecución, y por el respectivo índice de precios):

Cuadro N° 8

Sistema de Distribución Propuesta ARESEP de Adiciones (Millones de Colones)	
Rubro	Periodo
	2024
Macroinversiones	13,75
Microinversiones	1 538,85
Planta General	3 452,10
Adiciones totales	5 004,69

Por último, se presenta la tabla con el porcentaje de reconocimiento por año, comparando el monto solicitado versus el monto reconocido.

Cuadro N° 9
Porcentaje de reconocimiento respecto a lo solicitado

Sistema de Distribución	
	Periodo
	2024
Porcentaje de reconocimiento	57,06%

iii. Liquidación adiciones años 2021 y 2022

Respecto a la liquidación de inversiones del año 2021, la ESPH En total para el año 2021 se presenta una sobre ejecución de 96,31 millones de colones, con respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-080-2019.

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2021:

Sistema de Distribución			
Liquidación año 2021 (millones de colones)			
Expediente-	ET-080-2019	ET-061-2023	
Rubro	Aprobado	Ejecutado	Liquidación
Macroinversión	697,65	1216,39	518,74
Microinversión	1285,44	826,71	-458,73
Planta General	14,03	93,84	79,80
Planta General Corporativa	95,67	52,17	-43,50
TOTAL	2092,80	2189,10	96,31

Respecto a la liquidación de inversiones del año 2022, una vez analizada la información aportada por ESPH, esta IE considera que las justificaciones son adecuadas por lo que se procede al reconocimiento.

Para el periodo 2022 la ESPH presenta, para el servicio de distribución, en lo que respecta a macro y micro inversión una subejecución de 456,72 millones de

colones respecto al monto reconocido mediante el ajuste tarifario tramitado en el expediente ET-071-2021

En el siguiente cuadro se presenta la liquidación de inversiones del año 2022:

Cuadro N° 11			
Sistema de Distribución			
Liquidación año 2022 (millones de colones)			
Expediente-	ET-071-2021	ET-061-2023	
Rubro	Aprobado	Ejecutado	Liquidación
Macroinversión	432,57	161,36	-271,21
Microinversión	1173,40	987,88	-185,51
Planta General	2151,57	54,78	-2096,79
Planta General Corporativa	138,24	32,98	-105,27
TOTAL	3895,77	1236,99	-2658,78

Respecto a la liquidación de inversiones del año 2022, una vez analizada la información aportada por ESPH, esta IE considera que las justificaciones son adecuadas por lo que se procede al reconocimiento.

iv. **Retiro de activos del sistema de distribución para el año 2024 y liquidación 2021 y 2022.**

En el caso de retiro de activos, se determinaron de acuerdo con el archivo “Retiros” disponible en la Carpeta digital ET-061-2023, folio 34, Capítulo 4- Inversiones, en el cual ESPH presenta el detalle y el motivo del retiro de los activos listados correspondiente al periodo 2024. Los montos asociados a los retiros de del periodo se pueden consultar en el archivo en Excel “CPI-AAA-ESPH-DX-ET-061-2023 LDGA VF”

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de activos retirados para el periodo de 2024

Cuadro N° 12

Sistema de Distribución Retiros (Millones de Colones)	
Rubro	Periodo
	2024
Valor al costo	1 802,54
Valor revaluado	466,66
Depreciación costo	1 434,41
Depreciación revaluada	348,26

Es importante resaltar que ESPH presentó el detalle de los activos retirados para el periodo de 2024 en el mismo archivo de Retiros, esta IE reconoce los retiros solicitados.

d. Retribución de Capital

A continuación, se muestra el cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo para el servicio de distribución de energía eléctrica.

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 transmisión. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.
 VCP = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de transmisión 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. 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 2022, 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, se utiliza la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo (10 años), la información se extrajo de la página de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la siguiente dirección: <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

Se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **2,07%**. El cálculo de la IE, es consistente con el cálculo empleado por ESPH.

Cuadro Nº 13
Tasa libre de riesgo

AÑO	TASA BONOS DEL TESORO (%)
2022	2,95%
2021	1,45%
2020	0,89%
2019	2,14%
2018	2,91%
PROMEDIO	2,07%

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

Beta desapalancada (β_d): se consideró el valor correspondiente al beta desapalancado (Unlevered beta) 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, de la Universidad de Nueva York en la dirección de Internet “<http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>”.

Se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **0,37**.

Cuadro Nº 14
Coeficiente beta desapalancada

Utility (General)	BETA DESAPALANCADO
05 Enero 2023 (datos del 2022)	0,41
05 Enero 2022 (datos del 2021)	0,59
05 Enero 2021 (datos del 2020)	0,48
05 Enero 2020 (datos del 2019)	0,19
05 Enero 2019 (datos del 2018)	0,17
PROMEDIO	0,37

Fuente: Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran.

Es importante indicar que el cálculo de la IE difiere en relación con el presentado por ESPH, dado que para determinar el promedio de los 5 años según se muestra en el folio 34 del ET-061-2023 carpeta “DIST_ESPH/EEC-ETAR-13-2023\Capitulo 5-Rédito” archivo en Excel “IE-RE-7745_Redito_Dist_2023” hoja de cálculo “Beta desapalancada” en la series de información ESPH omite la consulta del 05 de enero 2022 (datos 2021) utilizando la información de los siguientes años para determinar el beta desapalancado: información del 05 de enero 2023 (datos 2022), 05 de enero 2021 (datos 2020), 05 de enero 2020 (datos 2019), 05 de enero 2019 (datos 2018), 05 de enero 2018 (datos 2017).

Tasa impositiva (t_i): *Es igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora (acta de la Sesión 149-99 del 19 de agosto de 1999).*

Valor de la deuda (VD): *se consideró un monto de ¢1 209, 67 millones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2022),*

Cuadro Nº 15
Valor de la deuda (VD)
Datos en millones

Actividad de Distribución a Diciembre 2022					
Crédito	Monto	Peso relativo	Tasa interés	Tasa ponderada	Detalle
1-594-1-2-5912069	15,18	1,26%	8,75%	0,11%	Recuperación de capital invertido en construcción almacén, edificio Comercial, edificio para oficinas administrativas.
21-017-072492-6	22,96	1,90%	9,24%	0,18%	Compra de vehículos para micro inversión
21-017-074219-0	199,91	16,53%	10,24%	1,69%	Compra maquinarias y equipo para la operación y mantenimiento de los procesos del negocio de Distribución
159401026037762	772,52	63,86%	8,75%	5,59%	Proyecto de implementación de infraestructura de medición (AMI)
1-59412-6037763	75,80	6,27%	8,75%	0,55%	Modernización del Sistema SCADA de la red de Distribución Eléctrica. Compra e implementación de licencias de modulas de conectividad DMS/OMS y compra e implementación de licencias.
594-01-02-6037764	123,27	10,19%	8,75%	0,89%	Transformadores subterráneos, diversas necesidades: 11 transformadores, 1 llave seccionadora y 1 equipo que analiza el aceite dieléctrico de los transformadores.
Total del periodo	¢1 209,67	100,00%		9,01%	

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ESPH proporcionados en el ET-061-2023

Valor del capital propio o patrimonio (VCP): se consideró un monto de ¢28 047,97 millones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de distribución del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2022), tal y como lo establece la metodología vigente

Coeficiente beta apalancada (β_a): A partir de los datos anteriores, se obtiene una relación deuda y capital propio de 0,04 con lo cual la beta apalancada corresponde a **0,38**. El beta apalancado calculado por ESPH es de 0,33,

producto que omitieron los datos del 05 de enero 2022 en la serie de tiempo para determinar el beta desapalancado.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran de la Universidad de Nueva York, en la dirección de Internet <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>, se utilizó la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia pública. El promedio obtenido es de **5,21%**. El cálculo de la IE es consistente con el cálculo empleado por ESPH.

Cuadro Nº 16
Prima por riesgo

AÑO	PRIMA POR RIESGO
2022	5,94%
2021	4,24%
2020	4,72%
2019	5,20%
2018	5,96%
PROMEDIO	5,21%

Fuente: Intendencia de Energía con datos de Aswath Damodaran.

Con base en la información anterior, a partir del modelo CAPM y en estricto apego a la metodología vigente, el costo del capital propio (k_e) corresponde a **4,07%**.

Cuadro Nº17
Costo del capital propio

Donde:		
Ke	= Costo del capital propio / CAPM	
Ki	= Tasa libre de riesgo.	2,07%
PR	= Prima de riesgo	5,21%
Ba	= Beta apalancada	0,38
Ke =		4,07%

Fuente: Intendencia de Energía.

El cálculo realizado por ESPH es de 3,79% por lo indicado anteriormente del beta desapalancado.

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 financiero de ESPH distribución, siendo el último período contable disponible a marzo 2023, tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **8,56%**.

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 **4,26%**.

Cuadro Nº 18
Tasa de rédito para el desarrollo

$R_k = R_d (1-t_i) [VD/A] + K_e [VCP/A]$			
Donde:			
R_k	= Tasa de rédito para el desarrollo WACC		
R_d	= Costo del endeudamiento	8,56%	
K_e	= Costo del capital propio / CAPM	4,07%	
		<u>¢ millones</u>	<u>%</u>
D	= Valor de la deuda	Ø1 209,67	4,13%
P	= Valor del capital propio	Ø28 047,97	95,87%
A	= Valor total de los activos ($D + P$)	Ø29 257,65	100,00%
R_k =		4,26%	

Fuente: Intendencia de Energía.

El cálculo realizado por ESPH es de 3,99% por lo indicado anteriormente del beta desapalancado.

e. Base tarifaria

A continuación, se muestra el cálculo de la base tarifaria para el servicio de distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, base tarifaria se obtiene según la siguiente ecuación:

$$BT = AFNORP + CT \quad (\text{Fórmula 32})$$

Donde:

BT = Base tarifaria.

$AFNORP$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio

CT = Capital de trabajo

i. Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP)

En lo que resulta al método de cálculo para el reconocimiento del AFNORP, se realizó según lo indicado en la resolución RJD-139-2015, siendo lo siguiente:

[...]

5.1 Activo fijo neto en operación revaluado promedio

El activo fijo neto en operación revaluado promedio, se obtiene como una media aritmética simple del a-) activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo t y; b-) el activo fijo neto en operación revaluado estimado al mes de diciembre del periodo $t+1$.

$$AFNORP = \frac{AFNOR_t + AFNOR_{t+1}}{2} \quad (\text{Fórmula 33})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el

servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFNOR_t = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t (ver fórmula 34).

AFNOR_{t+1} = Activo fijo neto en operación revaluado estimado del periodo t+1 (ver Fórmula 35).

La empresa tiene la obligación de valorar sus activos tal como lo establece la normativa vigente, considerando el valor razonable de estos. En los casos que la aplicación de las fórmulas del apartado 5.1.1 y 5.1.2 del Activo fijo neto en operación revaluado, muestre saldos que superan de forma significativa el valor razonable del activo, se debe de revelar adecuadamente en los estados financieros e informar a la Intendencia de Energía, así como, proceder a realizar el ajuste en libros que corresponda para corregir las desviaciones que surjan entre el valor revaluado y el valor razonable.

Esta fórmula se utiliza para determinar la base tarifaria en las solicitudes de ajuste tarifario que se presentan a la Intendencia de Energía, las formas de cálculo de sus variables podrían modificarse cuando entre en vigencia la contabilidad regulatoria.

5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado en el periodo t (AFNOR_t)

El activo fijo neto en operación reevaluado se calcula de la siguiente forma:

$$AFNOR_t = (AFC_t + AFR_t) - (DC_t + DR_t) \quad (\text{Fórmula 34})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFNOR_t = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo t.

AFC_t = Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t.

AFR_t = Total de activos fijos revaluados del servicio de distribución eléctrica, para el periodo t.

DC_t = Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo t.

DR_t = Depreciación acumulada de los activos revaluados para el periodo t .

5.1.2 Activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$ ($AFNOR_{t+1}$).

Para el cálculo del activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo $t+1$, se procede de la siguiente manera:

$$AFNOR_{t+1} = (AFC_{t+1} + AFR_{t+1}) - (DC_{t+1} + DR_{t+1}) \quad (\text{Fórmula 35})$$

Donde:

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$AFNOR_{t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado del periodo $t+1$.

AFC_{t+1} = Total de activos fijos al costo del servicio de distribución eléctrica, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.1).

AFR_{t+1} = Total de activos fijos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 35.2).

DC_{t+1} = Depreciación acumulada del activo al costo, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 39).

DR_{t+1} = Depreciación acumulada de los activos revaluados, para el periodo $t+1$ (ver fórmula 42).

- El activo fijo al costo se calcula de la siguiente manera:

$$AFC_{t+1} = AFC_t + AD - RA_{cto} \pm TA_{cto} \quad (\text{Fórmula 35.1})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre

utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFC_{t+1} = Activo fijo al costo del periodo t+1.

AFC_t = Activo fijo al costo del periodo t.

AD = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico del plan de inversiones respectivo (ver apartado 5.3.1).

RA_{cto} = Retiro de activos al costo (ver apartado 5.3.2 referente a los criterios para el retiro de activos).

TA_{cto} = Traslado de activos al costo.

cto = Al costo

- El activo fijo revaluado se calcula de la siguiente manera:

$$AFR_{t+1} = AFR_t - RA_r \pm TA_r + Rev \quad (\text{Fórmula 35.2})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

$t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.

AFR_{t+1} = Activo fijo revaluado del periodo t+1.

AFR_t = Activo fijo revaluado del periodo t.

RA_r = Retiros de activos revaluado.

Rev = Revaluación de activos del periodo t+1 (ver fórmula 35.3).

TA_r = Traslado de activos revaluados.

r = Revaluado

- Revaluación de activos:

El procedimiento seguido para la revaluación de activos es el siguiente:

$$Rev = IR * [(AFC_t + AFR_t - RA_{cto} - RA_r) \pm (TA_{cto} + TA_r)] \quad (\text{Fórmula 35.3})$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
IR	=	Índice de revaluación. Se refiere al índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
AFC_t	=	Activo fijo al costo, periodo t .
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, periodo t .
RA_{cto}	=	Retiro de activos al costo.
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_{cto}	=	Traslado de activos al costo.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
cto	=	Al costo.
r	=	Revaluado.

La **revaluación de activos** se calcula aplicando el índice de revaluación a los activos fijos según su origen nacional, extranjero o compuesto. Para cada caso se calcula un índice específico, cuyas fórmulas son las siguientes:

Índice de revaluación componente local:

$$IR_L = \left(\frac{IPCR_{t+1}}{IPCR_t} - 1 \right) * (\% C_L) \quad (\text{Fórmula 36})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
$t+1$	=	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
IR_L	=	Índice de revaluación de activos local.
$IPCR_t$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del periodo t .
$IPCR_{t+1}$	=	Índice de precios de Costa Rica representativo del activo al mes de diciembre del $t+1$.
L	=	Local.
$\% C_L$	=	Porcentaje de componente del gasto local.

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. Mientras que la información real del índice se obtiene del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC). Para la proyección se utiliza la variación interanual del índice al último mes disponible de información.

Índice de revaluación para activos de origen externo

$$IR_E = \left(\frac{IPUSA_{t+1} * Tcve_{t+1}}{IPUSA_t * Tcv_t} - 1 \right) * (\% C_e) \quad (\text{Fórmula 37})$$

Donde:

- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
- $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- IR_E = Índice de revaluación de activos externo.
- $IPUSA_t$ = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre de periodo t .
- $IPUSA_{t+1}$ = Índice de precios de Estados Unidos representativo del activo al mes de diciembre del periodo $t+1$.
- $Tcve_{t+1}$ = Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) estimado. Estimaciones de la IE correspondiente a diciembre del periodo $t+1$.
- Tcv_t = Tipo de cambio de Venta (CRC/USD) establecido por el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Calculado como la media aritmética diaria de diciembre del periodo t .
- $\% C_e$ = Porcentaje de componente del gasto externo.
- E = Externo.

En los casos en los cuales se utiliza el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos o el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos, se utilizará como fuente para la información real el Bureau of Labor Statistics de USA. Para la proyección se utilizará la variación interanual del índice al último mes disponible de información o las estimaciones de la IE si se tienen.

Índice compuesto de revaluación para activos:

$$IR_{com} = IR_L + IR_E \quad (\text{Fórmula 38})$$

Donde:

- IR_{com} = Índice de revaluación compuesto.
- IR_L = Índice de revaluación de activos local.

IR_E = Índice de revaluación de activos externo.
 L = Local.
 E = Externo.
 Com = Compuesto.

▪ Depreciación al costo (DC_{t+1}):

$$DC_{t+1} = DC_t - RD_{cto} + Dep \pm TD_{cto} \quad (\text{Fórmula 39})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 DC_{t+1} = Depreciación al costo, periodo $t+1$.
 DC_t = Depreciación al costo, periodo t .
 RD_{cto} = Retiro de activos depreciados al costo.
 Dep = Depreciación (ver fórmula 40).
 TD_{cto} = Traslados depreciados al costo.
 cto = Al costo

$$Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}] \quad (\text{Fórmula 40})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 Dep = Depreciación.
 TDA = Tasa de depreciación del activo (ver fórmula 41).
 AFC_t = Activo fijo al costo del periodo t .
 AD = Adiciones de activos, son incorporadas según el nivel de ejecución histórico (ver apartado 5.3.1).

RA_{cto} = Retiro de activos al costo.
 TA_{cto} = Traslado de activos al costo.
 cto = Al costo

Tanto las adiciones de activos como los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán.

La tasa de depreciación de cada activo se calcula de la siguiente forma:

$$TDA = \frac{100 - VAR}{VU} \quad (\text{Fórmula 41})$$

Donde:

TDA = Tasa de depreciación del activo
 VAR = Valor de rescate
 VU = Vida útil

- Depreciación acumulada revaluada (DR_{t+1}):

$$DR_{t+1} = DR_t - RA_{DR} + Dep_r + Rev_{dr} \pm TA_{dr} \quad (\text{Fórmula 42})$$

Donde:

t = Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 $t+1$ = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario. Obtenido del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre utilizado como saldo final) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
 DR_{t+1} = Depreciación acumulada revaluada del periodo $t+1$.
 DR_t = Depreciación acumulada revaluada del periodo t .
 RA_{dr} = Retiro de activos depreciados revaluados.
 Dep_r = Depreciación revaluada (ver fórmula 43).
 Rev_{dr} = Revaluación de la depreciación revaluada.
 TA_{dr} = Traslado de activos depreciados revaluados.
 r = Revaluado.

Cálculo de la depreciación revaluada

$$Dep_r = TDA * [AFR_t - (0,5 * RA_r) \pm TA_r] \text{ (Fórmula 43)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
TDA	=	Tasa de depreciación del activo.
AFR_t	=	Activo fijo revaluado, del periodo t .
RA_r	=	Retiros de activos revaluado.
TA_r	=	Traslado de activos revaluados.
r	=	Revaluado.

Los retiros se ponderan por 0,5 dado que se desconoce en qué momento del año se realizarán éstas.

Cálculo de la revaluación de la depreciación revaluada

$$Rev_{dr} = IR * [DC_t + DR_t - (RD_{cto} + RA_{dr}) \pm (TD_{cto} + TA_{dr})] \text{ (Fórmula 44)}$$

Donde:

t	=	Período de tiempo del último Estado Financiero auditado o disponible para el servicio regulado (El valor disponible al 31 de diciembre anterior al estudio y utilizado como saldo inicial) o lo que disponga la Intendencia con la Contabilidad Regulatoria.
Rev_{dr}	=	Revaluación de la depreciación revaluada.
IR	=	Índice de revaluación de activos local, externo o compuesto según corresponda.
DC_t	=	Depreciación al costo del periodo t .
DR_t	=	Depreciación revaluada del periodo t .
RD_{cto}	=	Retiro de activos depreciados al costo.
RA_{dr}	=	Retiro de activos depreciados revaluados.
TD_{cto}	=	Traslados depreciados al costo.
TA_{dr}	=	Traslado de activos depreciados revaluados.
cto	=	Al costo

Para todos los cálculos que se realizan para obtener el activo fijo neto en operación revaluado al mes de diciembre del periodo en el que estará vigente el ajuste tarifario ($AFNOR_{t+1}$). Se analiza y considera:

- El Plan de Inversiones vigente.*
- La capacidad de ejecución del Plan de Inversiones histórica de la Institución.*
- El financiamiento aprobado para las inversiones y adiciones programadas en el Plan de Inversión, así como, los requisitos legales, refrendos, permisos municipales, uso de tierra, etcétera.*
- Los activos deben responder a dos criterios: **útiles** para la prestación del servicio y que efectivamente se utilicen en la misma (**utilizable**).[...]*

Para el cálculo del AFNORP, la IE considero elementos como el estado financiero auditado a diciembre 2022, así como el auxiliar de activos fijos, el formulario de cálculo de base tarifaria “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028” y la propuesta de distribución del gasto administrativo presentado por ESPH en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”.

Al respecto, hay que señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los datos reportados por la empresa distribuidora, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a, b y d de la Ley 7593 y la metodología RJD-139-2015, la información aportada por ESPH es el insumo principal para el presente cálculo del AFNORP.

La información reportada en el formulario “IE-RE-7724 Reporte_Distrib_2022” se revisó contra lo reportado en el estado financiero auditado para el segmento de distribución, es importante indicar que se presentaron las siguientes inconsistencias en la información presentada por la empresa:

- Se eliminó el activo 27-005713 “camilla de masajes”, así como se eliminaron de base tarifaria los activos con valor en libros “cero”, así como aquellos que alcanzaron su valor residual; el activo 27-005713 al considerarse que no tiene relación con el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como lo establece el artículo 3 inciso b de la Ley 7593 que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad (principio de servicio al costo), de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 de la*

misma ley que 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. Y 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.

- *Es importante indicar que ESPH depuró la información excluyendo los activos donados, así mismo, se revisaron las tasas de depreciación según las vidas útiles establecidas por esta Intendencia.*

Para la asignación de los activos de planta general se reconoció en distribución un 38,49% y en comercial un 41,33% según lo reportado por ESPH en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”, es importante indicar que los datos que ESPH pretendía trasladar al segmento de planta general y comercial era mayor a los porcentajes indicados anteriormente, siendo que en el formulario “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028” hoja de cálculo “Año 2022” el total de activo fijo al costo del segmento planta general corporativa es de ¢1 471 814 167 que al dividir entre el total de planta general reportado en la hoja de cálculo “Datos ADM” del formulario IE-RE-7724 Reporte_Distrib_2022”, haciendo un filtro en la columna “E” “SISTEMA” “planta general” sumando el total de las columnas “VALOR AL COSTO” y “VALOR DE ADICIONES” el total de activo al costo es de ¢3 471 081 606,20 lo que representa un 42,40% asignado en el archivo de base tarifaria al segmento planta general y no el 38,49 indicado por ESPH en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”.

Lo mismo sucede para comercial al comparar lo reportado en el formulario “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028” entre lo indicado en la cálculo “Datos ADM” del formulario IE-RE-7724 Reporte_Distrib_2022”, haciendo un filtro en la columna “E” “SISTEMA” “Comercialización” sumando el total de las columnas “VALOR AL COSTO” y “VALOR DE ADICIONES” el total de activo al costo es de 910 686 723,90 representa un 41,92% del total de comercial que ESPH pretendía trasladar a la base tarifaria de distribución y en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026” el porcentaje de asignación de comercial a distribución es de 41,33%.

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

Las adiciones y retiros de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado III, inciso 2.c. del presente informe técnico. Sin embargo, con los retiros se presentaron cuentas que al incluir el monto del retiro la cuenta quedaba negativa, o que incluían retiros revaluados pero las cuentas no poseían revaluación por lo que en esos casos se ajustó manualmente el retiro de tal manera que no quedarán cuentas sobregiradas.

De igual forma se presentaron cuentas que en el transcurso de los años de la proyección el gasto por depreciación alcanzó el valor total del activo, en esos casos se dejó de proyectar la depreciación para evitar que las cuentas quedarán con la depreciación acumulada mayor al valor del costo.

Para el año 2023 ESPH no reportó retiros por lo que se aplicó lo indicado en la metodología tarifaria en el apartado 5.3.2 Determinación de los retiros:

[...]

Para el caso particular de retiro de activos se consideran los siguientes criterios:

- Las empresas están en la obligación de depurar la base tarifaria, para ello deben presentar en cada estudio tarifario el detalle de activos retirados del sistema eléctrico, clasificados por remplazo, deterioro, obsolescencia, traslados u otros.*
- En el caso que exista una prevención o disposición que instruya la presentación de los retiros de activos e información relacionada a esta y la empresa no cumple las mismas, la IE tiene la potestad de no aceptar los saldos de los activos, dado que el regulado omite este dato considerado relevante en el cálculo de la base tarifaria.*
- **Cuando no media prevención o disposición en relación al tema, existe el criterio de aplicar un porcentaje similar a la depreciación para cada grupo de activos, por concepto de retiro de activos, tanto en los valores al costo como revaluado.***
- Se requiere información y justificación sobre la pérdida o ganancia contable que estos retiros originan a la empresa, para ser compensados en las tarifas en la partida de gasto por concepto de “pérdida por retiro de activos”. Este gasto debe ser congruente con*

los saldos que reflejan los activos retirados del sistema eléctrico y la transacción que dio origen a su retiro.[...]²

Es importante indicar que ESPH no aplica la revaluación de activos, siendo que en el documento “IN-26-EEC-2023 Estudio Distribución 2024-2028-firmado” la empresa indica:

10.1.2 ÍNDICES DE REVALUACIÓN DE ACTIVOS PARA PROYECCIONES

Para el presente estudio tarifario no se asigna la revaluación de activos.

Y en el oficio GER-447-2023, respuesta a la prevención, del folio 59 al 80 la empresa indicó que no está aplicando revaluación de activos

Punto 3.3.w.

Por lo anterior, se solicita lo siguiente:

- w. *En el formulario “IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria” la empresa elimino la hoja de instructivo e indicadores económicos, siendo esta última importante para el cálculo de los Índices de revaluación de la base tarifaria; lo cual provoca que las variables “IRL” y “IRE” están como valores y no permiten la trazabilidad; estas variables deben estar formuladas y vinculadas a hoja de indicadores económicos, que se incorporó en dicho formulario emitido por esta Intendencia en la RE- 032-2019, así mismo en el cálculo de la base tarifaria de la proyección no se presentan todos los componentes y fórmulas que se indican en la metodología RJD-139-2015 para el cálculo de la base tarifaria, por lo anterior, se requiere que se presente el formulario según se indica en la RE-032-2019.*

RESPUESTA Se adjunta el archivo “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028”, con la hoja de indicadores económicos, no obstante, cabe señalar que las variables “IRL” e “IRE” se muestran como valores dado que la ESPH S.A. no está aplicando revaluación de activos.

En cuanto a los períodos liquidados 2021-2022, se debe aclarar que el formulario “IE-RE-7746 Cálculo de Base Tarifaria”, como su nombre lo indica, se utiliza para la estimación de la base tarifaria, por lo cual en el caso de liquidación tarifaria no aplica, puesto que se presenta como dato informativo para detallar las cifras y cuentas que componen la Base Tarifaria de los períodos señalados, de forma que pueda ser comparado con los montos avalados por el Ente Regulador para el período señalado.

Es importante señalar que las cifras mostradas para efectos de la liquidación de la Base Tarifaria se concilian con los saldos presentados en Estados Financieros Auditados al cierre de cada año.

² El subrayado no es parte del original

Punto 3.3.x.

Por lo anterior, se solicita lo siguiente:

(...)

- x. *Es necesario que se remita la política de revaluación de ESPH, la que se aplicó para cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera.*

RESPUESTA La ESPH S.A. no aplica revaluación durante los años liquidados 2021-2022. De igual forma en la estimación del período 2023-2024 no incorpora proyección de revaluación, por lo que no aplica política de revaluación.

Esta Intendencia consideró mantener como valor 0 la revaluación de activos y no imputar un dato que afectará la tarifa al usuario final, al ser un dato que no es requerido por la empresa distribuidora del servicio eléctrico, aplicando la lógica, la ciencia y la técnica y en cumplimiento al principio de servicio al costo y equilibrio financiero establecidos en la Ley N.º 7593 no se procede a estimar la revaluación de activos.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación revaluado promedio calculado por la IE es el siguiente:

Cuadro N° 19
Cálculo del AFNORP IE 2024

Cálculo AFNOR	2024
<i>Base activo fijo al costo</i>	<i>¢30 621 248 327,16</i>
<i>Revaluación (incluye retiros revaluados)</i>	<i>¢20 611 228 532,31</i>
<i>Depreciación acumulada costo</i>	<i>¢8 141 620 179,80</i>
<i>Depreciación acumulada revaluada</i>	<i>¢13 089 049 336,95</i>
AFNOR TOTAL	¢30 001 807 342,71
AFNORP	¢28 594 579 375
AFNORP (En millones)	¢28 595

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-061-2023.

Cuadro N° 20
Cálculo del AFNORP
Comparativo IE versus ESPH
Período 2024
(Datos en millones)

AFNORP	2024
IE	¢28 595
ESPH	¢28 558
Diferencia	-¢36

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-061-2023.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan en el archivo “IE-RE-7746 B_T_Dist 2024-2028”

La diferencia entre los cálculos de la IE respecto a lo presentado por la empresa obedece principalmente a:

- *Las adiciones y retiros el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe técnico. En los casos que la cuenta quedaba negativa por el reconocimiento del retiro o el gasto por depreciación se realizaron los ajustes para que no quedará sobregirada la cuenta.*
- *ESPH asignó en Base tarifaria porcentajes distintos para planta general y comercial a lo indicado en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026”.*
- *Ante las consultas planteadas por la Intendencia la ESPH brindó las siguientes respuestas (folios 269-270):*
 1. *Ante la consulta del porqué se habían registrado embalses en el sistema de distribución ya que los mismos corresponden a generación, la ESPH indica que “(...) los activos son de muchos años atrás y la familia 03 se llamaba Embalses y Obra Civil, por eso se fueron creados esos activos en esa familia. Los activos mencionados no corresponden a embalses pero sí a Obra Civil. Actualmente existe la familia 078 correspondiente a Obra Civil, se procederá a corregir la clasificación para el mes de setiembre 2023”.*
 2. *Sobre la consulta de la utilización de una vida útil de 10 años en lugar de 8 como lo indica la tabla de vidas útiles para el activo 22-000027 (Trabajos en Sistema Scada en la red), la empresa indica:*

“La familia de activos SISTEMAS DE CONTROL Y COMUNICACIÓN- SCADA se creó con la resolución del año 2019 y como se puede observar el activo mencionado es del año 2004, por lo que dicho activo se asignó a una familia cuya vida útil es de 10 años, cabe mencionar que el mismo se encuentra totalmente depreciado”.

3. *En relación con la utilización de una vida útil de 10 años en vez de 25 como lo indica las tablas de vidas útiles para la cuenta de Equipo de Laboratorio y Medidores, ESPH hace referencia a que según resolución los Equipos de Laboratorio e investigación están considerados dentro de la familia Equipo de Medición, lo cual detalla sólo dos tipos de activos (Medidor de energía, demanda y calidad y Transformadores para medición) por lo que “Con respecto a la parametrización la familia Equipo de Laboratorio y medidores contempla otros tipos de activos y a nivel de registros ha existido con una vida útil de 10 años”. Por lo anterior esta Intendencia mantiene la vida útil indicada por la ESPH.*
- *Se presentan diferencias con los retiros, lo reportado por ESPH en inversiones en comparación a los retiros reportados por ESPH en el formulario de base tarifaria a manera de ejemplo, en el documento “CPI-AAA-ESPH-DX-ET-061-2023” se reportan retiros para el 2024 al costo por ¢1.802,54 millones, revaluado por ¢466,66 millones, depreciación al costo por ¢1.434,41 millones y depreciación revaluada por ¢348,26 millones, mientras que en el formulario “IE-RE-7746 B_T_Dist 2024-2028” aportado por ESPH, para el 2024 reportan retiros al costo por ¢2.281,51 millones, revaluado por ¢430,79 millones, depreciación al costo por ¢1.861,89 millones y depreciación revaluada por ¢320,19 millones, la diferencias se dan en información brindada por ESPH en el mismo estudio tarifario y estas diferencias se presentan en los restantes años proyectados.*

ii. Depreciación:

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

Se tomaron las vidas útiles aportadas por la empresa en el archivo “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028” en concordancia con lo resuelto por el área técnica en materia de inversiones en cuanto a las vidas útiles que aplican al servicio de distribución, en el segmento de planta de distribución, fila 45 la categoría de activo

“Transformadores Tipo poste a 25 años” la empresa la está depreciando a 30 años, esta intendencia deprecia tal cual su nombre lo indica (25 años), así mismo en la columna “Depreciación Revaluada (Dep r) (del periodo)” ESPH no aplica depreciación a todas las categorías de activos con saldo en activo fijo revaluado, y en algunas líneas de categorías de activos realizan ajustes “manuales” incluyendo datos como valores sin ninguna justificación, ni trazabilidad de los mismos, como se muestra en la siguiente imagen:

	A	B	AC
1	Proyección de activos Fijos Servicio Distribución		
2			
3			
4			
5			
6	Distribución		
7	Distribución Proyección 2023		Depreciación Revaluada (Dep r) (del periodo)
8			
15	PLANTA DE DISTRIBUCIÓN	Equipo de Laboratorio Y Medidores	=H15*('Año 2022'!N15-(0,5*"AÑO 2023"!Q15)+AÑO 2023'!R15)-967
22		Equipo de Misceláneo	=H22*('Año 2022'!N22-(0,5*"AÑO 2023"!Q22)+AÑO 2023'!R22)-12166711
30		OTROS EQUIPOS DE MEDICIÓN	=H30*('Año 2022'!N30-(0,5*"AÑO 2023"!Q30)+AÑO 2023'!R30)-5208140
49			
52	PLANTA GENERAL CORPORATIVA	OTROS EQUIPOS DE MEDICIÓN	=H52*('Año 2022'!N52-(0,5*"AÑO 2023"!Q52)+AÑO 2023'!R52)-5834
58		MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	=H58*('Año 2022'!N58-(0,5*"AÑO 2023"!Q58)+AÑO 2023'!R58)-2399051
63		AUTOMÓVILES Y PICK UP	=H63*('Año 2022'!N63-(0,5*"AÑO 2023"!Q63)+AÑO 2023'!R63)-233192
64			
65			
71	COMERCIALIZACIÓN	EQUIPO DE COMUNICACIÓN	=H71*('Año 2022'!N71-(0,5*"AÑO 2023"!Q71)+AÑO 2023'!R71)-15731
74		MOBILIARIO Y EQUIPO DE OFICINA	=H74*('Año 2022'!N74-(0,5*"AÑO 2023"!Q74)+AÑO 2023'!R74)-145667
79		AUTOMÓVILES Y PICK UP	=H79*('Año 2022'!N79-(0,5*"AÑO 2023"!Q79)+AÑO 2023'!R79)-95237
80			

Así las cosas, esta Intendencia, para todos los años proyectados aplicó las fórmulas de depreciación del período (DEP) y la depreciación revaluada (Dep r) según indica la metodología vigente.

Cuadro N° 21
Cálculo del Depreciación IE
Período 2024
(Datos en millones)

Gasto Depreciación	2024
Depreciación del período al costo	₡1 123 466 222
Depreciación del período revaluado	₡585 010 892
Total depreciación	₡1 708 477 114
Millones	₡1 708

Fuente: Intendencia de energía, con datos proporcionados por ESPH en el ET-061-2023.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario para el gasto por depreciación versus lo que reportan en el archivo “IE-RE-7746 B_T_Dist 2024-2028”.

iii. Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Se consideró el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, considerando las discrepancias en el tratamiento de retiros que se indican en los apartados anteriores.

Es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para los diferentes años de proyección.

iv. Capital de trabajo:

De conformidad con la metodología tarifaria vigente, para el cálculo del capital de trabajo se consideran las variables de las 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 para el período 2024 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.

Cabe indicar que la empresa ESPH, en el archivo presentado con el formulario “IE_RE_7729 Capital de Trabajo Distribución.xlsx” con datos de los años 2018, 2017 y 2016 y datos de esos años difieren con lo indicado con metodología vigente que indica que se debe usar los últimos 3 periodos anuales auditados de los estados financieros.

Además, los datos utilizados en el cálculo de dicha hoja, no fue el mismo que uso la empresa en la obtención de los estados de resultados en los archivos “IE_RE_7733_Registro_Costos_Gastos_Dist.xls” así como en el archivo

“IE_RE_7744_ERT_con_Contabilidad_Regulatoria” causando incertidumbre a cualquier usuario que vea la información.

El capital de trabajo del sistema de distribución se estimó en ¢ 1 010,29 millones para el año 2024.

Cuadro N° 22
Capital de trabajo calculado por la IE
para el periodo del 2024.
(millones)

Periodo 2024	
Total de costos	¢47 807
Costos sin considerar	¢1 708
Costos para el análisis	¢46 099
Costos Diarios	¢128
Capital de Trabajo	<u>¢1 010</u>

f. Análisis financiero

i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, descrito en el apartado “II. Metodología Tarifaria” de este informe, los criterios utilizados por la IE para liquidar los costos y gastos tarifarios del servicio de distribución son:

- *Garantizar el equilibrio financiero del sistema de distribución, bajo el principio del servicio al costo.*
- *Procurar el cumplimiento de los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad, necesarios para prestar en forma óptima del servicio público de distribución de energía eléctrica*
- *Para el análisis de los gastos del sistema de distribución correspondientes a los periodos 2021 y 2022, se utilizaron los estados financieros auditados con corte a diciembre 2021 y 2022.*
- *Se verificaron 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.).

- *Para las liquidación tarifaria del período 2021, la base a utilizar fue el ET-080-2019 y para el período 2022 el ET-071-2021, mediante el cual se ajustaron las tarifas vía ordinaria del sistema de distribución.*
- *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.*
- *Se analizaron los formularios de costos y gastos aportados por la empresa, así como las justificaciones y respaldos brindados Por ESPH, donde se procedió a la revisión de aquellos gastos con un peso relevante dentro del análisis horizontal, revisando la justificación aportada por ESPH para esas variaciones.*
- *Para todas aquellas cuentas que no fueron proyectadas por la IE vía ordinaria y la empresa muestra erogaciones en el proceso de liquidación, se aplicará el siguiente criterio: a) Se procede a analizar las justificaciones presentadas, si la Intendencia considera que esos gastos eran predecibles, porque son gastos ordinarios, no se reconoce el gasto en liquidación. b) Caso contrario, si responden a un evento de la naturaleza no controlable o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, se considera que corresponde a un caso fortuito o fuerza mayor, en consecuencia, se procede a reconocer dicho monto.*
- *Se consideró lo indicado por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR) en el oficio OF-0296-CDR-2023, mediante el cual se desarrolla algunas aclaraciones del oficio OF-0508-CDR-2020, específicamente sobre las variables que se deben liquidar en los procesos ordinarios, en lo que interesa, se indicó:*

[...] se evidencia que la formulación solo contempla la liquidación de ingresos y gastos; adicionalmente, se recalca que las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria” no son mencionadas en ninguna parte de este apartado.

Adicionalmente, se resalta que para realizar la liquidación de los ingresos (Fórmula 6) se emplea la diferencia entre los ingresos totales reales durante el período a liquidar y los ingresos totales estimados. En la metodología RJD-140-2015, los “ingresos totales estimados” se basan en los “Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados”, “la tasa de rédito para el desarrollo” y “la base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo”, esto se evidencia en la fórmula 3 de esta metodología como se observa a continuación:

“(…)

$$IT = COMAt+1 + (Rtv,t+1 * BTt+1) \text{ (Fórmula 3)}$$

Donde:

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

IT = Ingresos totales estimados para el período $t+1$ con las tarifas vigentes. Incluye los ingresos por transmisión de energía y otros ingresos que se generan producto del servicio (ver fórmula 8).

$COMAt+1$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento, administración y otros costos estimados para el período $t+1$ (ver fórmula 17).

$Rtv, t+1$ = Tasa de rédito para el desarrollo que resulta con las tarifas vigentes para el período $t+1$.

$BTt+1$ = Base tarifaria formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo para el período $t+1$ (ver apartado 5 sección VII, fórmula 29).

tv = Tarifas vigentes.

“(…)”

De esta forma, la variable “Ingresos totales estimados” que se incluye en el proceso de liquidación, ya considera en su proceso ordinario de estimación a las variables “rédito para el desarrollo” y “base tarifaria”; por tanto, las desviaciones en el proceso de estimación de estas variables pueden verse reflejadas en la liquidación de los ingresos dado que influyen en la estimación de

una de las variables empleadas y, si se incluye su liquidación, puede resultar en duplicaciones.

*Como conclusión de lo anterior: la sección “Liquidación del período anterior” **solo considera las liquidaciones de gastos e ingresos***³. [...]

Así las cosas está Intendencia solo consideró las variables de ingresos y gastos en el proceso de liquidación.

- 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 vigentes durante el año a liquidar, se valora la justificación y evidencia aportada y se analiza cada caso de manera particular.*
- Para efecto de las cargas sociales, a los montos de salarios se les aplicó los siguientes porcentajes según correspondía:*

Concepto	2021	2022
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,25%	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	26,50%	26,50%

Fuente: Intendencia de energía

³ El subrayado no es parte del original

- *Para las cuentas contables que se originan en el reconocimiento de una provisión o estimación de un gasto, como por ejemplo vacaciones o prestaciones legales, esta Intendencia comprende que las empresas deben realizar sus registros contables de conformidad con lo que estable la normativa correspondiente, no obstante, regulatoriamente 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.*
- *El canon de regulación fue actualizado cada año, según el monto erogado y distribuido de conformidad con los ingresos reales correspondientes al sector de energía eléctrica.*
- *No se reconoce el gasto por médico de empresa por lo siguiente razón:*

El análisis de los gastos a reconocer como parte de la petición tarifaria se realiza en apego al principio de legalidad y, en este contexto, según el artículo 4 inciso c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, uno de los objetivos fundamentales de la Aresep es asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de dicha Ley. Este numeral 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 dispuesto en el artículo 31 de la misma Ley.

De igual forma, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley de comentario señala 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, así como fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos respectivos.

Por su parte, el artículo 31 de la Ley 7593 contempla 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 tomar en cuenta al momento de fijar las tarifas de los servicios públicos el equilibrio financiero en la prestación del servicio.

En el mismo sentido, el artículo 32 incisos b) y d) 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, para lo cual se encuentra en la obligación de realizar análisis técnicos de ingresos, costos y beneficios para determinar las fijaciones tarifarias de acuerdo con los principios de servicio al costo y equilibrio financiero. El ejercicio de tales competencias tiene su fundamento constitucional en lo establecido en el artículo 46 de la Constitución Política.

Sobre este tema, la Procuraduría General de la República ha indicado lo siguiente:

[...] 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 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)

A mayor abundamiento, se debe señalar que el artículo 33 de la Ley 7593 indica que toda petición de los prestadores sobre tarifas y precios deberán estar justificadas, lo cual implica que, al momento de presentar la solicitud, el prestador tiene que aportar todos los argumentos y documentación necesaria que permita a la Aresep una valoración completa y exacta de los gastos que se pretenda sean reconocidos.

Como se mencionó líneas atrás, la empresa solicitó el reconocimiento de los costos de médico de empresa, servicios de fisioterapia y análisis de laboratorio, con fundamento en que ello resulta muy beneficioso para el personal, puesto que pueden ser atendidos dentro de las instalaciones de la ESPH. Además, considera que ello constituye una obligación legal, según los artículos 273 y 282 del Código de Trabajo. No obstante, no se aportaron mayores elementos de prueba que permitan verificar la necesidad de tales servicios para la prestación del servicio por parte de la empresa, en los términos requeridos por el artículo 33 de la Ley 7593.

Si bien, se hace referencia a lo dispuesto en el Reglamento de Silicosis y el Reglamento de Estrés Térmico, los cuales en su criterio sí obligarían a la ESPH a contar con un médico de empresa y un fisioterapeuta, no se brinda una explicación detallada de por qué esta norma resulta aplicable a su personal y las condiciones bajo las cuales se vuelve necesario para la prestación del servicio.

Asimismo, por sus implicaciones regulatorias, se debe aclarar que, a nivel nacional, la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS) emitió el Reglamento del Sistema de Atención en Salud de Medicina de Empresa, en el cual establece una serie de requisitos con los que deben contar tanto la empresa como los médicos que prestan el servicio de médico empresa, entre los cuales destacan el pasar por un proceso de inscripción para poder contar con dicho servicio. Como se ha podido constatar en la solicitud presentada, nada de esto fue aportado en el expediente por parte de la empresa solicitante.

De igual forma, dicho reglamento define el sistema de salud de medicina de empresa en los siguientes términos:

Artículo 1º- Definiciones:

v) Sistema alternativo, opcional y voluntario de asistencia en salud exclusiva para los colaboradores asegurados del Centro de Trabajo. Consiste en una contratación directa de los servicios de atención en salud por parte del Centro y los profesionales en ciencias médicas, el otorgamiento del personal de apoyo y la infraestructura necesaria para la prestación del servicio y el derecho de recibir como beneficio por parte de la Caja Costarricense de Seguro Social los servicios de farmacia, laboratorio, imágenes y otros servicios contemplados

*dentro de este Reglamento, no relacionados con riesgos del trabajo.
[...] (lo subrayado no es del original)*

Como se puede observar, la norma indica que este servicio no cubre lo relacionado con los riesgos de trabajo, siendo que este es un sistema amparado por la CCSS y los servicios de riesgos de trabajo deben ser atendidos por el INS, tal y como lo indicó la Sala Segunda de la Corte Suprema de Justicia en la resolución que se dirá más adelante.

En este contexto, se reitera la necesidad de que la empresa solicitante presente, de manera oportuna, la debida evidencia y justificación que asegure que este servicio se presta en los términos indicados arriba en la empresa y que, además, es necesario para la prestación del servicio público.

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, servicios de fisioterapeuta

y análisis de laboratorio 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.

Ahora bien, es importante mencionar que, en cuanto a los servicios de salud, esta Intendencia no desconoce que, en muchas empresas e instituciones, públicas como privadas, ya se cuenta con un médico de empresa, esquema potenciado por la propia CCSS como una forma de alivianar la concurrencia de pacientes a los servicios médicos de la institución. El propósito es obtener un servicio más directo y rápido para los que requieren restablecer su salud. Incluso, las empresas públicas o privadas encuentran que el esquema de médicos de empresa permite que sus trabajadores pierdan menos tiempo en trasladarse para ser atendidos en los centros médicos y hospitalarios de la Caja, tal y como lo señala la ESPH.

No obstante, dada la posición en la que se encuentra la empresa solicitante, en una situación de prestadora de servicios públicos regulados por la Autoridad Reguladora al amparo de la Ley 7593, el mantenimiento de este tipo de prestaciones de salud implica una carga sobre la tarifa que es determinada por un servicio al costo, situación que impacta los derechos del consumidor final conforme al artículo 46 de la Constitución Política. En este sentido, le corresponde al prestador del servicio público justificar su petición tarifaria al amparo del artículo 33 de la Ley 7593, lo cual implica aportar todos aquellos documentos idóneos que sustenten y respalden los montos solicitados y que demuestren que los mismos son necesarios para la prestación del servicio. De lo contrario, sin el respaldo que justifique el rubro correspondiente, esta Intendencia deberá rechazarlo por considerarse que no es requerido para el desarrollo y efectivo cumplimiento de los fines de ESPH, y que no es un medio para lograr la satisfacción de esos fines.

Se puede decir en general que, si bien el trabajador se beneficia directamente de la cobertura de estos servicios brindados por el patrono, sin el debido respaldo que lo justifique, ello representa una ventaja para el trabajador, pero no para el servicio público que se presta, lo cual contraviene los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como los derechos de los consumidores en un contexto en el cual deben sus ampararse derechos, pues prevé el desembolso de recursos públicos sin que se vislumbre una contraprestación que signifique una mejora en el servicio o una ventaja de algún tipo para los usuarios del servicio que presta la ESPH, o para el interés público.

ii. Criterios regulatorios aplicados para las proyecciones

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, descrito en el apartado “VII. Metodología Tarifaria” de este informe, los criterios utilizados por la IE para proyectar los costos y gastos tarifarios del servicio de distribución son:

- Para el análisis de los gastos del sistema de distribución correspondientes a la proyección periodo 2024, se utilizó los estados financieros auditados con corte a diciembre 2022.*
- Los datos depurados de la liquidación 2022 sirvieron de base para la proyección del período 2024.*
- Se verificaron 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.).*
- Los indicadores de tipo de cambio y factor de actualización local utilizados en la estimación de costos y gastos proyectados son los detallados en la sección 2.a “Parámetros utilizados”.*
- La empresa no presentó gastos extraordinarios a incluir para el período de proyección.*
- 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 2022 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.*
- Para efecto de las cargas sociales, a los montos de salarios se les aplicó los siguientes porcentajes según correspondía:*

Concepto	2023	2024
CCSS seguro salud	9,25%	9,25%
CCSS Seguro IVM	5,42%	5,42%
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	26,67%	26,67%

Fuente: Intendencia de energía

- *En cuanto a los gastos administrativos de planta general que son asignados de manera indirecta, se consideraron los inductores o drivers de la ESPH (generación: 38,49%), analizando los conceptos de gastos de manera individualizada.*
- *Se realiza un neteo de las liquidaciones 2021-2022, obteniendo un monto que se aplicó todo en el año 2024.*

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 en el cálculo del análisis de la información remitida por la empresa:

a) Liquidaciones de gastos de los períodos 2021 y 2022:

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en el apartado “II. Metodología Tarifaria” de este informe.

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, atenta contra el principio de servicio al costo establecido en la Ley 7593, por lo que no existe fundamento técnico-jurídico para incluirlos como parte de los costos para efectos de la fijación tarifaria. 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.

Está Intendencia por su parte revisó y analizó las justificaciones suministradas por ESPH, siendo que, de conformidad con lo establecido en el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593, que reza:

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- b. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.*
- c. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 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 que 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.

Se reitera que, en el período 2021, las tarifas fueron fijadas mediante la resolución RE-0102-IE-2019 tal y como se muestra en el ET-080-2019. En lo que corresponde a los gastos, la IE elaboró el informe IN-0147-IE-2019 el cual sirve de base para la citada resolución y en el Anexo 4 se muestra el estado resultado con las tarifas propuestas para el período 2021 y en el Anexo 7 de dicho informe se encuentran los archivos en Excel que fundamentan los cálculos realizados por esa intendencia en la fijación ordinaria del servicio de distribución para el período 2021, que es la base para la liquidación del 2021.

Para el período 2022, las tarifas fueron fijadas mediante la resolución RE-0077-IE-2021 tal y como se muestra en el ET-071-2021. En lo que corresponde a los gastos, la IE elaboró el informe IN-0150-IE-2021 el cual sirve de base para la citada resolución y en el Anexo 4 se muestra el estado resultados con las tarifas propuestas para el período 2022 y en el Anexo 10 de dicho informe se encuentran los archivos en Excel que fundamentan los cálculos realizados por esa intendencia en la fijación ordinaria del servicio de distribución para el período 2022, que es la base para la liquidación del 2022.

- ***Liquidación de gastos del periodo 2021***

Para el período 2021, en el informe IN-0147-IE-2019 del ET-080-2019 conviene extraer el anexo 2:

Anexo N° 4

Estado de resultados a tarifas propuestas Sistema distribución, ESPH Periodo 2020-2021 (Datos en millones de colones)

DESCRIPCIÓN	TARIFAS PROPUESTAS		TARIFAS PROPUESTAS	
	2020		2021	
	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP
Ventas de Energía servicio distribución	48.608,29	46.208,8	50.719,81	50.370,2
Ventas de Energía Alumbrado Público	597,4	547,4	603,4	554,5
TOTAL VENTAS DE ENERGÍA	49.205,7	46.756,2	51.323,2	50.924,7
OTROS INGRESOS REGULADOS				
Otros Ingresos Regulados	1.142,0	1.066,2	1.109,6	1.078,9
Efecto del periodo anterior	- 1.704,0	- 776,3	-	-
TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS	- 562,0	289,9	1.109,6	1.078,9
TOTAL INGRESOS REGULADOS	48.643,6	47.046,0	52.432,8	52.003,7
MENOS:				
COMPRAS DE ENERGÍA		-		-
Compra ICE	26.582,5	27.680,2	27.931,8	28.883,1
Generación Propia	12.860,5	10.490,0	15.223,3	13.996,8
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	39.443,0	38.170,2	43.155,2	42.879,9
UTILIDAD BRUTA	9.200,7	8.875,8	9.277,6	9.123,8
MENOS:				
GASTOS GENERALES				
Gastos de operación y mantenimiento	2.343,8	2.343,8	2.424,1	2.424,7
Gastos de Comercialización	679,7	676,8	704,5	698,1
Gastos administrativos	2.100,4	1.938,3	2.135,5	1.947,7
Canon de regulación	90,6	94,8	93,3	97,6
Gastos de investigación y desarrollo	74,1	61,2	74,9	66,4
Gastos sociales y ambientales	15,1	12,1	15,2	13,2
Gastos de depreciación	1.890,7	1.642,7	1.846,5	1.730,0
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,4	-	2,5	-
Otros gastos	291,4	288,8	283,4	279,0
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	644,6	688,4	674,1	715,7
TOTAL GASTOS GENERALES	8.132,8	7.746,8	8.253,9	7.972,3
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	47.575,8	45.917,0	51.409,1	50.852,2
UTILIDAD (O PÉRDIDA) DE OPERACIÓN	1.067,8	1.129,0	1.023,7	1.151,5
PROMEDIO ACTIVO FIJO REVALUADO	25.783,4	26.539,7	24.670,1	27.053,5
CAPITAL DE TRABAJO	14,0	743,7	14,0	773,2
BASE TARIFARIA	25.797,4	27.283,3	24.684,1	27.826,7
RENTABILIDAD/BT	4,14%	4,14%	4,15%	4,14%

Fuente: Elaboración propia

Es importante aclarar que, en los papeles de trabajo, los datos son trazables tanto por contabilidad regulatoria como por cuenta ESPH. Está Intendencia comparó el gasto real de ESPH versus el reconocido vía ordinaria para terminar el monto a reconocer vía liquidación, considerando las justificaciones aportadas, para cada una de las cuentas de ESPH.

Para el cálculo de la liquidación 2021, la IE considero elementos como el estado financiero auditado a diciembre 2021, así como la información presentada por ESPH en la carpeta: "DIST_ESPH.zip\DIST_ESPH\EEC-ETAR-13-2023\Capitulo 8-Liquidaciones\ETAR-08-2022\CAPITULO 7 ANALISIS FINANCIERO"

Al respecto, señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los datos reportados por la empresa distribuidora, en concordancia con lo establecido el artículo 3

inciso b y el artículo 4 inciso a, b y d de la Ley 7593 y la metodología RJD-139-2015, la información aportada por ESPH es el insumo principal para la liquidación de costos y gastos 2021.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el período 2021 ESPH solicitaba un total de costos y gastos por ¢ 45 849,48 millones, mientras que los reconocido por está Intendencia en el ET-080-2019 fue de ¢ 50 858,18 millones, para el período 2021, dando un diferencial entre lo real de la empresa y lo estimado vía ordinaria de ¢5 002,70 millones.

Cuadro N° 23
Liquidación del periodo 2021 solicitado ESPH
(Datos millones)

ITA_z =	ITR_z	ITE_z
-2 753,87	45 590,80	48 344,68
GTA_z=	GR_{coma,z}	GE_{coma,z}
-1 343,71	45 849,48	47 193,19
LI_z=	ITA_z	GTA_z
-1 410,16	-2 753,87	-1 343,71
Monto a liquidar de ingresos y gastos		
1 410,16		

Del resultado del análisis realizado por la IE, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por ESPH se determinó como liquidación del periodo 2021 un total de ¢46 258, 50 millones de costos y gastos, dando como diferencia ¢409,02 millones más en comparación a lo pretendido por la empresa regulada.

Cuadro N° 24
Resumen liquidación del periodo 2021 Aresep
(Datos millones)

ITA_z =	ITR_z	ITE_z
-6 440,11	45 563,55	52 003,66
GTA_z=	GR_{coma,z}	GE_{coma,z}
-4 593,68	46 258,49	50 852,17
LI_z=	ITA_z	GTA_z
-1 846,42	-6 440,11	-4 593,68

Liquidación 2021 reintegro a ESPH	1 846,42
Petición ESPH liquidación ingresos y gastos	1 410,16
Diferencia	436,26
 Petición ESPH liquidación ingresos, gastos y rédito	 1 486,57
 Diferencia total	 358,85

Fuente: Intendencia de Energía.

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH en el rubro de gastos totales ajustados (GTA_z), se debe al tratamiento de prestaciones legales, vacaciones, exclusión de gastos que no cumplen con el principio de servicio al costo, gastos innecesarios o que no tienen relación con el servicio público de distribución de energía eléctrica, el cual se explica a detalle más adelante.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del período 2021 y el resultado de su liquidación.

ITAZ

A nivel de ingresos para el año 2021 ARESEP estimó la suma de ¢ 50 924,75 millones por concepto de ingresos por ventas y otros ingresos para ese mismo período de ¢ 1 078,92 millones. Por su parte ESPH refirió en su estado de resultados tarifario a la suma de ¢ 44 672,05 millones de ingresos por ventas, y ¢918,75 millones de otros ingresos. En el archivo “Estado de resultados_2021”

anexo a este informe, en la hoja “ERT Distribución la IE determina que el mercado real del 2021 es de ¢44 644,80 millones, el detalle de este monto se muestra en el apartado III, inciso 2.b Análisis de mercado de este informe; otros ingresos los otros ingresos son por ¢918,75 millones dando como resultado un total de ingresos por ¢45 563,55 millones.

Cuadro N° 25
Determinación de ITAz
Sistema de distribución ESPH
Período 2021

ITA=	ITR	ITE
-6 440,11	45 563,55	52 003,66

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 - ¢6 440,11 millones que corresponde a la variación de los datos analizados en la liquidación y lo estimado por Aresep en la fijación ordinaria para dicho período.

GTAZ

A nivel de gastos para el año 2021 la ARESEP estimó la siguiente estructura de gastos:

Cuadro N° 26
Costos y Gastos del período 2021
Monto Estimado por ARESEP
Según RE-0102-IE-2019
(Datos en millones de colones)

DESCRIPCIÓN	TARIFAS PROPUESTAS	
	2021	
	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP
COMPRAS DE ENERGÍA		-
Compra ICE	27 931,8	28 883,1
Generación Propia	15 223,3	13 996,8
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	43 155,2	42 879,9
UTILIDAD BRUTA	9 277,6	9 123,8
MENOS:		
GASTOS GENERALES		
Gastos de operación y mantenimiento	2 424,1	2 424,7
Gastos de Comercialización	704,5	698,1
Gastos administrativos	2 135,5	1 947,7
Canon de regulación	93,3	97,6
Gastos de investigación y desarrollo	74,9	66,4
Gastos sociales y ambientales	15,2	13,2
Gastos de depreciación	1 846,5	1 730,0
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,5	-
Otros gastos	283,4	279,0
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	674,1	715,7
TOTAL GASTOS GENERALES	8 253,9	7 972,3
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	51 409,1	50 852,2

Fuente: Elaboración propia

Está Intendencia por su parte revisó y analizó las justificaciones suministradas por ESPH, siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- d. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos

- e. *Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 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 que 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.

Por lo anterior, el personal de tarifas de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, analizó los datos reportados por ESPH y actuó en apego al principio de servicio al costo, equilibrio financiero y excluyendo aquellos gastos no esenciales para la actividad de distribución de energía eléctrica y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 27
Costos y Gastos del período 2021
Comparativo monto ejecutado por ESPH
versus monto actualizado por ARESEP
(millones)

DESCRIPCIÓN	Real ESPH, S.A.	ARESEP ACTUALIZADO LIQUIDACIÓN 2021	Variación Abs Liquidación Aresep vs ESPH
<i>Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución</i>	37 614,63	37 844,24	229,61
<i>Compra ICE</i>	23 384,06	23 613,67	229,61
<i>Generación Propia</i>	14 230,57	14 230,57	- 0,00
			-
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	2 925,11	2 852,52	- 72,59
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	556,11	615,72	59,60
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	1 647,52	1 567,07	- 80,45
<i>Canon de regulación Distribución</i>	107,96	100,19	- 7,78
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	72,10	68,05	- 4,05
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	32,17	30,55	- 1,62
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	1 924,66	2 025,92	101,26
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	14,67	48,07	33,40
<i>Otros gastos</i>	312,41	312,41	-
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	793,76	793,76	-
<i>Gastos no Tarifarios</i>	-151,64		151,64
Total de gastos	45 849,48	46 258,49	409,02

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la ejecución de gastos por parte de ESPH a respecto a lo otorgado vía tarifas en el período 2021, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 28
Costos y Gastos del período 2021
Comparativo monto ejecutado por ESPH real
versus
monto estimado por ARESEP vía ordinaria en el ET-080-2019
(millones)

DESCRIPCIÓN	Real ESPH, S.A.	Estimado ARESEP	Variación Ordinario 2021 vs Real ESPH
<i>Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución</i>	37 614,63	42 879,85	5 265,22
<i>Compra ICE</i>	23 384,06	28 883,10	5 499,04
<i>Generación Propia</i>	14 230,57	13 996,75	- 233,82
			-
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	2 925,11	2 424,72	- 500,39
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	556,11	698,05	141,94
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	1 647,52	1 947,65	300,13
<i>Canon de regulación Distribución</i>	107,96	97,61	- 10,35
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	72,10	66,39	- 5,72
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	32,17	13,15	- 19,01
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo</i>	1 924,66	1 729,98	- 194,67
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	14,67	0,00	- 14,67
<i>Otros gastos</i>	312,41	279,04	- 33,37
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	793,76	715,72	- 78,04
<i>Gastos no Tarifarios</i>	-151,64		151,64
Total de gastos	45 849,48	50 852,18	5 002,70

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas en el período 2021, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N°29
Costos y Gastos del período 2021
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(millones)

DESCRIPCIÓN	Estimado ARESEP	ARESEP ACTUALIZADO LIQUIDACIÓN 2021	Variación Liquidación Aresep vs ordinario Aresep
Compras de energía y potencia asociado al servicio de distribución	42 879,85	37 844,24	- 5 035,61
<i>Compra ICE</i>	<i>28 883,10</i>	<i>23 613,67</i>	- 5 269,43
<i>Generación Propia</i>	<i>13 996,75</i>	<i>14 230,57</i>	233,82
			-
Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	2 424,72	2 852,52	427,80
Costos comerciales asociados al servicio de distribución	698,05	615,72	- 82,33
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	1 947,65	1 567,07	- 380,58
Canon de regulación Distribución	97,61	100,19	2,58
Gastos de investigación y desarrollo	66,39	68,05	1,66
Gastos sociales y ambientales	13,15	30,55	17,39
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1 729,98	2 025,92	295,93
Pérdidas por deterioro y desvalorización	0,00	48,07	48,07
Otros gastos	279,04	312,41	33,37
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	715,72	793,76	78,04
Gastos no Tarifarios			-
Total de gastos	50 852,18	46 258,49	- 4 593,68

Fuente: Elaboración propia

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

Operación y mantenimiento:

En el archivo “Liquidación O&M Distribución ESPH -IE RVP” se presenta el análisis de los costos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de distribución.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢ 46,15 millones que pretendía ESPH y que está Intendencia no reconoció, las cuales se conforman de la siguiente manera: ¢13,73 millones de cargas sociales, la IE no considera lo ejecutado por ESPH sino únicamente el total de salarios más el salario escolar por el 26,50% de cargas de ley, para prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2021” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2021.xlsx”.

En la cuenta de otros servicios se reporta ¢26,54 millones al considerarse que es un gasto ajeno a la prestación del servicio público del sistema de distribución, al ser un gasto de la empresa INNOVE S.A. filial de ESPH.



Factura Electrónica

KPMG. S.A.

Código Actividad: 741203
Dirección: Boulevard Multiplaza. Edificio KPMG. San Rafael de Escazu
Costa Rica. Apdo Postal 10208-1000 SJ
Cédula Jurídica: 3101006224
Teléfono: 22014100
Email: cr-fmelectinvoice@kpmg.com

Número Consecutivo: 00100001010000005492
Clave:
50627052100310100622400100001010000005492177952991
Número Interno: 8003646990
Fecha y Hora: 27/05/2021 T04:26:45
Condiciones de Venta: Contado
Método de Pago: Transferencia Bancaria
Moneda : CRC
Versión: 4.3

Receptor del Comprobante

Empresa de Servicios Públicos de Heredia, S.A.

Dirección: Calle 1. Avenida 10 Heredia Heredia
Cédula Jurídica: 3101042028
Teléfono: 25623828
Email: jhidalgo@EspH-sa.com

Cant.	Descripción	Precio	Total
1.00	Servicios profesionales en asistencia en preparación de estudios solicitados por la CGR y presupuesto de plan estratégico de la filial de ESPH a€ INNOVE. Orden de compra 62865	26,545,000.00	26,545,000.00
JOSE FRANCISCO HIDALGO MOREIRA (FIRMA) Firmado digitalmente por JOSE FRANCISCO HIDALGO MOREIRA (FIRMA) Nombre de reconocimiento (DN): serialNumber=CPF-04-0153-0938, sn=HIDALGO MOREIRA, givenName=JOSE FRANCISCO, c=CR, o=PERSONA FISICA, ou=CIUDADANO, cn=JOSE FRANCISCO HIDALGO MOREIRA (FIRMA) Fecha: 2021.05.27 15:12:05 -06'00'		Subtotal:	26,545,000.00
		Total Gravado:	26,545,000.00
		Total Exento:	0.00
		IVA:	3,450,850.00
		Total Comprobante:	29,995,850.00

"Autorizada mediante resolución N° DGT-R-033-2019 del 20 de junio de 2019"

Se presentaron cuentas que ESPH ejecutó que no fueron reconocidas por la IE vía ordinaria en el ET-080-2019, sin embargo al analizar las justificaciones presentadas por la empresa en el proceso de liquidación, se desprende que hubo una mala gestión de planificación por parte de ESPH cuando presentó el estudio ordinario debió haber previsto. De conformidad con el apartado III, inciso 2.f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones", las erogaciones para estos conceptos de gasto no corresponden a un caso fortuito o fuerza mayor, todo lo contrario el gasto era predecible, no implicó un evento de la naturaleza no controlable, desconocido por la empresa o un evento causado por el hombre que fuese inevitable. Por lo anterior, no se reconocen las siguientes cuentas: alumbrado público por ¢290 279,75, gastos diversos por ¢1,35 millones (¢508 519,18 recurrente y ¢843 604,16 no recurrente) y alquiler de equipo de cómputo por ¢2,19 millones

El acceso a enlace si se reconoce a pesar de que no fue proyectado vía ordinaria, al considerarse que la comunicación que integran todos los puntos automatizados del negocio de Energía Eléctrica de la ESPH S.A. con el sistema

SCADA y la compatibilidad con la infraestructura de medición remota AMI es necesario para la prestación del servicio público.

Las cuentas de mantenimiento de instalaciones y redes, otros servicios profesionales se reconocen a pesar de que no fueron proyectadas vía ordinaria, al considerarse que contar con una infraestructura tecnológica optimizada traerá beneficios al sistema de distribución permitiendo que los sistemas de ESPH funcionen más eficientemente y coadyuven a la reducción de costos al solventarle la obsolescencia de los sistemas de información y protege a la empresa ante posibles amenazas tecnológicas y hackeos que se han presentado en los últimos años.

La cuenta de servicios de ingeniería se reconoce a pesar de que no fue proyectada vía ordinaria al considerarse el impacto ambiental que traerá la medición de la huella de carbono al medio ambiente, así mismo en concordancia con lo establecido en la Ley de Aresep, artículo 31 inciso c, sobre la protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

Así mismo se excluyó de la cuenta de servicios diversos el gasto del médico de empresa, el servicio de fisioterapeuta y psicólogo, ESPH lo justificó 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. Sin embargo, la IE considera lo indicado sobre el servicio de médico de empresa en el apartado III. Inciso f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones".

De igual forma se excluye el servicio de análisis en laboratorio por \$382 022,82, esta Intendencia es consciente del impacto de la pandemia por el Covid 19 y los estragos que produjo en la sociedad, sin embargo, se considera que el gasto ejecutado por ESPH es desproporcionado, siendo que los funcionarios de acuerdo a las cargas obrero patronales que esta Intendencia reconoce en el gasto de salarios, tenían acceso al sistema de salud costarricense y asimismo tenían acceso al riesgos del trabajo en los casos que aplicará, si los funcionarios fueron tratados de acuerdo a las políticas nacionales en el tratamiento de la pandemia, eso implicaba aislamiento, orden sanitaria emitida por el Ministerio de Salud e incapacidades médicas, pero adicional la empresa para garantizar que la reincorporación de las personas diagnosticadas previamente como casos positivos estuvieran libres del virus les practicaba pruebas de laboratorio el cual para esta Intendencia es desproporcionado para la atención del servicio eléctrico de distribución. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º.

7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

La empresa aportó el archivo “INDICE_DIST” en el cual se muestra el detalle de gastos que incorpora a la petición tarifaria en operación y mantenimiento, sin embargo, en ese detalle en algunos casos se desglosa una parte del gasto para comercial y otro correspondiente administración como sucede en las siguientes cuentas:

- Materiales de construcción, otros servicios, otros (impresos, reproducciones y rótulos), servicio de limpieza, servicio de vigilancia y equipo y herramientas menores: se excluye de operación y mantenimiento lo indicado en el archivo INDICE_DIST para comercial y se traslada a comercial, aplicando el porcentaje de asignación que indican el archivo “Metodología de distribución Porcentajes 2024-2026” para comercial en distribución, es importante indicar que la empresa no justifica porque registra gastos de comercial en lo correspondiente a operación y mantenimiento.*
- El gasto relacionado a lectura de medidores se incluye en su totalidad en comercial sin aplicar ningún porcentaje de asignación.*
- Servicios en ciencias económicas y sociales: Se excluye lo indicado en el archivo INDICE_DIST para administración y se traslada a administrativos aplicando el porcentaje de asignación que indican el archivo “Metodología de distribución Porcentajes 2024-2026” para administrativos en distribución, es importante indicar que la empresa no justifica porque registra gastos de administrativos en lo correspondiente a operación y mantenimiento.*

Comercial:

En el archivo “Liquidación comercial ESPH -IE RVP” se presenta el análisis de los costos relacionados a comercial del sistema de distribución.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de \$9,87 millones en relación a lo ejecutado por ESPH, en cargas sociales, la IE no considera lo ejecutado por ESPH sino únicamente el total de salarios más el salario escolar por el 26,50% de cargas de ley, para prestaciones legales no se reconoce la

provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2021” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2021.xlsx”

La empresa aportó el archivo “INDICE_DIST” en el cual se muestra el detalle de gastos que incorpora a la petición tarifaria en operación y mantenimiento, sin embargo, en ese detalle en algunos casos se desglosa una parte del gasto para comercial como sucede en las siguientes cuentas:

- Materiales de construcción, otros servicios, otros (impresos, reproducciones y rótulos), servicio de limpieza, servicio de vigilancia y equipo y herramientas menores: se excluye de operación y mantenimiento lo indicado en el archivo INDICE_DIST para comercial y se traslada a comercial, aplicando el porcentaje de asignación que indican el archivo “Metodología de distribución Porcentajes 2024-2026” para comercial en distribución, es importante indicar que la empresa no justifica porque registra gastos de comercial en lo correspondiente a operación y mantenimiento.*
- El gasto relacionado a lectura de medidores se incluye en su totalidad en comercial sin aplicar ningún porcentaje de asignación.*

Ante consultas hechas en el expediente ET-060-2023, sobre el tratamiento de los gastos generales y de administración aplicados la empresa aportó el siguiente cuadro con el desglose de los gastos que lo componen:

Cuadro 12 Gastos Administración General y Comercialización y su asignación Generación y Distribución, año 2021, en colones

Nombre de la Cuenta	ADMINISTRACION GENERAL	COMERCIALIZACION	TOTAL ADMINISTRACIÓN
GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1 097 248 911,73	120 893 451,35	1 218 142 363,08
Adiestramiento de Personal	46 791 659,95	2 400 000,00	49 191 659,95
Dietas Miembros Junta Directiva	46 948 225,00	0,00	46 948 225,00
Servicios Públicos	72 940 763,89	22 364 366,53	95 305 130,42
Materiales y Suministros Diversos	34 050 911,63	1 754 757,96	35 805 669,59
Impresos y Reproducciones	7 316 721,56	2 962 283,19	10 279 004,75
Servicios Diversos	229 037 256,01	16 228 368,67	245 265 624,68
Depreciación	177 635 495,82	34 159 083,43	211 794 579,25
Comunicación	1 848 530,00	27 470 296,71	29 318 826,71
Suscripciones	8 241 683,07	0,00	8 241 683,07
Mantenimiento	108 065 879,64	490 000,00	108 555 879,64
Equipo y Herramientas Menores	511 942,74	0,00	511 942,74
Alquileres y Arrendamientos	38 983 510,43	0,00	38 983 510,43
Acarreo de Materiales y Servicio de Grúa	160 000,00	0,00	160 000,00
CANONES	113 252,67	113 252,67	226 505,34
Amortizaciones	200 797 064,32	434 223,00	201 231 287,32
Estacionamiento de Vehículos	11 150,43	0,00	11 150,43
Combustibles y Lubricantes	7 472 577,49	5 439 084,00	12 911 661,49
Seguros	261 379,71	0,00	261 379,71
Pérdida en Venta y Retiro de Activos	1 516 762,77	21 584,42	1 538 347,19
Diferencia de Inventario	0,13	0,00	0,13
Vestuario	9 833 514,23	0,00	9 833 514,23
Viáticos	1 231 349,54	215 946,90	1 447 296,44
Gastos Varios	3 156 403,29	195 000,00	3 351 403,29
Gasto por Impuesto al Valor Agregado	86 098 662,46	6 645 203,87	92 743 866,33
Gestión Ambiental	14 224 214,95	0,00	14 224 214,95
Gastos Financieros	9 283 039,97	0,00	9 283 039,97
ASIGNACIÓN SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN			416 332 252,56
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Gastos Administración rvp/hoja Resumen ESPH)			238 328 070,41
DIFERENCIA			178 004 182,15
ASIGNACIÓN SERVICIO DE GENERACIÓN			103 542 100,88
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Generación y Resultados Tarifario IE, hoja adm 19 20 21)			56 034 348,21
DIFERENCIA			47 507 752,67

Fuente: Estados Financieros ESPH, S.A. y expedientes ARESEP

Así mismo en el archivo “Justificación Administración 2021” del sistema de distribución, ESPH aportó detalle de los gastos generales y de administración aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2021” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** No se considera en gastos aplicados ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.

- **Diferencia de inventario:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios:** La empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación.
- **Comunicación:** se excluye lo relacionado a publicidad así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones:** no se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.
- **Servicios diversos:** se excluye lo relacionado a gastos de laboratorio, médico de empresa, fisioterapia y psicólogo, según lo indicado en el apartado III. Inciso f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones".

Así las cosas la IE, consideró el gasto depurado y le aplicó un 41,33% de asignación para el sistema de comercial correspondiente a gastos generales y de administración aplicados. Es importante indicar que ESPH no incluyó esta

cuenta en comercial, sin embargo, se incluye para ser consistente con el tratamiento dado en otros segmentos de la empresa.

Administrativo:

En el archivo “Liquidación Administrativo Distribución ESPH -IE RVP” se presenta el análisis de los costos relacionados a gastos administrativos del sistema de distribución.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢ 54,63 millones en relación a lo ejecutado por ESPH, en cargas sociales, la IE no considera lo ejecutado por ESPH sino únicamente el total de salarios más el salario escolar por el 26,50% de cargas de ley, salario escolar el total de salarios por 8,33%, décimo tercer mes el monto de salario escolar más total salarios por 8,33%, para prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2021” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2021.xlsx”

La empresa aportó el archivo “INDICE_DIST” en el cual se muestra el detalle de gastos que incorpora a la petición tarifaria en operación y mantenimiento, sin embargo, en ese detalle en algunos casos se desglosa una parte del gasto para comercial y otro correspondiente administración como sucede en la siguiente cuenta:

- *Servicios en ciencias económicas y sociales: Se excluye lo indicado en el archivo INDICE_DIST para administración y se traslada a administrativos aplicando el porcentaje de asignación que indican el archivo “Metodología de distribución Porcentajes 2024-2026” para administrativos en distribución, es importante indicar que la empresa no justifica porque registra gastos de administrativos en lo correspondiente a operación y mantenimiento.*

Ante consultas hechas en el expediente ET-060-2023, sobre el tratamiento de los gastos generales y de administración aplicados la empresa aportó el siguiente cuadro con el desglose de los gastos que lo componen:

Cuadro 12 Gastos Administración General y Comercialización y su asignación Generación y Distribución, año 2021, en colones

Nombre de la Cuenta	ADMINISTRACION GENERAL	COMERCIALIZACION N	TOTAL ADMINISTRACIÓN
GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1 097 248 911,73	120 893 451,35	1 218 142 363,08
Adiestramiento de Personal	46 791 659,95	2 400 000,00	49 191 659,95
Dietas Miembros Junta Directiva	46 948 225,00	0,00	46 948 225,00
Servicios Públicos	72 940 763,89	22 364 366,53	95 305 130,42
Materiales y Suministros Diversos	34 050 911,63	1 754 757,96	35 805 669,59
Impresos y Reproducciones	7 316 721,56	2 962 283,19	10 279 004,75
Servicios Diversos	229 037 256,01	16 228 368,67	245 265 624,68
Depreciación	177 635 495,82	34 159 083,43	211 794 579,25
Comunicación	1 848 530,00	27 470 296,71	29 318 826,71
Suscripciones	8 241 683,07	0,00	8 241 683,07
Mantenimiento	108 065 879,64	490 000,00	108 555 879,64
Equipo y Herramientas Menores	511 942,74	0,00	511 942,74
Alquileres y Arrendamientos	38 983 510,43	0,00	38 983 510,43
Acarreo de Materiales y Servicio de Grúa	160 000,00	0,00	160 000,00
CANONES	113 252,67	113 252,67	226 505,34
Amortizaciones	200 797 064,32	434 223,00	201 231 287,32
Estacionamiento de Vehículos	11 150,43	0,00	11 150,43
Combustibles y Lubricantes	7 472 577,49	5 439 084,00	12 911 661,49
Seguros	261 379,71	0,00	261 379,71
Pérdida en Venta y Retiro de Activos	1 516 762,77	21 584,42	1 538 347,19
Diferencia de Inventario	0,13	0,00	0,13
Vestuario	9 833 514,23	0,00	9 833 514,23
Viáticos	1 231 349,54	215 946,90	1 447 296,44
Gastos Varios	3 156 403,29	195 000,00	3 351 403,29
Gasto por Impuesto al Valor Agregado	86 098 662,46	6 645 203,87	92 743 866,33
Gestión Ambiental	14 224 214,95	0,00	14 224 214,95
Gastos Financieros	9 283 039,97	0,00	9 283 039,97
ASIGNACIÓN SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN			416 332 252,56
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Gastos Administración rvp/hoja Resumen ESPH)			238 328 070,41
DIFERENCIA			178 004 182,15
ASIGNACIÓN SERVICIO DE GENERACIÓN			103 542 100,88
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Generación- y Resultados Tarifario IE, hoja adm 19 20 21)			56 034 348,21
DIFERENCIA			47 507 752,67

Fuente: Estados Financieros ESPH, S.A. y expedientes ARESEP

Así mismo en el archivo “Justificación Administración 2021” del sistema de distribución, ESPH aportó detalle de los gastos generales y de administración aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2021” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** No se considera en gastos aplicados ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la

empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.

- **Diferencia de inventario:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios:** La empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación.
- **Comunicación:** Se excluye lo relacionado a publicidad así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones:** No se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.
- **Servicios diversos:** se excluye lo relacionado a gastos de laboratorio, médico de empresa, fisioterapia y psicólogo, según lo indicado en el apartado III. Inciso f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones".

Así las cosas la IE, consideró el gasto depurado y le aplicó un 34,18% de asignación de administrativos para el sistema de distribución y lo prorrateo entre las restantes cuentas de gasto de contabilidad regulatoria donde se estaban asignando gastos generales y de administración aplicados.

Canon de regulación Distribución:

Se consideró el canon por actividad aprobado para el período 2021, donde el monto correspondiente a ESPH fue de \$137,14 millones, de acuerdo a los ingresos reportados en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2021 se determinó el peso porcentual de los ingresos, en el cual el sistema de distribución representa el 73.06% de los ingresos de la empresa, ese porcentaje se multiplico por el canon aprobado dando como resultado el canon para el período 2021 en \$100,19 millones.

Investigación y desarrollo:

En el archivo “Liquidación O&M Distribución ESPH -IE RVP” se presenta el análisis de los costos relacionados a investigación y desarrollo (estudios preliminares y preinversión) del sistema de distribución.

Donde se presenta una diferencia de \$3, 89 millones en relación a lo ejecutado por ESPH, en cargas sociales, la IE no considera lo ejecutado por ESPH sino únicamente el total de salarios más el salario escolar por el 26,50% de cargas de ley, salario escolar el total de salarios por 8,33%, décimo tercer mes el monto de salario escolar más total salarios por 8,33%, para prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2021” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2021.xlsx”

Para el tratamiento de los gastos generales y de administración aplicados, ante consultas hechas en el expediente ET-060-2023, la empresa aportó el siguiente cuadro con el desglose de los gastos que lo componen:

Cuadro 12 Gastos Administración General y Comercialización y su asignación Generación y Distribución, año 2021, en colones

Nombre de la Cuenta	ADMINISTRACION GENERAL	COMERCIALIZACION N	TOTAL ADMINISTRACIÓN
GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1 097 248 911,73	120 893 451,35	1 218 142 363,08
Adiestramiento de Personal	46 791 659,95	2 400 000,00	49 191 659,95
Dietas Miembros Junta Directiva	46 948 225,00	0,00	46 948 225,00
Servicios Públicos	72 940 763,89	22 364 366,53	95 305 130,42
Materiales y Suministros Diversos	34 050 911,63	1 754 757,96	35 805 669,59
Impresos y Reproducciones	7 316 721,56	2 962 283,19	10 279 004,75
Servicios Diversos	229 037 256,01	16 228 368,67	245 265 624,68
Depreciación	177 635 495,82	34 159 083,43	211 794 579,25
Comunicación	1 848 530,00	27 470 296,71	29 318 826,71
Suscripciones	8 241 683,07	0,00	8 241 683,07
Mantenimiento	108 065 879,64	490 000,00	108 555 879,64
Equipo y Herramientas Menores	511 942,74	0,00	511 942,74
Alquileres y Arrendamientos	38 983 510,43	0,00	38 983 510,43
Acarreo de Materiales y Servicio de Grúa	160 000,00	0,00	160 000,00
CANONES	113 252,67	113 252,67	226 505,34
Amortizaciones	200 797 064,32	434 223,00	201 231 287,32
Estacionamiento de Vehículos	11 150,43	0,00	11 150,43
Combustibles y Lubricantes	7 472 577,49	5 439 084,00	12 911 661,49
Seguros	261 379,71	0,00	261 379,71
Pérdida en Venta y Retiro de Activos	1 516 762,77	21 584,42	1 538 347,19
Diferencia de Inventario	0,13	0,00	0,13
Vestuario	9 833 514,23	0,00	9 833 514,23
Viáticos	1 231 349,54	215 946,90	1 447 296,44
Gastos Varios	3 156 403,29	195 000,00	3 351 403,29
Gasto por Impuesto al Valor Agregado	86 098 662,46	6 645 203,87	92 743 866,33
Gestión Ambiental	14 224 214,95	0,00	14 224 214,95
Gastos Financieros	9 283 039,97	0,00	9 283 039,97
ASIGNACIÓN SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN			416 332 252,56
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Gastos Administración rvp/hoja Resumen ESPH)			238 328 070,41
DIFERENCIA			178 004 182,15
ASIGNACIÓN SERVICIO DE GENERACIÓN			103 542 100,88
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Generación- y Resultados Tarifario IE, hoja adm 19 20 21)			56 034 348,21
DIFERENCIA			47 507 752,67

Fuente: Estados Financieros ESPH, S.A. y expedientes ARESEP

Así mismo en el archivo “Justificación Administración 2021” del sistema de distribución, ESPH aportó detalle de los gastos generales y de administración aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2021” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** No se considera en gastos aplicados ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la

empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.

- **Diferencia de inventario**, No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios**: La empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA**: No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros**: No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación**: No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación.
- **Comunicación**: Se excluye lo relacionado a publicidad así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones**: No se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.
- **Servicios diversos**: Se excluye lo relacionado a gastos de laboratorio, médico de empresa, fisioterapia y psicólogo, según lo indicado en el apartado III. Inciso f.i. "Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones".

Así las cosas la IE, consideró el gasto depurado y le aplicó un 34,18% de asignación de administrativos para el sistema de distribución y lo prorateo entre las restantes cuentas de gasto de contabilidad regulatoria donde se estaban asignando gastos generales y de administración aplicados.

Social y Ambiental:

En el archivo “Liquidación O&M Distribución ESPH -IE RVP” se presenta el análisis de los costos relacionados a gastos sociales y ambientales del sistema de distribución.

Donde se presenta una diferencia de \$1,58 millones en relación a lo ejecutado por ESPH, en cargas sociales, la IE no considera lo ejecutado por ESPH sino únicamente el total de salarios más el salario escolar por el 26,50% de cargas de ley, salario escolar el total de salarios por 8,33%, décimo tercer mes el monto de salario escolar más total salarios por 8,33%, para prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2021” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2021.xlsx”

Para el tratamiento de los gastos generales y de administración aplicados, ante consultas hechas en el expediente ET-060-2023, la empresa aportó el siguiente cuadro con el desglose de los gastos que lo componen:

Cuadro 12 Gastos Administración General y Comercialización y su asignación Generación y Distribución, año 2021, en colones

Nombre de la Cuenta	ADMINISTRACION GENERAL	COMERCIALIZACION	TOTAL ADMINISTRACIÓN
GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	1 097 248 911,73	120 893 451,35	1 218 142 363,08
Adiestramiento de Personal	46 791 659,95	2 400 000,00	49 191 659,95
Dietas Miembros Junta Directiva	46 948 225,00	0,00	46 948 225,00
Servicios Públicos	72 940 763,89	22 364 366,53	95 305 130,42
Materiales y Suministros Diversos	34 050 911,63	1 754 757,96	35 805 669,59
Impresos y Reproducciones	7 316 721,56	2 962 283,19	10 279 004,75
Servicios Diversos	229 037 256,01	16 228 368,67	245 265 624,68
Depreciación	177 635 495,82	34 159 083,43	211 794 579,25
Comunicación	1 848 530,00	27 470 296,71	29 318 826,71
Suscripciones	8 241 683,07	0,00	8 241 683,07
Mantenimiento	108 065 879,64	490 000,00	108 555 879,64
Equipo y Herramientas Menores	511 942,74	0,00	511 942,74
Alquileres y Arrendamientos	38 983 510,43	0,00	38 983 510,43
Acarreo de Materiales y Servicio de Grúa	160 000,00	0,00	160 000,00
CANONES	113 252,67	113 252,67	226 505,34
Amortizaciones	200 797 064,32	434 223,00	201 231 287,32
Estacionamiento de Vehículos	11 150,43	0,00	11 150,43
Combustibles y Lubricantes	7 472 577,49	5 439 084,00	12 911 661,49
Seguros	261 379,71	0,00	261 379,71
Pérdida en Venta y Retiro de Activos	1 516 762,77	21 584,42	1 538 347,19
Diferencia de Inventario	0,13	0,00	0,13
Vestuario	9 833 514,23	0,00	9 833 514,23
Viáticos	1 231 349,54	215 946,90	1 447 296,44
Gastos Varios	3 156 403,29	195 000,00	3 351 403,29
Gasto por Impuesto al Valor Agregado	86 098 662,46	6 645 203,87	92 743 866,33
Gestión Ambiental	14 224 214,95	0,00	14 224 214,95
Gastos Financieros	9 283 039,97	0,00	9 283 039,97
ASIGNACIÓN SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN			416 332 252,56
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Gastos Administración rvp/hoja Resumen ESPH)			238 328 070,41
DIFERENCIA			178 004 182,15
ASIGNACIÓN SERVICIO DE GENERACIÓN			103 542 100,88
ASIGNACIÓN AVALADA (archivo Proyección Generación- y Resultados Tarifario IE, hoja adm 19 20 21)			56 034 348,21
DIFERENCIA			47 507 752,67

Fuente: Estados Financieros ESPH, S.A. y expedientes ARESEP

Así mismo en el archivo “Justificación Administración 2021” del sistema de distribución, ESPH aportó detalle de los gastos generales y de administración aplicados, revisando la información que compone los gastos aplicados, esta Intendencia no reconoce los siguientes gastos:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2021” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** No se considera en gastos aplicados ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la

empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.

- **Diferencia de inventario:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios:** La empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros:** No se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación:** No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación.
- **Comunicación:** Se excluye lo relacionado a publicidad así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones:** No se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.
- **Servicios diversos:** Se excluye lo relacionado a gastos de laboratorio, médico de empresa, fisioterapia y psicólogo, según lo indicado en el apartado III. Inciso f.i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones.

Así las cosas la IE, consideró el gasto depurado y le aplicó un 34,18% de asignación de administrativos para el sistema de distribución y lo prorateo entre las restantes cuentas de gasto de contabilidad regulatoria donde se estaban asignando gastos generales y de administración aplicados.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 2021 los datos reportados por ESPH al 2020 más el efecto de las adiciones y retiros aportados por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación las reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.

Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 2021 el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, sin embargo, es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para el 2021.

Otros gastos:

No se reconocen indemnizaciones, multas, faltantes al considerarse que son gastos desproporcionados y ajenos al a la prestación del servicio público de electricidad a la luz de lo indicado en el artículo 32 de la ley de Aresep,

únicamente se reconoce la comisión de cobro a los abonados y el gasto relacionado al Impuesto Venta Valor Agregado (IVA).

Seguros:

Se reconocen en el formulario "IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_y_Gastos_Distribucion_2021" según detalle de las pólizas reportadas por la empresa. El cual se visualiza el tratamiento en el archivo "seguros" anexo a este informe.

Amortizables:

En la prevención del sistema de distribución AP-0016-IE-2023 se le solicitó a ESPH

- h. En el formulario "IE-RE-7747" Reporte de partidas amortizables" para el caso de las partidas amortizables se debe detallar la información con al menos el nombre de la licencia, cotización, proforma, fecha de adquisición, valor de adquisición, vida útil total y restantes y la correspondiente justificación de la adquisición", para el año 2021 .

Siendo que en la respuesta a la prevención en la carpeta AP-16 , subcarpeta Liq_2021, la empresa aportó el archivo "IE_RE_7747_Reporte_partidas_amort_DIST" siendo que este formulario se estableció por medio de la RE-0032-IE-2019 Por Tanto I, siendo deber de las empresas presentar a la Intendencia en sus solicitudes tarifarias, como parte de los requerimientos de información específicos de información regulatoria en materia financiero-contable en los formatos establecidos en dicha resolución. Este formulario es la fuente oficial para reportar las partidas amortizables, sin embargo ESPH en dicho archivo en la hoja "Detalle partidas amortizables03" solo reporta 5 licencias o software cuya fecha de adquisición aplica para la liquidación 2021, dado que el restante tiene fecha de adquisición 2022, y en la hoja "Detalle partidas amortizables06" solo reporta 3 licencias o software cuya fecha de adquisición aplica para la liquidación 2021, dado que el restante tiene fecha de adquisición 2022.

El monto que ESPH asigna a distribución es el monto de adquisición, sobre ese monto la IE calcula la amortización según la periodicidad, monto de adquisición y fecha de adquisición reportada por ESPH.

Si bien ESPH aporta el archivo “Amortizacion_Licencias_2021” y el documento “Justificación Licencias” donde reporta una cantidad mayor de licencias que no fueron reportadas “IE_RE_7747_Reporte_partidas_amort_DIST” esta Intendencia solo considera los datos reportados en el formulario citado anteriormente ya que era deber de la empresa reportar la totalidad de las licencias o software del sistema de distribución en el formulario establecido en la RE-032-2019 para tal fin.

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

Cuadro N° 30
Determinación del GTA_z
Sistema de distribución ESPH
Período 2021
(millones)

$GTA=$	GR	GE
-4 593,68	46 258,49	50 852,17

Fuente: Elaboración propia

Al considerar las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste de Ingresos ITA_z Ingresos Totales Ajustados del período z menos el ajuste de gastos GTA_z Gastos Totales Ajustados del período z el efecto de la liquidación es de \$1 846.43 millones de ingresos de más para ESPH, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 31
Liquidación del período anterior
Sistema de distribución ESPH
Período 2021
(millones)

$ITA_z =$	ITR_z	ITE_z
-6 440,11	45 563,55	52 003,66
$GTA_z=$	$GR_{coma,z}$	$GE_{coma,z}$
-4 593,68	46 258,49	50 852,17
$LI_z=$	ITA_z	GTA_z
-1 846,42	-6 440,11	-4 593,68

Fuente: Elaboración propia

- **Liquidación de gastos del periodo 2022:**

Para el período 2021, en el informe IN-0150-IE-2021 del ET-071-2021. Se muestran las tarifas propuestas para el período 2022, siendo las siguientes:

Anexo No. 4
Estado de resultados con tarifas propuestas 2022.

Sistema de Distribución		2022			
Código 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	€1.082,16	€41,99	3,91%
	Liquidación del periodo anterior 2019-2021	-€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%		

Es importante aclarar que, en los papeles de trabajo, los datos son trazables tanto por contabilidad regulatoria como por cuenta ESPH. Está Intendencia comparó el gasto real de ESPH versus el reconocido vía ordinaria para terminar el monto a reconocer vía liquidación, considerando las justificaciones aportadas, para cada una de las cuentas de ESPH.

Para el cálculo de la liquidación 2022, la IE considero elementos como el estado financiero auditado a diciembre 2022, así como la información presentada por ESPH en la carpeta: "DIST_ESPH.zip\DIST_ESPH\EEC-ETAR-13-2023\Capitulo 8-Liquidaciones\EEC-ETAR-02-2023\CAPITULO 7 ANALISIS FINANCIERO"

Al respecto, señalar que la IE realizó un análisis riguroso de los datos reportados por la empresa distribuidora, en concordancia con lo establecido el artículo 3 inciso b y el artículo 4 inciso a, b y d de la Ley 7593 y la metodología RJD-139-2015, la información aportada por ESPH es el insumo principal para la liquidación de costos y gastos 2022.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el período 2022 ESPH solicitaba un total de costos y gastos por ¢ 44 190,76 millones, mientras que los reconocido por está Intendencia en el ET-071-2021 fue de ¢ 44 481,55 millones, para el período 2022, dando un diferencial entre lo real de la empresa y lo estimado vía ordinaria de ¢ 290,78 millones.

Cuadro N° 32
Liquidación del periodo 2022 solicitado ESPH
(Datos millones)

ITA=	ITR	ITE
-138,85	46 611,21	46 750,06
GTA=	GR	GE
-1 612,75	44 190,76	45 803,52
LI=	ITA	GTA
1 473,90	-138,85	-1 612,75

Monto a liquidar de ingresos y gastos	-1 473,90

Fuente: Datos de ESPH en la respuesta a la prevención AP-16, en la carpeta de mercado archivo "LiqDist2022_vf"

Del resultado del análisis realizado por la IE, en el proceso de liquidación analizando las justificaciones aportadas por ESPH se determinó como liquidación del periodo 2022 un total de ¢44 481,55 millones de costos y gastos, dando como diferencia ¢290,78 millones más en comparación a lo pretendido por la empresa regulada.

Cuadro N° 33
Resumen liquidación del periodo 2022 Aresep
(millones)

ITA=	ITR	ITE
-739,57	46 611,18	47 350,76
GTA=	GR	GE
-1 922,67	44 481,54	46 404,21
LI=	ITA	GTA
1 183,09	-739,57	-1 922,67

Liquidación 2022 reintegro al usuario	1 183,09
Petición ESPH liquidación ingresos y gastos	1 473,89
Diferencia	-290,80
 Petición ESPH liquidación ingresos, gastos y rédito	 1 401,80
 Diferencia total	 -218,71
 Liquidación 2021 devolución a ESPH	 -1 846,42
Liquidación 2022 devolución al usuario IE	1 183,09
Total liquidación 2021-2022 a favor de ESPH	-663,33

Fuente: Intendencia de Energía.

Se puede observar que la IE realizó un neteo entre ambas liquidaciones de manera que el resultado obtenido fue un monto a reconocer a favor de la empresa ESPH, por ¢663,33 millones que se aplicó en el año de proyección 2024.

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH en el rubro de gastos totales ajustados (GTaz), se debe al tratamiento de prestaciones legales, vacaciones, exclusión de gastos que no cumplen con el principio de servicio al

costo, gastos innecesarios o que no tienen relación con el servicio público de distribución de energía eléctrica, el cual se explica a detalle más adelante.

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del período 2022 y el resultado de su liquidación.

ITAZ

A nivel de ingresos para el año 2022 ARESEP estimó la suma de ¢ 48 213,67 millones por concepto de ingresos por ventas y otros ingresos para ese mismo período de ¢ 826,35 millones. Por su parte ESPH refirió en su estado de resultados tarifario a la suma de ¢ 47 679,92 millones de ingresos por ventas, y ¢ 826,35 millones de otros ingresos. En el archivo de Excel “Estado de resultados_2022” anexo a este informe, en la hoja “ERT DX IE” determina que el mercado real del 2022 es de ¢ 47 679,90 millones el detalle de este monto se muestra en el apartado III, inciso 2.b Análisis de mercado de este informe; otros ingresos los otros ingresos son por ¢ 826,35 millones dando como resultado un total de ingresos por ¢46 611,18millones.

Cuadro Nº 34
Determinación de ITAz
Sistema de distribución ESPH
(millones)

ITA=	ITR	ITE
-739,57	46 611,18	47 350,76

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 - ¢ 739,57 millones que corresponde a la variación de los datos analizados en la liquidación y lo estimado por Aresep en la fijación ordinaria para dicho período.

GTAZ

A nivel de gastos para el año 2022 la ARESEP estimó la siguiente estructura de gastos:

Cuadro Nº 35
Costos y Gastos del período 2022
Monto Estimado por ARESEP
Según RE-0102-IE-2019
(Datos en millones d)

DESCRIPCIÓN	TARIFAS PROPUESTAS	
	2021	
	Cifras según ESPH	Cifras según ARESEP
COMPRAS DE ENERGÍA		-
Compra ICE	40 456,63	36 964,95
Generación Propia	3 502,82	3 216,39
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	43 959,45	40 181,34
UTILIDAD BRUTA	8 011,88	7 169,43
MENOS:		
GASTOS GENERALES		
Gastos de operación y mantenimiento	3 502,82	3 216,39
Gastos de Comercialización	634,68	693,64
Gastos administrativos	1 852,82	1 784,04
Gastos de investigación y desarrollo	76,20	65,60
Gastos sociales y ambientales	33,79	31,44
Gastos de depreciación al costo	1 815,83	1 711,59
Gastos de depreciación revaluada	546,81	643,33
Pérdidas por deterioro y desvalorización	-	-
Otros gastos	328,23	318,88
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	1 711,59	1 338,30
TOTAL GASTOS GENERALES	10 509,69	9 439,24
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	50 966,32	46 404,20

Fuente: Elaboración propia

Está Intendencia por su parte revisó y analizó las justificaciones suministradas por ESPH, siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 4 inciso b) y c) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.

[...] Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- f. Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos*
- g. Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. [...]*

El artículo 3 inciso b de la Ley 7593 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 que 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.

Por lo anterior, el personal de tarifas de la IE, en el ejercicio de sus facultades y competencias, analizó los datos reportados por ESPH y actuó en apego al principio de servicio al costo, equilibrio financiero y excluyendo aquellos gastos no esenciales para la actividad de distribución de energía eléctrica y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

Cuadro N° 36
Costos y Gastos del período 2022
Comparativo monto ejecutado por ESPH
versus monto actualizado por ARESEP
(millones)

<i>Descripción</i>	<i>Real ESPH, S.A.</i>	<i>ARESEP ACTUALIZADO LIQUIDACIÓN 2022</i>	<i>Variación Abs Liquidación Aresep vs ESPH</i>
Costos y Gastos			
COMPRAS DE ENERGÍA			
<i>Compra ICE</i>	26 518	26 690	172,68
<i>Generación Propia</i>	10 120	10 120	0,00
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	36 638	36 810	172,68
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	2 850,87	2 805,64	-45,23
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	530,32	524,11	-6,21
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	156,70	102,20	-54,50
<i>Canon de regulación Distribución</i>	54,35	58,11	3,76
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	68,67	65,60	-3,08
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	31,25	31,25	0,00
<i>Gastos de depreciación y amortizaciones</i>	1 963,33	2 064,87	101,55
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	2,02		-2,02
<i>Pérdidas por retiro de activos</i>		54,19	54,19
<i>Otros gastos</i>	322,11	322,11	0,00
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	232,92	232,92	0,00
<i>Gastos no Tarifarios</i>	-69,64	0,00	69,64
Total gastos generales	6 142,91	6 261,01	118,10
Total gastos y costos	42 780,43	43 071,21	290,78

Al comparar la ejecución de gastos por parte de ESPH a respecto a lo otorgado vía tarifas en el período 2021, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N° 37
Costos y Gastos del período 2022
Comparativo monto ejecutado por ESPH real
versus monto estimado por ARESEP vía ordinaria en el ET-071-2021
(millones)

Descripción	Real ESPH, S.A.	Estimado ARESEP ET-071- 2021	Variación Ordinario 2022 vs Real ESPH
Costos y Gastos			
COMPRAS DE ENERGÍA			
<i>Compra ICE</i>	26 518	25 210	-1 307,75
<i>Generación Propia</i>	10 120	11 755	1 635,20
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	36 638	36 965	327,46
Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	2 850,87	3 216,39	-365,52
Costos comerciales asociados al servicio de distribución	530,32	693,64	-163,32
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	156,70	1 726,85	-1 570,15
Canon de regulación Distribución	54,35	57,19	-2,84
Gastos de investigación y desarrollo	68,67	65,60	3,08
Gastos sociales y ambientales	31,25	3,14	28,11
Gastos de depreciación y amortizaciones	1 963,33	1 990,96	-27,63
Pérdidas por deterioro y desvalorización	2,02	0,00	2,02
Pérdidas por retiro de activos			0,00
Otros gastos	322,11	318,88	3,23
Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)	232,92	1 338,30	-1 105,38
Gastos no Tarifarios	-69,64	0,00	-69,64
Total gastos generales	6 142,91	9 410,95	-3 268,04
Total gastos y costos	42 780,43	46 375,92	-3 595,50

Fuente: Elaboración propia

Al comparar la actualización de los gastos por parte de ARESEP respecto a lo otorgado vía tarifas en el período 2022, se obtiene las siguientes desviaciones:

Cuadro N°38
Costos y Gastos del período 2022
Comparativo monto actualizado por ARESEP
versus monto estimado por ARESEP
(millones)

<i>Descripción</i>	<i>Estimado ARESEP ET-071- 2021</i>	<i>ARESEP ACTUALIZADO LIQUIDACIÓN 2022</i>	<i>Variación Ordinario 2022 vs Real ESPH</i>
Costos y Gastos			
COMPRAS DE ENERGÍA			
<i>Compra ICE</i>	25 210	26 690	-1 307,75
<i>Generación Propia</i>	11 755	10 120	1 635,20
TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA	36 965	36 810	327,46
<i>Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio</i>	3 216,39	2 805,64	-365,52
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	693,64	524,11	-163,32
<i>Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución</i>	1 726,85	102,20	-1 570,15
<i>Canon de regulación Distribución</i>	57,19	58,11	-2,84
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	65,60	65,60	3,08
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	3,14	31,25	28,11
<i>Gastos de depreciación y amortizaciones</i>	1 990,96	2 064,87	-27,63
<i>Pérdidas por deterioro y desvalorización</i>	0,00		2,02
<i>Pérdidas por retiro de activos</i>		54,19	0,00
<i>Otros gastos</i>	318,88	322,11	3,23
<i>Impuesto Venta Valor Agregado (IVA)</i>	1 338,30	232,92	-1 105,38
<i>Gastos no Tarifarios</i>	0,00	0,00	-69,64
Total gastos generales	9 410,95	6 261,01	-3 268,04
Total gastos y costos	46 375,92	43 071,21	-3 595,50

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

Operación y mantenimiento:

En el archivo “IE_RE_7737_Registro_Costos_Gastos_Dist IE” se presenta el análisis de los costos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de distribución, el archivo enviado por la empresa ESPH presentaba errores al abrirlo y prácticamente todas la celda daban error, para poder trabajar los costos y gastos, se tuvo que reconstruir el archivo esto causo un exceso de trabajo por parte de la IE, además lleva a la indefensión a los usuarios que quieran consultar el mismo, además de poder inducir a errores en los cálculos.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢ 10,02 millones que se originan de las siguientes cuentas prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2022” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2022.xlsx”, respectivamente.

Se presentaron cuentas que ESPH ejecutó que no fueron reconocidas por la IE vía ordinaria en el ET-071-2021, sin embargo al analizar las justificaciones presentadas por la empresa en el proceso de liquidación, se desprende que hubo una mala gestión de planificación por parte de ESPH cuando presentó el estudio ordinario, ya que el evento originado no corresponde a un caso fortuito o fuerza mayor que pueda ser considerado como la principal excluyente de responsabilidad de ESPH, según la justificación aportada por ESPH esta Intendencia considera que el gasto era predecible, no implicaba un evento de la naturaleza no controlable, desconocido por la empresa o un evento causado por el hombre que fuese inevitable, se considera que el gasto no estaba fuera del control razonable de las partes. Por lo anterior no se reconocen las siguientes cuentas: otros bienes intangibles afectos a la concesión por ¢ 11 61 millones, diferencia en costo promedio inventario por ¢ 0,57 millones, perdida por retiro de inventario ¢ 0,86 millones, perdida por retiro de activos por ¢ 14 26,26 millones (a parte del criterio indicado, el monto que se reconoce se obtiene del área de inversiones de la IE y se presenta por aparte en el ERT). El criterio se aplica tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”.

El acceso a enlace si se reconoce a pesar de que no fue proyectado vía ordinaria, al considerarse que la comunicación que integran todos los puntos automatizados del negocio de Energía Eléctrica de la ESPH S.A. con el sistema SCADA y la compatibilidad con la infraestructura de medición remota AMI es necesario para la prestación del servicio público.

Las cuentas de mantenimiento de instalaciones y redes, otros servicios profesionales se reconocen a pesar de que no fueron proyectadas vía ordinaria, al considerarse que contar con una infraestructura tecnológica optimizada traerá beneficios al sistema de distribución permitiendo que los sistemas de ESPH funcionen más eficientemente y coadyuven a la reducción de costos al solventarle la obsolescencia de los sistemas de información y protege a la empresa ante posibles amenazas tecnológicas y hackeos que se han presentado en los últimos años.

La cuenta de servicios de ingeniería se reconoce a pesar de que no fue proyectada vía ordinaria al considerarse el impacto ambiental que traerá la medición de la huella de carbono al medio ambiente, así mismo en concordancia con lo establecido en la Ley de Aresep, artículo 31 inciso c, sobre la protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales.

Así mismo en el archivo "IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE" en su hoja "O&M", revisando la información que compone los gastos en el archivo "Gastos_Distrib_2022", esta Intendencia realiza los siguientes cambios:

- **Seguros:** *Se reconocen en el formulario "Gastos_Distrib_2022" según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.*
- **Pérdida en venta de activos:** *no se considera en gastos ya que, en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.*
- **Diferencia de inventario,** *no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.*
- **Gastos varios:** *la empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones, así como la compra y alimento para los*

perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.

- **IVA:** *se reconoce en el estado de resultados tarifario en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.*
- **Financieros:** *no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.*
- **Depreciación:** *se reconoce, en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación, además según el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que en la base tarifaria no se contemplan en el proceso de liquidación tarifaria, por ende tampoco las cuentas relacionadas como lo es la descrita al tener una relación directa con el tratamiento de los activos en el año a liquidar.*
- **Amortizaciones:** *se reconoce en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo*

Después de la depuración se obtuvo un monto de menos ¢ 45,23 millones que se ajustaron a los gastos reales presentados por ESPH.

Comercial:

En archivo “GD-009894-2023.DIST_ESPH” en la carpeta “DIST_ESPH/EEC-ETAR-13-2023/ archivo IE_RE_7333_Registro_Costos_Gastos_Dist.xlsx” se presenta el análisis de los costos relacionados a comercial del sistema de distribución.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢ 4,78 millones en relación a lo ejecutado por ESPH, que se originan de las siguientes cuentas, prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo “Pago_Cesantia_2022” y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo “Disfrute Vacaciones 2022.xlsx”

Así mismo en el archivo "IE_RE_7333_Registro_Costos_Gastos_Dist" en su hoja "SCM Directo", revisando la información que compone los gastos en el archivo "Gastos_Distrib_2022", esta Intendencia realiza los siguientes cambios:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario "Gastos_Distrib_2022" según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** no se considera en gastos ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.
- **Diferencia de inventario,** no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios:** la empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones, así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA:** se reconoce en el estado de resultados tarifario en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros:** no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación:** se reconoce, en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación, además según el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que en la base tarifaria no se contemplan en el proceso de liquidación tarifaria, por ende tampoco las cuentas relacionadas como lo es la descrita al tener una relación directa con el tratamiento de los activos en el año a liquidar.
- **Comunicación:** se excluye lo relacionado a publicidad, así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por

el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

- **Amortizaciones:** se reconoce en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.

Después de la depuración se obtuvo un monto de menos ¢ 6,21 millones que se ajustaron a los gastos reales presentados por ESPH

Administrativo Distribución:

En archivo "IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE.xlsx" se presenta el análisis de los costos relacionados a Administración del sistema de distribución.

En las cuentas de personal se presenta una diferencia de ¢ 1 746 501,00 en relación a lo ejecutado por ESPH, para prestaciones legales no se reconoce la provisión únicamente el gasto cancelado utilizando lo reportado en el archivo "Pago_Cesantia_2021" y en vacaciones de igual forma no se reconoce la provisión únicamente el gasto real ejecutado considerando lo reportado por ESPH en el archivo "Disfrute Vacaciones 2021.xlsx"

Así mismo en el archivo "IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE" en su hoja "Adm General Directo", revisando la información que compone los gastos en el archivo "Gastos_Distrib_2022", esta Intendencia realiza los siguientes cambios:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario "Gastos_Distrib_2022" según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** no se considera en gastos ya que, en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas

- **Diferencia de inventario**, no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios**: la empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA**: No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros**: no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación**: No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación, además según el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que en la base tarifaria no se contemplan en el proceso de liquidación tarifaria, por ende tampoco las cuentas relacionadas como lo es la descrita al tener una relación directa con el tratamiento de los activos en el año a liquidar.
- **Comunicación**: se excluye lo relacionado a publicidad, así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones**: se reconoce en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.
- **Servicios diversos**: se excluye lo relacionado médico de empresa, fisioterapia y psicólogo según el criterio:

Se excluyó de la cuenta de servicios diversos el gasto del médico de empresa, el servicio de fisioterapeuta y psicólogo, por un monto de \$7 800 280,39, ESPH lo justificó 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. Sin embargo, la IE consideró lo indicado sobre el servicio de médico de empresa en el apartado III. Inciso f.i. Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones.

Después de la depuración se obtuvo un monto de menos \$ 54,50 millones que se ajustaron a los gastos reales presentados por ESPH

Canon de regulación Distribución:

Se consideró el canon por actividad aprobado para el período 2022, donde el monto correspondiente a ESPH fue de \$54,34 millones la IE de acuerdo a los ingresos reportados en los estados financieros auditados al 31 de diciembre de 2022 se determinó el peso porcentual de los ingresos, en el cual el sistema de distribución representa el 78,87% de los ingresos de la empresa, ese porcentaje se multiplica por el canon aprobado dando como resultado el canon para el período 2022 en \$ 58,10 millones.

Investigación y desarrollo:

En el archivo "IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE" se presenta el análisis de los costos relacionados a investigación y desarrollo (estudios preliminares y preinversión) del sistema de distribución.

Así mismo en el archivo "IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE" en su hoja "I & D", revisando la información que compone los gastos en el archivo "Gastos_Distrib_2022", esta Intendencia realiza los siguientes cambios:

- **Seguros:** Se reconocen en el formulario "Gastos_Distrib_2022" según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.
- **Pérdida en venta de activos:** De acuerdo al oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que en la base tarifaria no se contemplan en el proceso de liquidación tarifaria, por ende tampoco las cuentas relacionadas como lo es la descrita al tener una relación directa con el tratamiento de los retiros en el año a liquidar.

- **Diferencia de inventario**, no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Gastos varios**: la empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **IVA**: No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.
- **Financieros**: no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación**: Se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación, además según el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que en la base tarifaria no se contemplan en el proceso de liquidación tarifaria, por ende tampoco las cuentas relacionadas como lo es la descrita al tener una relación directa con el tratamiento de los activos en el año a liquidar.
- **Comunicación**: se excluye lo relacionado a publicidad así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones**: no se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.

Después de la depuración se obtuvo un monto de menos ¢ 3,07 millones que se ajustaron a los gastos reales presentados por ESPH

Social y Ambiental:

En el archivo “IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE” se presenta el análisis de los costos relacionados a gastos sociales y ambientales del sistema de distribución.

Se deja lo que determina el real de la empresa lo que da una diferencia de ¢186 009,32 de menos en relación a lo estimado por la IE.

Así mismo en el archivo “IE_RE_7337_Registro_Costos_Gastos_Dist IE” en su hoja “Social ambient IE”, revisando la información que compone los gastos en el archivo “Gastos_Distrib_2022”, esta Intendencia realiza los siguientes cambios:

- **Seguros:** *Se reconocen en el formulario “Gastos_Distrib_2022” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa.*
- **Pérdida en venta de activos** *no se considera en gastos ya que en el estado de resultados tarifario de la liquidación, el gasto por pérdida en retiros de activos se incluye en una línea, adicional en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se actualiza en el proceso de liquidación y la justificación aportada por la empresa no justifica detalladamente los activos vendidos que generaron pérdidas.*
- **Diferencia de inventario**, *no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.*
- **Gastos varios:** *la empresa indica que la mayoría de los registros corresponden a conciliaciones, así como la compra y alimento para los perros de los diferentes edificios, el cual no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.*
- **IVA:** *No se reconoce, dado que en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado al IVA.*

- **Financieros:** no se reconoce de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593.
- **Depreciación:** Se reconoce en el estado de resultados tarifario se incluye en una línea aparte el gasto relacionado a la depreciación.
- **Comunicación:** se excluye lo relacionado a publicidad, así como otros gastos que para esta Intendencia son desproporcionados para la atención del servicio eléctrico. Siendo que, de conformidad con lo establecido por el artículo 32 inciso d) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos N.º. 7593, establece que no se considerarán costos de las empresas reguladas los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
- **Amortizaciones:** no se reconoce ya que en el estado de resultados tarifarios las amortizaciones se incluyen por aparte en la línea Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo.

Después de la depuración se obtuvo un monto de menos ¢ 186 009,32 que se ajustaron a los gastos reales presentados por ESPH.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 2021 los datos reportados por ESPH al 2020 más el efecto de las adiciones y retiros aportados por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación las reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.

Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 202 el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, sin embargo, es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para el 2022, dando un monto a favor de \$ 54,18 millones.

Otros gastos:

No se reconocen indemnizaciones, multas, faltantes, perdida por retiro de inventario, diferencias en costo promedio inventario, daños y perjuicios al considerarse que son gastos desproporcionados y ajenos al a la prestación del servicio público de electricidad a la luz de lo indicado en el artículo 32 de la ley de Aresep, únicamente se reconoce la comisión de cobro a los abonados.

Seguros:

Se reconocen en el formulario “IE_RE_7737_Liquidacion_Costos_Gastos_Dist IE” según detalle de las pólizas reportadas por la empresa. El cual se visualiza el tratamiento en el archivo “seguros” anexo a este informe.

Amortizables:

Se toma el dato de la empresa lo que da una diferencia entre lo estimado y el real de menos \$ 76,48 millones.

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

Cuadro N° 39
Determinación del GTA_z
Sistema de distribución ESPH
Período 2022
(millones)

ITA=	ITR	ITE
-739,57	46 611,18	47 350,76

Fuente: Elaboración propia

Al considerar las desviaciones que se originan en el cálculo del ajuste de Ingresos **ITA_z** Ingresos Totales Ajustados del período z menos el ajuste de gastos **GTA_z** Gastos Totales Ajustados del período z el efecto de la liquidación es de \$1 183.10 millones de ingresos de más para ESPH, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 40
Liquidación del período anterior
Sistema de distribución ESPH
Período 2022
(millones)

ITA=	ITR	ITE
-739,57	46 611,18	47 350,76
GTA=	GR	GE
-1 922,67	44 481,54	46 404,21
LI=	ITA	GTA
1 183,09	-739,57	-1 922,67

Fuente: Elaboración propia

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 2022 los datos reportados por ESPH al 2022 más el efecto de las adiciones y retiros aportados por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, el cálculo se realizó según la

fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación las reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria. Se obtuvo un monto de \$46,2 millones de más con respecto al real de la empresa.

Pérdidas por deterioro y desvalorización:

Si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$ por lo anterior se consideró para el 2022 el valor en libros de los retiros según la información aportada por los técnicos del área de inversiones el cual se detallan en el apartado III, inciso 2.c. del presente informe, sin embargo, es importante indicar que se presentan diferencias entre el dato reportado por ESPH en el estado de resultados tarifario versus lo que reportan como retiros de activos para el 2022.

b) Ordinario estimación para el período 2024

En este apartado se desarrollará el procedimiento de liquidación establecido mediante la resolución RJD-139-2015 descrito en la sección “II Metodología tarifaria”.

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 IE 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 IE 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 costos y gastos para el 2024:***

Previo a desarrollar este apartado, es importante aclarar que la ESPH no identificó para el 2022 los costos no recurrentes, motivo por el cual esta Intendencia procedió a realizar la depuración técnica de la base 2022, en ese sentido en cada uno de los conceptos de gastos ajustados se hará la mención correspondiente más adelante.

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 41
Comparativa
Proyección costos y gastos 2024
(Millones)

Sistema de Distribución		2024			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Δ ABS	Δ %
	5. Costos y Gastos				
	5.1 Costos y Gastos				
	5.2 Compra de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡45 366,72	₡40 262,62	-₡5 104,10	-11%
	5.3 Compra de energía y potencia asociado a Alumbrado Público	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
	5.4 Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3 243,50	₡3 130,70	-₡112,80	-3,48%
	5.4.1.07.06.01 Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡532,48	₡509,71	-₡22,77	-4,28%
	5.4.1.07.07 Canon de regulación	₡49,19	₡62,40	₡13,21	26,85%
	5.5 Canon de agua	₡0,00		₡0,00	
	5.6 Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1 758,08	₡1 719,90	-₡38,18	-2,17%
	5.7 Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	₡0,00		₡0,00	
	5.8 Gastos de investigación y desarrollo	₡74,98	₡72,85	-₡2,13	-2,84%
	5.9 Gastos complementarios de operación	₡0,00		₡0,00	
	5.10 Gastos sociales y ambientales	₡34,38	₡33,74	-₡0,64	-1,85%
	5.12 Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 866,86	₡1 123,47	-₡743,40	-39,82%
	5.12 Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio	₡606,40	₡585,01	-₡21,39	-3,53%
	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00			
	Valor agregado	₡325,21	₡306,90	-₡18,31	-5,63%
	Total Costos y Gastos	₡53 857,80	₡47 807,29	-₡6 050,51	-11,23%

Fuente: Intendencia de Energía

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

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.º42
IPC
Sistema de Distribución
Periodos 2023-2024

Año	Inflación/ESPH	Inflación/IE
2023	5,00%	1,12%
2024	3,70%	3,01%

Fuente: Intendencia de Energía

Cuentas que aplican para todos los apartados de costos:

- **Salarios y cargas sociales**, es importante aclarar que si bien se validó el dato presentado por la ESPH en el 2022, estas partidas son proyectadas utilizando la variación anual del IPC, (1,20% para el 2023 y 1,90% para el 2024). Respecto a las cargas sociales aplicadas, se consideraron los porcentajes citados en el apartado III.2.f.ii. de este informe.
- **Prestaciones Legales**, la ESPH incluye la provisión como un gasto no recurrente, la IE proyecta el pago que se estima que se va a erogar realmente de conformidad con la información aportada.

Operación y mantenimiento:

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos_Gastos_Dist IE Proyección” en la hoja de “Ope y Mant” se presentan los costos y gastos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de distribución.

Los ajustes realizados a la base 2022 son los siguientes:

- **Servicios de vigilancia**, si bien la ESPH indicó que esta cuenta se asigna a cada sistema por cantidad de oficiales, omitió identificar el sistema en que trabaja cada oficial, en consecuencia, no fue posible analizar la asignación. No obstante, siendo que la IE reconoce que este cargo es un costo necesario para el servicio público, se consideró la proyección realizada por la ESPH.

- **Servicios de limpieza**, la ESPH indicó en las páginas 21 y 22 del IN-26-EEC-2023 que este servicio: “se asigna entre los distintos negocios conforme los metros cuadrados...” “Los porcentajes de asignación entre los distintos negocios variaron con respecto a los utilizados para el cálculo de las estimaciones del período liquidado 2021...”.

Debido a lo anterior, la IE en la información adicional le solicitó: “explicar el cambio de driver, detallando el motivo por el que varía la cantidad de metros cuadrados utilizados por generación?”

En la respuesta, la ESPH aclaró que: “La misma cantidad de metros cuadrados para los servicios de limpieza del negocio de generación se mantiene desde el 2018 al 2021, para un total de 15.7m², sin embargo, durante el 2021 es sustituida la empresa que brinda este servicio, por lo que existe una variación en el precio con relación al proveedor anterior.”

Con el fin de asignar este servicio por metro cuadrado, de conformidad con lo indicado por la ESPH, se procedió a revisar la propuesta, al respecto remitieron el archivo “Estimación con contratos” en la hoja “Edificios para segur” se indica que el área total de la ESPH es de 12 081,52m² y que generación cuenta con 15,7m² lo que corresponde a un 0,13%. Por otra parte, en la respuesta al auto de prevención la ESPH aportó el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026” en la hoja “Datos Actualizados al 17-04-23” se indica que el área total de la ESPH es de 5 502m² y que generación cuenta con 15,7m² lo que corresponde a un 0,29%, porcentaje que incluye el área administrativa, toda vez que dicha sección no aparece en los negocios de esta distribución. El driver se extrae a continuación:

FACTOR: AREA (MTS²)		
NEGOCIO	Cantidad de metros2	%
Agua Potable	1200	21,81%
Aguas Residuales	350	6,36%
Energía Eléctrica	3152	57,28%
Alumbrado Público	493	8,97%
Tarifa Hídrica	30	0,55%
Hidrantes	133	2,42%
Telecomunicaciones	128	2,33%
Generación	15,70	0,29%
TOTAL	5502	100,00%

Cantidad de Mts² a enero
2023

Suministrado por GISA el 30/01/2023

TIC-20-2023

Siendo que la empresa omite explicar la diferencia del área entre las diferentes fuentes de información y tampoco detalla el inductor utilizado por ellos en la proyección, esta Intendencia utilizó para proyectar este gasto el driver mostrado en el archivo “Metod_distrib_Adm_Porc_2024-2026” en la hoja “Datos Actualizados al 17-04-23” que corresponde a un 57,28%, aunado a que el mismo fue validado por su Junta Directiva y además incluye el área administrativa. El resultado final obtenido por la IE, difiere del propuesto por la ESPH.

Las cuentas que se afectaron para el año base 2022 se encuentran descritas en el apartado de Liquidación de periodo 2022 de este informe, algunas cuentas con tratamiento especial se detallan a continuación:

- **Licencias de software**, se ajusta el cálculo y los datos se visualizan en archivo “Licencia Software Distri IE” en su hoja “Detalle de licencias” actualizando el índice de inflación con el obtenido por la IE, lo primero observado fue que el monto indicado en este archivo de ESPH no fue utilizado en el archivo para sus proyecciones a saber el “IE_RE_733_Registro_Costos y Gastos_Distrib” en su hoja “Ope y Mant” utilizando un monto para el año 2023 de ¢ 84,64 millones versus el calculado en el archivo de licencias por un monto de ¢55,77 millones originando una diferencia de ¢28,87 millones, de más en su cálculo de proyección de igual forma para el año 2024 la ESPH utiliza un monto de

¢87,77 millones versus el calculado en el archivo de licencias por un monto de ¢40,77 millones originando una diferencia de ¢46,08 millones.

La IE en su archivo de cálculo obtiene para el año 2023 un monto de ¢ 54,77 millones versus el monto proyectado por ESPH de ¢ 84,64 originando una diferencia de menos ¢29,92 millones y para el año 2024 la IE obtiene ¢40,56 millones originando una diferencia de ¢47,21 millones, como se puede observar la diferencia entre el archivo de cálculo utilizado por la ESPH no es tan significativa, caso contrario con las cifras llevadas a la proyección.

Administrativo General:

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos_Gastos_Dist IE Proyección” en la hoja de “Adm General Directo” se presentan los costos y gastos relacionados a operación y mantenimiento del sistema de distribución.

Para la proyección del 2024 se utilizó como año base 2022 depurado. Dichas depuraciones se encuentran descritas en el apartado de Liquidación de periodo 2022.

Después de aplicar los cambios al año base, se procede a proyectar las cuentas con los parámetros económicos descritos en el apartado III.a de este considerando también los criterios indicados en el apartado III.f.ii en este informe, la variación total es de ¢ 38,18 millones respecto a lo proyectado por la empresa.

Comercial:

En el archivo “IE_RE_7734_Registro_Costos_Gastos_Dist IE Proyección” en la hoja de “SCM Directo” se presentan los costos y gastos relacionados al servicio de comercial del sistema de distribución

Para la proyección del 2024 se utilizó como año base 2022 depurado. Dichas depuraciones se encuentran descritas en el apartado de Liquidación de periodo 2022.

Después de aplicar los cambios al año base, se procede a proyectar las cuentas con los parámetros económicos descritos en el apartado III.a de este considerando también los criterios indicados en el apartado III.f.ii en este informe, la variación total es de ¢ 22,77 millones respecto a lo proyectado por la empresa.

Canon de regulación:

La IE para proyectar el canon consideró el monto del 2023 que asciende a ₡ 60, 14 millones, el cual prorrateó entre los sistemas con relación a los ingresos por ventas del 2022; en específico para el sistema de distribución el monto asignado en el 2023 es de ₡ 47,44 millones al cual se le adicionó el efecto por inflación del 2024, según el cálculo que se muestra a continuación:

Cuadro N°43
Canon de regulación período 2023
(Millones de colones)

Negocio	Monto asignado	%
Distribución	47,44	78,87%
Alumbrado Público	1,53	2,54%
Generación	11, 18	18,59%
Total	60, 14	100,00%

Fuente: Intendencia de Energía

Investigación y desarrollo (cuenta regulatoria 5.5.):

Para las cuentas de investigación y desarrollo se aplicó la inflación correspondiente, la ESPH no indicó que se requieran recursos para la investigación de proyectos nuevos.

Social y Ambiental (cuenta regulatoria 5.7.):

Para las cuentas de gastos sociales y ambientales, se aplicó la inflación correspondiente, la ESPH no indicó que se requieran recursos adicionales por este concepto.

Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo y revaluadas (cuentas regulatorias 5.8. y 5.9.):

El detalle del gasto por depreciación tanto al costo como revaluada, se puede consultar en los archivos "IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028 IE RVP.xlsx", "Liq.2022 Dx ESPH ET-061-023 AAA.xlsx" y "Liq 2021 Dx ESPH ET-061-2023 AAA.xlsx".

El gasto por depreciación se desarrolla en el apartado III.2.e.ii de base tarifaria en la sección correspondiente.

Pérdidas por deterioro y desvalorización (cuenta regulatoria 5.10.):

La ESPH no muestra ningún monto en las cuentas 5.10. en consecuencia, la IE tampoco proyecta este gasto.

Gastos Financieros (cuenta regulatoria 5.11.):

No es un costo regulatorio.

IVA (cuenta regulatoria 5.12.):

En el archivo “Determinación del IVA IE.xlsx” se muestra el cálculo por Impuesto al Valor Agregado (IVA), se valida el procedimiento de cálculo planteado por la ESPH, no obstante, se actualizaron las partidas de conformidad con los resultados de la IE.

- ***Estimación de otros ingresos:***

En el archivo ““IE_RE_7733_Registro_Costos _Gastos_Dist IE” en la hoja de “Otros Ingresos IE” se muestra el cálculo para la cuenta de otros ingresos del 2024, se calcula conforme a la metodología vigente:

2.3 Otros ingresos

En este rubro se incluyen los ingresos de explotación por actividades diversas asociadas al servicio de distribución y comercialización eléctrica, que son recurrentes y pueden considerarse como ingresos relacionados con la tarifa. Se utiliza como referencia el período de análisis definido en el estudio de fijación tarifaria:

$$Io_t = at_t + ap_t + rm_t + ia_t \quad (\text{Fórmula 16})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t
at_t	=	Alquiler de transformadores.
ap_t	=	Alquiler de postes.
rm_t	=	Recargo por mora.
ia_t	=	Ingresos adicionales. Otros ingresos adicionales de operación que por su naturaleza pueden ser considerados en el cálculo tarifario a consideración de la Autoridad Reguladora.

2.3.1 Proyección de otros ingresos

La proyección de otros ingresos se realiza empleando el resultado derivado de la fórmula 16 como relación de los ingresos totales por ventas de energía, y multiplicando el valor obtenido por los ingresos totales por venta de energía estimada según lo siguiente:

$$Io = \left(\frac{Io_t}{Iv_t} \right) * Iv \quad (\text{Fórmula 17})$$

Donde:

t	=	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
Io	=	Otros ingresos proyectados relacionados con la actividad de distribución eléctrica. Se refiere a los otros ingresos proyectados para el periodo $t+1$.
Io_t	=	Otros ingresos calculados para el periodo t (ver fórmula 16).
Iv_t	=	Ingresos por ventas. Son los ingresos reales por ventas obtenidos para el periodo t .
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).

Los otros ingresos (Io) se mantienen constantes con respecto a la variación en las tarifas.

El monto obtenido para el año 2024 es de ¢ 830,71 millones.

IV. 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:

- *Se le advierte a ESPH que al momento de presentar la liquidación del 2024, deberá mostrar el detalle y las justificaciones para cada una de las actividad que siguen de manera individualizada: Gastos de Operación y mantenimiento; Gastos Administrativos; Gastos Comerciales; Gastos de Investigación y Desarrollo y Gastos Sociales y ambientales, 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 mencionadas.*

- *Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7748_Reporte de seguros” en proporción a los meses que corresponda para el año en estudio.*
- *Se le advierte a la ESPH que para futuras fijaciones y liquidaciones tarifarias los datos se validarán únicamente de conformidad con la información oficial para la IE, o sea lo que conste en el formulario “IE_RE_7747_Reporte de partidas amortizables”.*
- *Se le advierte a la ESPH que en este expediente no se están fijando tarifas para el 2023, en consecuencia, la incorporación del seguro de automóviles en la cuenta de seguros regulatoriamente será a partir del 2024.*
- *Se le advierte a la ESPH que en las liquidaciones deben respetar las cuentas regulatorias en las que se les autorizó el monto, ya que si las erogaciones son cargadas a otras cuentas regulatorias no se permite la comparabilidad y eventualmente pueden ocasionar que no se reconozcan los montos propuestos.*
- *Se le advierte a la ESPH que debe incluir los archivos en las carpetas relacionadas a ellos y no donde quieran ponerlos.*
- *Se le advierte a la ESPH que o pueden enviar archivos con errores como errores de referencias circulares, ni que tenga vínculos que no pueda abrir.*
- *Se le advierte a la ESPH que no pueden modificar los formularios de anexos de la resolución RE-0032-IE-2019, aprobados por la IE, tampoco borrar filas ni columnas, esto porque en esta propuesta eliminaron filas y bloquearon celdas, en el formulario “IE_RE_7733 Costos y Gastos” que imposibilitaban la comparabilidad y evitaban que los datos se pudieran sumar.*

- Se le advierte a la ESPH que no pueden utilizar indiscriminadamente los formularios de anexos de la resolución RE-0032-IE-2019, aprobados por la IE, cada uno de ellos corresponde a un sistema y deberán respetar la numeración.
- Se le advierte a la empresa que respecto a los formularios relacionados con inversiones y sus justificaciones deben apegarse a lo establecido en la RE-0050-IE-2020.

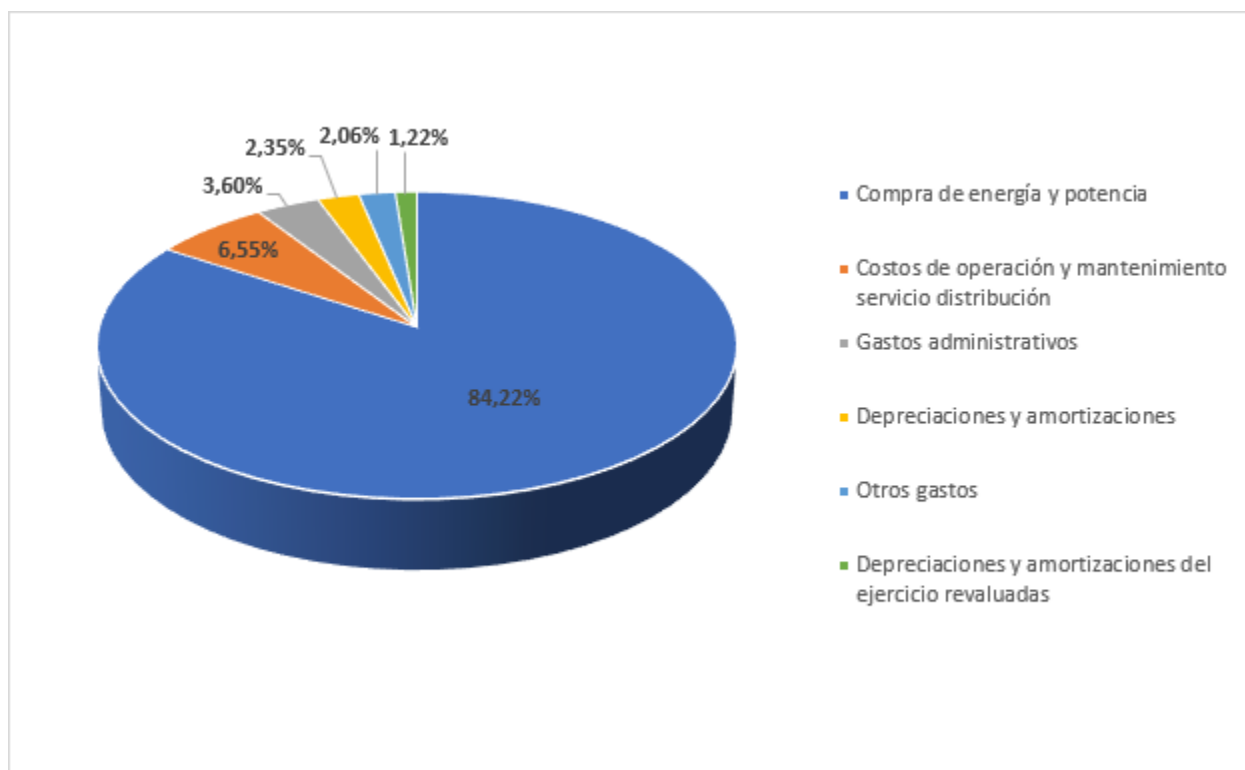
V. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA:

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° 44
Gastos proyectados por la IE
Periodo 2024
(millones y porcentaje)

<i>Descripción del gasto</i>	<i>Cifras según Aresep</i>	<i>Peso Relativo</i>
<i>Compra de energía y potencia</i>	<i>¢40 262,62</i>	<i>84,22%</i>
<i>Costos de operación y mantenimiento servicio distribución</i>	<i>¢3 130,70</i>	<i>6,55%</i>
<i>Costos comerciales asociados al servicio de distribución</i>	<i>¢509,71</i>	<i>1,07%</i>
<i>Canon de regulación</i>	<i>¢62,40</i>	<i>0,13%</i>
<i>Gastos administrativos</i>	<i>¢1 719,90</i>	<i>3,60%</i>
<i>Gastos de investigación y desarrollo</i>	<i>¢72,85</i>	<i>0,15%</i>
<i>Gastos sociales y ambientales</i>	<i>¢33,74</i>	<i>0,07%</i>
<i>Depreciaciones y amortizaciones</i>	<i>¢1 123,47</i>	<i>2,35%</i>
<i>Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas</i>	<i>¢585,01</i>	<i>1,22%</i>
<i>Valor agregado</i>	<i>¢306,90</i>	<i>0,64%</i>
<i>Total</i>	<i>¢47 807,29</i>	<i>100,00%</i>

Gráfico N° 1
Gastos proyectados por la IE
Periodo 2024^{1/}
(porcentaje)



Nota: ^{1/} La cuenta denominada “Otros gastos”, consolida los siguientes: Canon de regulación, Gastos de investigación y desarrollo, Gastos sociales y ambientales, Valor agregado
Fuente: Intendencia de Energía

VI. ESTRUCTURA TARIFARIA

i. Sobre los efectos de la RE-0048-JD-2023

El 7 de marzo de 2023, la Junta Directiva de la Aresep emitió la resolución RE-0048-JD-2023 “Recurso de apelación, interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2020, del 16 de diciembre de 2020, dictada por la Intendencia de Energía”, en la cual su parte dispositiva indicó lo siguiente:

“(…)

- I. Declarar parcialmente con lugar el recurso de apelación, interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2020, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a: **A)** no haber brindado respuesta en la resolución recurrida, a todos y cada uno de los argumentos de la oposición presentada por la Defensoría de los Habitantes de la República en el proceso de Audiencia Pública, **B)** no indicar respecto de los bloques tarifarios dónde se pueden consultar los estudios que refiere la IE realizó o tuvo a la vista, no hacer transcripción de estos no referenciarlos no incorporarlos en el expediente administrativo ET-054-2020, **C)**. Se determina que hubo desaplicación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” en cuanto a que no está facultada la Intendencia de Energía para crear nuevos bloques de consumo, competencia que solamente está reservada para la Junta Directiva cuando dicta las metodologías. En todo lo demás, se mantienen incólumes las citadas resoluciones.*
- II. Rechazar por inadmisibile, la respuesta al emplazamiento conferido en ocasión del recurso de apelación interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República, contra las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE- 2020, del 16 de diciembre de 2020, por falta de falta de representación.*
- III. Declarar la nulidad absoluta de las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2021, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a las omisiones de: **A)** no haber brindado respuesta a todos y cada uno de los argumentos de la oposición presentada por la Defensoría de los Habitantes de la República en el proceso de Audiencia Pública, **B)** no indicar respecto de los bloques tarifarios dónde se pueden consultar los estudios que refiere la IE realizó o tuvo a la vista, no hacer transcripción de estos no referenciarlos y no incorporarlos en el expediente administrativo ET-054-2020. **C)** Así como la desaplicación de la metodología RJD-139- 2015 “Metodología*

tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural Desaplicación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” en cuanto a que no está facultada la Intendencia de Energía para crear nuevos bloques de consumo, competencia que solamente está reservada para la Junta Directiva cuando dicta las metodologías.

- IV.** *Declarar de oficio la nulidad absoluta de las resoluciones RE-0127-IE-2020, del 15 de diciembre de 2020 y RE-0131-IE-2021, del 16 de diciembre de 2020, únicamente en cuanto a: **A)** que la inclusión de las bandas tarifarias no es consistente con lo indicado en la metodología vigente establecida por medio de resolución RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, y **B)** que la estructura tarifaria definida por la IE, para los bloques residenciales 2, 3, 4 y 5, no guarda plena compatibilidad con lo establecido en las fórmulas 11.4 a 11.7 de la metodología vigente; por lo tanto que existen inconsistencias entre el procedimiento que establece la metodología vigente y lo dispuesto en el apartado III Estructura Tarifaria.*
- V.** *Declarar por conexidad la nulidad absoluta de la resolución RE-0034-IE-2021 del 17 de mayo de 2021 únicamente en cuanto al análisis desarrollado en el Considerando “En cuanto al recurso de revocatoria de la Defensoría de los Habitantes “7. Sobre el cambio metodológico” y por la falta de motivación al no atender las interrogantes planteadas por la Defensoría de los Habitantes de la República en relación con las bandas tarifarias, en cuanto a lo demás se mantiene incólume y la de la resolución RE- 0035-IE-2021 del 21 de mayo de 2021; dichas resoluciones resolvieron el recurso de revocatoria interpuesto por la Defensoría de los Habitantes de la República contra las resoluciones RE-0127-IE-2020 y la RE-0131-IE-2020.*
- VI.** *Retrotraer el procedimiento a la etapa procesal oportuna, en la cual la Intendencia de Energía dicte un acto ajustado a derecho, tomando en consideración lo indicado en la presente resolución, específicamente en lo que se refiere a la imposibilidad de crear*

nuevos bloques de consumo y bandas tarifarias.

(...)”

Posteriormente, esta Intendencia emitió el oficio OF-1059-IE-2023 del 20 de octubre de 2023, en el cual le solicitó a la Junta Directiva lo siguiente:

“(...)”

- 1- Que se suspendan los efectos jurídicos de la resolución RE-0048-IE-2023 del 7 de marzo de 2023, en tanto se formalicen las modificaciones a la metodología establecida mediante 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”, en lo que corresponde al tratamiento de la materia de estructura tarifaria como competencia de la Junta Directiva.*
- 2- Que se instruya a la Intendencia de Energía para que continúe tramitando las fijaciones tarifarias, empleando y aplicando las estructuras tarifarias, como lo ha venido realizando hasta el día hoy, hasta tanto la Junta Directiva conozca y apruebe la propuesta de modificación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, que se encuentra trabajando la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR).*

(...)”

Finalmente, la Junta Directiva emitió la resolución RE-0099-JD-2023 2023 “Suspensión de los efectos de la resolución de la Junta Directiva RE-0048-JD-2023 de las ocho horas y veintiocho minutos del siete de marzo de dos mil veintitrés”, del 23 de octubre del 2023, en respuesta al oficio OF-1059-IE-2023, en la cual en su parte dispositiva se indicó lo siguiente:

“(...)”

I Suspende los efectos jurídicos de la resolución RE-0048-JD-2023 8:28 horas del 7 de marzo de 2023, hasta por un plazo de seis (6

meses), contados a partir de la comunicación de este acuerdo a la Intendencia de Energía. En tanto se finaliza el análisis de las modificaciones a la metodología establecida mediante 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” publicada en el Alcance 63, a la Gaceta 154 del 10 de agosto de 2015.

II Instruir a la Intendencia de Energía, para que continúe tramitando las fijaciones tarifarias, empleando y aplicando las estructuras tarifarias, como lo ha venido realizando de previo al dictado de la resolución RE-0048-JD-2023 de las 8:28 horas del 7 de marzo de 2023, hasta por un plazo de seis (6 meses), contados a partir de la comunicación de este acuerdo a la Intendencia de Energía, tanto la Junta Directiva conozca y apruebe la propuesta de modificación de la metodología RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” publicada en el Alcance 63, a la Gaceta 154 del 10 de agosto de 2015, que se encuentra tramitando la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR).

(...)”

La resolución RE-0099-JD-2023 fue notificada a esta Intendencia el 1 de noviembre de 2023.

ii. Sobre la estructura tarifaria

La empresa no presentó modificación a la estructura tarifaria para el presente estudio.

De acuerdo con el análisis financiero contable, los ingresos propuestos para el año 2024 producen un aumento de 1,18% con referencia a los ingresos vigentes.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según RE-0077-IE-2021 publicada en el Alcance Digital N°255 en Gaceta N° 241 del 15 de diciembre del 2021 (columna 2).

El pliego tarifario resultante para el año 2024 con el ajuste de 1,18% se presenta sin el efecto CVG debido a que aún no se ha realizado el estudio que determina los factores anuales 2024 (columna 3).

Para el año 2025 se considera el escenario estimado del año 2024, excluyendo el efecto de la liquidación 2021-2022, ya que este concepto finaliza el 31 de diciembre 2024. De este modo la tarifa vigente a partir del año 2025 deberá ser ajustadas en -0,21% (columna 4).

Si se considera la propuesta de consumo del mercado estimada por la IE para los años 2024 y 2025, y se toma por referencia el pliego tarifario propuesto por la IE para el año 2024, los abonados del servicio de distribución de la Esph percibirán un ajuste tarifario intranual de 1,30% de diciembre 2023 a 2024.

Del mismo modo, como referencia este pliego tarifario propuesto por la IE para el año 2025, los abonados del servicio de distribución de la Esph percibirán un ajuste tarifario intranual de -1,37% de rebaja de 2024 a 2025.

Tarifa de peaje de distribución.

La fijación de la tarifa de peaje distribución se modela de acuerdo con la metodología vigente “Metodología tarifaria para peajes de distribución como adición a la metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” que se dictó bajo la Resolución RE-0006-JD-2022, publicada el día 23 de febrero de 2023, en Alcance N°39 de Gaceta Digital N°33.

Dicha metodología en el apartado 8.5 Ajuste de la tarifa de peaje de distribución, establece que:

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

De acuerdo con la misma RE-0006-JD-2022, la tarifa de peaje de distribución en colones por kWh para todo usuario del servicio de peaje de distribución que requiera el servicio de transporte de energía sobre infraestructura de distribución se calcula para cada empresa distribuidora de la siguiente manera.

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

Donde:

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

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

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

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

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

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

En función de lo anterior se actualizan los parámetros que posibilitan el cálculo de la tarifa de peaje de distribución para la empresa ESPH.

Respecto al Costo fijo por considerar en el cálculo del peaje de distribución (CFD_t), se obtiene del estudio de costos fijos y variables que cada año calendario debe elaborar y actualizar la Intendencia de Energía para la actividad de distribución, con base en el reporte anual de la contabilidad regulatoria de cada empresa distribuidora. Este estudio es el informe IN-0114-IE-2022 de la Intendencia de Energía. Tal informa, en el cuadro 5 sobre la separación de costos fijos y variables del año 2022 y para el sistema de distribución se evidencia un costo fijo para ESPH de \$6 932,89 millones.

El porcentaje de pérdidas técnicas eléctricas de distribución de cada empresa distribuidora es utilizado para ponderador de costos fijos. Se utiliza el porcentaje de pérdidas eléctricas globales de distribución, que es de 5,7%.

La energía anual para la atención de la demanda propia de la distribuidora (EC_t) es de 649,7 GWh, el detalle se muestra en el estudio de mercado.

Para las inyecciones anuales de energía de los usuarios de peajes de distribución en circuitos de empresas distribuidoras (IE_t), se considera la estimación de la ESPH (según cuadro 34 de informe de mercado) que es de 1 GWh.

Al considerar los parámetros anteriores, se propone ajustar la tarifa por peaje de distribución de la siguiente forma: $T_{pdx} = 0,61$

El cuadro a continuación muestra el detalle del análisis realizado:

Cuadro N.º 45
Esph: Estructura de costos vigentes y propuestos
del sistema de distribución, a partir de 2024.

ESPH Sistema de distribución		Columna 2	Columna 3	Columna 4
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2024	Propuesta del 1/ene/2024 al 31/dic/2024	Propuesta del 1/ene/2025 en adelante.
► Tarifa T-RE: tarifa residencial				
○ demandas inferiores a 10 kW				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-200	cargo fijo	1 362,57	1 378,65	1 359,71
	cada kWh	63,29	64,04	63,16
Bloque 201-275	cargo fijo	2 653,42	2 684,73	2 647,85
	cada kWh	68,03	68,83	67,89
Bloque 276-360	cargo fijo	3 513,99	3 555,46	3 506,61
	cada kWh	75,36	76,25	75,20
Bloque 361-500	cargo fijo	4 651,84	4 706,73	4 642,07
	cada kWh	83,49	84,48	83,31
Bloque 501 y más	cargo fijo	8 089,33	8 184,78	8 072,34
	cada kWh	92,50	93,59	92,31
○ demandas superiores a 10 kW				
	cargo fijo	8 089,33	8 184,78	8 072,34
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	52,04	52,65	51,93
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>	cada kW	8 448,67	8 548,36	8 430,93
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria				
Para demandas inferiores a 10 kW				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cargo fijo	por el bloque	por el bloque	por el bloque
Periodo Punta	cada kWh	122,05	123,49	121,79
Periodo Valle	cada kWh	83,85	84,84	83,67
Periodo Noche	cada kWh	61,17	61,89	61,04
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago				
Para demandas inferiores a 10 kW				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-200	cargo fijo	1 362,57	1 378,65	1 359,71
	cada kWh	63,29	64,04	63,16
Bloque 201-275	cargo fijo	2 653,42	2 684,73	2 647,85
	cada kWh	68,03	68,83	67,89
Bloque 276-360	cargo fijo	3 513,99	3 555,46	3 506,61
	cada kWh	75,36	76,25	75,20
Bloque 361-500	cargo fijo	4 651,84	4 706,73	4 642,07
	cada kWh	83,49	84,48	83,31
Bloque 501 y más	cargo fijo	8 089,33	8 184,78	8 072,34
	cada kWh	92,50	93,59	92,31
► Tarifa T-CO: comercios y servicios				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	92,50	93,59	92,31
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	156 120,00	157 950,00	155 790,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	52,04	52,65	51,93
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	84 486,70	85 483,60	84 309,30
Bloque 11 y más	cada kW	8 448,67	8 548,36	8 430,93
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	92,04	93,13	91,85
○ Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	155 280,00	157 110,00	154 950,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	51,76	52,37	51,65
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	84 058,60	85 050,50	83 882,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 405,86	8 505,05	8 388,21

ESPH Sistema de distribución		Columna 2	Columna 3	Columna 4
		Estructura de costos sin CVC	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente a partir del 1/ene/2024	Propuesta del 1/ene/2024 al 31/dic/2024	Propuesta del 1/ene/2025 en adelante.
► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
o Clientes consumo exclusivo de energía				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	78,63	79,55	78,46
o Clientes consumo energía y potencia				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	132 690,00	134 250,00	132 420,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	44,23	44,75	44,14
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-10	Cargo fijo	71 813,70	72 661,10	71 662,90
Bloque 11 y más	cada kW	7 181,37	7 266,11	7 166,29
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	69,15	69,97	69,00
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	66,78	66,99	66,06
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	35,23	35,65	35,16
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	34,02	34,13	33,66
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	28,70	29,04	28,64
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	27,71	27,80	27,42
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	7 327,37	7 413,83	7 311,98
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	7 076,04	7 098,00	7 000,49
Periodo Valle (máxima)	cada kW	5 091,21	5 151,29	5 080,52
Periodo Valle (mínima)	cada kW	4 916,58	4 931,85	4 864,09
Periodo Noche (máxima)	cada kW	3 393,03	3 433,07	3 385,90
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	3 276,66	3 286,82	3 241,66
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	107,77	109,04	107,54
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	104,07	104,39	102,96
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	37,02	37,46	36,94
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	35,75	35,86	35,37
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	23,76	24,04	23,71
Periodo Noche (mínima)	cada kWh	22,94	23,02	22,70
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW	3 165,29	3 202,64	3 158,64
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	3 056,72	3 066,21	3 024,08
Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 209,66	2 235,73	2 205,02
Periodo Valle (mínima)	cada kW	2 133,87	2 140,49	2 111,09
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 415,98	1 432,69	1 413,01
Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 367,42	1 371,66	1 352,82

Para las tarifas de acceso (T-TA), otros costos (T-TDER) y costos de interconexión (T-TCI), se tomó como referencia las fijadas en las siguientes resoluciones:

- RE-0103-IE-2023 “Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del Capítulo 1: Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos” en cumplimiento de lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023” del 7 de setiembre de 2023.
- RE-0104-IE-2023 “Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del Capítulo 2: Método de cálculo

para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, en acatamiento a lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023”, del 7 de setiembre de 2023.

- *RE-0106-IE-2023 “Estudio ordinario de oficio para la aplicación por primera vez de la metodología tarifaria del Capítulo 4: para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, en cumplimiento de lo dispuesto en la resolución RE-0076-JD-2023, del 7 de setiembre de 2023.*

[...]

VIII. CONCLUSIONES:

1. *Existe una diferencia entre los parámetros económicos utilizados por ESPH respecto a los utilizados por la IE por una cuestión de fechas.*
2. *Con las tarifas propuestas por la IE, se estima que el sistema de distribución tenga ingresos de \$48 496,7 millones para el año 2024. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de distribución de \$76,4 para el año 2024.*
3. *Se reitera la mala planificación de las obras por parte de ESPH, principalmente en la ejecución de estas que se refleja en el bajo porcentaje de ejecución que posee la empresa y en las subejecuciones reflejadas en las liquidaciones de los años 2021 y 2022*
4. *La principal diferencia entre el monto solicitado por la ESPH y el monto reconocido por Aresep corresponde al ajuste derivado del porcentaje de ejecución que es de tan solo un 65,75%*
5. *La liquidación del año 2021 presenta un sobre ejecución, es decir un mayor monto ejecutado al otorgado vía tarifaria, principalmente por la sobre ejecución del proyecto "Implementación de Infraestructura avanzada 100%"*
6. *La liquidación del año 2022 presenta una subejecución, es decir un monto ejecutado menor al otorgado vía tarifaria, lo cual resulta preocupante pues*

la subejecución se presenta en macro inversión, micro inversión, planta general y planta general corporativa, reflejando una muy mala planificación por parte de la ESPH de la capacidad de ejecución de las obras solicitada para dicho año en el estudio tarifario correspondiente.

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 4,26%.
8. En cuanto al gasto por depreciación para la liquidación del periodo 2021 y 2022 , si bien en el oficio OF-0296-CDR-2023 se aclara que la base tarifaria no se contempla en el proceso de liquidación tarifaria, tal y como se indica en el apartado III, inciso 2.f.i. “Criterios regulatorios aplicados para las liquidaciones”, esta Intendencia considera que esta cuenta de gasto por depreciación se debe actualizar al ser parte de la variable de gastos que se considera en la ecuación $GTA_z = GR_{coma,z} - GE_{coma,z}$. Por lo anterior, se consideró para el 2021 y 2022 los datos reportados por ESPH del período anterior, más el efecto de las adiciones y retiros, suministrado por los técnicos en materia de inversiones de la IE, el cálculo se realizó según la fórmula descrita en la metodología vigente: $Dep = TDA * [AFC_t + (0,5 * AD) - (0,5 * RA_{cto}) \pm TA_{cto}]$ y las tasas de depreciación reportadas por ESPH en el cálculo de la base tarifaria.
9. Para la proyección del 2024 se utilizó la información aportada por ESPH en el archivo “IE-RE-7746_B_T_Dist_2024-2028”, considerando las vidas útiles indicadas por la empresa en concordancia con lo resuelto por el área técnica en materia de inversiones que aplican al sistema de distribución.
10. Liquidación 2021: el punto de partida para la liquidación 2021 fueron los estados financieros a diciembre 2021 y lo resuelto por esta Intendencia en el ET-080-2019 mediante la RE-0102-IE-2019, las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH se debe al no reconocimiento de aquellos gastos que la empresa ejecutó y que no fueron reconocidos por la IE vía ordinaria, que se consideró que eran predecibles no obedecían a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, así como el no reconocimiento del gasto del médico de empresa, fisioterapeuta y psicólogo, así como otros gastos que se consideran que contravienen los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como el servicio al costo

que se indica en la Ley 7593 o se consideró que no tenían relación con el servicio público de distribución de energía eléctrica.

- 11. Liquidación 2022: el punto de partida para la liquidación 2022 fueron los estados financieros a diciembre 2022 y lo resuelto por esta Intendencia en el ET-071-2020 mediante la RE-0077-IE-2021, las principales variaciones con respecto a lo solicitado por ESPH se debe al no reconocimiento de aquellos gastos que la empresa ejecutó y que no fueron reconocidos por la IE vía ordinaria, que se consideró que eran predecibles no obedecían a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, así como el no reconocimiento del gasto del médico de empresa, fisioterapeuta y psicólogo, así como otros gastos que se consideran que contravienen los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como el servicio al costo que se indica en la Ley 7593 o se consideró que no tenían relación con el servicio público de distribución de energía eléctrica.*
- 12. Las liquidaciones propuestas por la ESPH no son comparables con los resultados obtenidos toda vez que incorporaron variables que no se liquidan como el rédito y la base tarifaria, lo que distorsionó la propuesta tarifaria.*
- 13. El efecto neto por concepto de las liquidaciones únicamente de ingresos y costos y gastos del 2021 y 2022, asciende a ¢663,33 millones a favor de la empresa.*
- 14. Para la proyección del 2024 se utilizó como año base 2022 depurado, después de aplicar los cambios al año base, se procede a proyectar las cuentas con los parámetros económicos descritos en el apartado III.a de este considerando también los criterios indicados en el apartado III.f.ii en este informe.*
- 15. La IE ajustó tarifas únicamente para el 2024, dado que el efecto neto de la liquidación resultante es inferior a lo solicitado por ESPH, por lo que se consideró que dicho ajuste puede ser reconocido en un único período, en este caso 2024.*

16. A partir del 2025 la tarifa no incorpora el efecto de la liquidación y mantiene la misma estructura de costos, gastos e ingresos que se proyectó para el 2024.

17. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone un ajuste en los precios vigentes del sistema de distribución de ESPH, todas las variaciones calculadas sobre la tarifa aprobada mediante la RE-0077-IE-2021 con el siguiente detalle:

- A partir del 1 de enero del 2024 y hasta el 31 de diciembre de 2024, un aumento del 1,18%.*
- A partir del 01 de enero del 2025 y en adelante, una disminución de -0,21%.*

18. La ESPH consideró mantener la estructura tarifaria vigente aprobada mediante la resolución RE-077-IE-2021.

[...]

II. Que, en lo que se refiere a la audiencia pública, del informe técnico IN-0235-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

La Audiencia Pública se realizó, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N.º 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la citada Ley (Decreto N.º 29732-MP).

De acuerdo con el informe IN-0653-DGAU-2023 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 ESPH las cuales se analizan de seguido.

1. Cámara de Industrias de Costa Rica

Cédula de persona jurídica número 3-002-042023. Representada por el señor José Capón Brenes, portadora de la cédula de identidad número 01-0602-0175, en su condición de presidente y representante judicial y extrajudicial de dicha organización.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Lizandro Brenes Castillo, cédula de identidad número 3-0458-0535, debidamente autorizado. Presenta escrito. (folio 274 al 275)

Notificaciones: correo electrónico: cmontenegro@cicr.com y jporras@cicr.com

A continuación el resumen de la oposición presentada por la CICR, relacionada con el ajuste propuesto por la ESPH para su sistema de distribución, cuyo detalle consta en los folios del 274 al 275 del ET-061-2023.

En lo que corresponde al Sistema de Distribución, la CICR sustenta su oposición a partir de la valoración que realiza del Estado de Resultados Tarifario presentado por la ESPH considerando, entre otros asuntos, el aumento que se registraría en el valor de las compras de energía que realizaría la ESPH a la División Generación ESPH.

En este sentido, en lo que corresponde al período octubre-diciembre 2023, la CICR se refiere en primer lugar a las implicaciones regulatorias que tendría la actualización de la rentabilidad de la base tarifaria (rédito para el desarrollo), manifestando su preocupación por el aumento del 8,8% en el costo de las compras de energía eléctrica al Sistema de Generación de la propia ESPH.

Por su parte, en lo que corresponde al ajuste ordinario del 2024, la CICR advierte en primer lugar al efecto total en los ingresos regulados, en el sentido de que la ESPH propone un aumento de 13,4% en los ingresos regulados respecto a los vigentes del 2023, enunciando las razones que utiliza la empresa para justificar su petición.

Asimismo, la CICR presenta el desglose de las liquidaciones tarifarias de los períodos 2021 y 2022, así como del efecto neto de las mismas que, en principio corresponde reconocer a favor de los usuarios.

Por último, se refiere la CICR al efecto en las tarifas aplicables a los usuarios del sistema de distribución de la ESPH, señalando además las razones por las cuales considera que el estudio tarifario deber ser rechazado, específicamente: i) la disminución para el 2023 debe ser mayor y no se debe reconocer el sobreprecio en compras de energía propuesto para el 2024; ii) la pérdida de competitividad que implicaría para las tarifas industriales en media tensión; y iii) las inconsistencias de la información presentada en el expediente, dejan en estado de indefensión a los usuarios

*En este contexto, la CICR como parte de su petitoria, solicita primero que se acepte la oposición presentada en contra del ajuste solicitado para el sistema de distribución y, en general, solicita expresamente que: “a raíz de los argumentos expuestos en los apartados I y II del presente documento, que **se rechace la solicitud presentada por la Empresa de Servicios Públicos de Heredia que se tramita con los expedientes ET-060-2023 para el Sistema de Generación y el ET-061-2023 para el Sistema de Distribución**”.*

Respuesta:

En primer lugar, la Autoridad Reguladora agradece a la CICR el análisis detallado que realizó de la petición de ajuste tarifario presentada por la ESPH para su sistema de distribución, la cual se tramita en el expediente público ET-061-2023. En segundo lugar, en lo que corresponde a las preocupaciones manifestadas por la CICR sobre las inconsistencias de la información, se le indica que de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, durante el análisis por el fondo de toda petición tarifaria, la Intendencia de Energía realiza una valoración rigurosa e integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones que sustentan la pretensión del prestador.

En efecto, se le indica a la CICR que la Intendencia de energía realiza un análisis técnico detallado y riguroso con el propósito de verificar que la propuesta presentada por el prestador se ajuste a lo dispuesto en la metodología tarifaria aplicable; que todos los gastos, costos e inversiones estén asociadas a la prestación del servicio público regulado y debidamente justificadas, y que los costos reconocidos en las tarifas que deben pagar los usuarios de los distintos sectores de consumo (residencial, industrial, comercial y servicios) no sean excesivos o desproporcionados.

Lo anterior adquiere considerando, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 7593, la responsabilidad y obligación que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el principio de servicio al costo, así como armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En este contexto, se indica a la CICR que una vez realizado el análisis técnico, de conformidad con lo dispuesto en el marco legal y regulatorio vigente, la Autoridad Reguladora, por medio de la Intendencia de Energía, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria.

Así las cosas, como consta en el presente informe, en lo que corresponde a las inconsistencias de información referidas por la CICR, los equipos técnicos de la

IE procedieron a aplicar los ajustes requeridos para asegurar la trazabilidad de los gastos, costos e inversiones que se incorporan a la tarifa del sistema de distribución, dada la actualización de costos correspondiente al 2024.

Relacionado con el ajuste ordinario del 2024, la Autoridad Reguladora comparte las preocupaciones de la CICR relacionadas con el impacto que tendría este ajuste sobre la competitividad del sector industrial, aunque resulta evidente que el aumento pretendido impactaría también al resto de los sectores de consumo: residencial, comercial y servicios.

En lo que respecta al impacto que tendría para los usuarios del sistema de distribución de la ESPH, el aumento de la tarifa de su propio sistema de generación; se le indica a la CICR que el reconocimiento de las compras de energía que el sistema de distribución de la ESPH hace a su propio sistema de generación, se realizará según lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC.

En el informe técnico consta el procedimiento seguido para determinar el ajuste porcentual que corresponde aplicar a los usuarios del sistema de distribución de ESPH. Por tanto, a nivel regulatorio, se informa a la CICR que las compras que el sistema de distribución de la ESPH realice a su propio sistema de generación, serán reconocidas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 26 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, dada la obligación que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el principio de servicio al costo y de armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

Finalmente, se le indica al opositor que la parte de la oposición que corresponde al sistema de generación ET-060-2023, será atendida en el informe de generación.

2. Luis Guillermo Hernández Villalobos

Cédula de identidad 4-0113-0944.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (folio 276 al 277).

Notificaciones: correo electrónico: cmontenegro@cicr.com jporras@cicr.com

En primer lugar, la Autoridad Reguladora agradece la participación del señor Luis Guillermo Hernández Villalobos, en representación de vecinos de San Rafael de

Heredia, por el análisis realizado para sustentar la posición presentada en contra de los ajustes que se tramitan bajos los expedientes ET-060-2023 y ET-061-2023.

A continuación el resumen de la oposición presentada por el señor Hernández Villalobos, cuyo detalle consta en los folios del 236 al 237 del ET-060-2023 y del 276 al 277 del ET-061-2023. La oposición presentada refiere a los dos sistemas.

Al respecto se indica que “nos oponemos abierta y rotundamente a la solicitud del aumento tarifario gestionado por la ESPH según Expedientes ET-060-2023 y ET-061-2023 en los que se proponen aumentos escalonados a partir del mes octubre 2023 para un período de cinco años (2022 al 2028)”.

Así las cosas, el oponente presenta información relacionada con el porcentaje de ajuste previsto para cada uno de los períodos y analiza el impacto que tendría para un cliente que consume en promedio 250 kWh, concluyendo que el aumento sería desproporcionado, sin que exista claridad sobre la posibilidad de que la empresa aplique ajustes adicionales en el futuro.

Relacionado con el punto anterior, el oponente hace referencia a una serie de aspectos del contexto socioeconómico, tales como el aumento en el costo de la vida mientras que los salarios permanecen congelados y el nivel de inflación que se refleja en el Índice de Precios al Consumidor (IPC), señalando específicamente que el aumento pretendido por la ESPH es muy superior al nivel de inflación; precisando el su impacto sobre la desigualdad.

Además señalan que se oponen porque la ESPH pretende cargar sobre los usuarios todos los gastos de inversiones y operación de sus actividades, pero sin presentar un plan de austeridad y contención de sus gastos generales, refiriéndose a una serie de medidas sugeridas, tales como la reducción de personal, el congelamiento de plazas, moderar la adquisición de equipos nuevos y reducir o eliminar al máximo los gastos en publicidad, entre otras.

Como parte de su oposición, hace referencia a una certificación expedida por la señora Maritza Mirando Camacho, encargada de la Unidad de Cobros de la Municipalidad de San Rafael de Heredia, por medio de la cual se indica que se mantienen un estado de morosidad y atraso en el pago de algunos tributos e impuestos municipales; señalando el impacto que esta situación tiene en el desarrollo de obras y servicios municipales a favor de los usuarios. También indica que con base en consulta realizada en la página oficial de la ESPH, la empresa “no tiene auditado el Estado Financiero del año 2022.

Por último, hace referencia a la indefensión asociada al limitado tiempo disponible para poder realizar el análisis de la propuesta presentada en Audiencia Pública y el no disponer de información que solicitaron a la ESPH.

Respuesta:

En primer lugar, en lo que respecta al análisis presentado sobre el impacto de los ajustes escalonados solicitados por la ESPH para el período 2023-2028, se le indica que teniendo en consideración el contexto regulatorio, así como el análisis técnico de la documentación e información presentada por la ESPH, la Autoridad Reguladora procedió a ajustar sólo las tarifas para el año 2024.

En segundo lugar, en lo que corresponde a las preocupaciones manifestadas sobre el contexto socioeconómico que enfrenta el país, así como las limitaciones de tiempo para analizar la información presentada por la ESPH, se le informa que la Autoridad Reguladora por medio de la Intendencia de Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, realiza un análisis riguroso e integral de todos los ingresos, gastos, costos e inversiones que sustentan la pretensión del prestador, en este caso de la ESPH.

La Intendencia de energía realiza un análisis técnico detallado con el propósito de verificar que la propuesta presentada por el prestador se ajuste a lo dispuesto en la metodología tarifaria aplicable; que todos los gastos, costos e inversiones estén asociadas a la prestación del servicio público regulado y debidamente justificadas, y que los costos reconocidos en las tarifas que deben pagar los usuarios de los distintos sectores de consumo (residencial, industrial, comercial y servicios) no sean excesivos o desproporcionados.

Lo anterior adquiere especial relevancia durante la tramitación de todos los estudios tarifarios, dada la responsabilidad y obligación que tiene la Autoridad Reguladora de velar por el principio de servicios al costo, así como armonizar intereses entre usuarios, consumidores y prestadores.

En este contexto, se indica al oponente que una vez realizado el análisis regulatorio, de conformidad con lo dispuesto en el marco legal y regulatorio vigente, la Autoridad Reguladora, por medio de la Intendencia de Energía, tiene la potestad de aprobar, modificar o rechazar la petición tarifaria.

En relación a lo manifestado por el oponente, en el sentido de que la empresa no presentó un plan de austeridad y contención del gasto, se le indica que la Autoridad Reguladora, dadas sus competencias como ente regulador, no puede

coadministrar, razón por la cual las decisiones relacionadas con el manejo de los recursos humanos, físicos, financieros y tecnológicos son responsabilidad directa del prestador, en este caso de la ESPH.

No obstante, como se indicó, en el análisis de fondo del estudio tarifario, la Intendencia de Energía realiza una valoración detallada para garantizar la trazabilidad de los gastos, costos e inversiones que se incorporan a las tarifas autorizadas.

Por último, se le indica al oponente que el presente estudio tarifario se tramitó, de acuerdo con lo dispuesto en la metodología, tomando como referencia los Estados Financieros Auditados del año 2022 aportados por la ESPH. Asimismo, se le indica que es responsabilidad del prestador, en lo que corresponda, cumplir con las disposiciones legales en materia tributaria, en este caso las obligaciones municipales referidas por el oponente.

Al respecto, se indica que el señor Luis Guillermo Hernández Villalobos, presenta su oposición en contra de la solicitud de aumento tarifario propuestos por la ESPH tramitados bajo los expedientes ET-070-2021 (Sistema de Generación) y el ET-069-2021 (Sistema de Distribución), por los argumentos que se resumen y analizan a continuación:

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, entre otras cosas, 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 a partir de 1 de enero de 2024, 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 a partir de 1 de enero de 2024, de la siguiente manera:

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2024 al 31/dic/2024	Rige del 1/ene/2025 en adelante.
► Tarifa T-RE: tarifa residencial			
○ demandas inferiores a 10 kW			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-200	cargo fijo	1 378,65	1 359,71
	cada kWh	64,04	63,16
Bloque 201-275	cargo fijo	2 684,73	2 647,85
	cada kWh	68,83	67,89
Bloque 276-360	cargo fijo	3 555,46	3 506,61
	cada kWh	76,25	75,20
Bloque 361-500	cargo fijo	4 706,73	4 642,07
	cada kWh	84,48	83,31
Bloque 501 y más	cargo fijo	8 184,78	8 072,34
	cada kWh	93,59	92,31
○ demandas superiores a 10 kW			
	cargo fijo	8 184,78	8 072,34
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		52,65	51,93
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>		8 548,36	8 430,93
► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria			
Para demandas inferiores a 10 kW			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	cargo fijo	por el bloque	por el bloque
Periodo Punta	cada kWh	123,49	121,79
Periodo Valle	cada kWh	84,84	83,67
Periodo Noche	cada kWh	61,89	61,04
► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago			
Para demandas inferiores a 10 kW			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-200	cargo fijo	1 378,65	1 359,71
	cada kWh	64,04	63,16
Bloque 201-275	cargo fijo	2 684,73	2 647,85
	cada kWh	68,83	67,89
Bloque 276-360	cargo fijo	3 555,46	3 506,61
	cada kWh	76,25	75,20
Bloque 361-500	cargo fijo	4 706,73	4 642,07
	cada kWh	84,48	83,31
Bloque 501 y más	cargo fijo	8 184,78	8 072,34
	cada kWh	93,59	92,31
► Tarifa T-CO: comercios y servicios			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		93,59	92,31
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	157 950,00	155 790,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	52,65	51,93
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	85 483,60	84 309,30
Bloque 11 y más	cada kW	8 548,36	8 430,93
► Tarifa T-IN: tarifa Industrial			
○ Clientes consumo exclusivo de energía			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		93,13	91,85
○ Clientes consumo energía y potencia			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	157 110,00	154 950,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	52,37	51,65
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	85 050,50	83 882,10
Bloque 11 y más	cada kW	8 505,05	8 388,21

Continuación...

► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social				
○ Clientes consumo exclusivo de energía				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh		79,55	78,46
○ Clientes consumo energía y potencia				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo		134 250,00	132 420,00
Bloque 3001 y más	cada kWh		44,75	44,14
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-10	Cargo fijo		72 661,10	71 662,90
Bloque 11 y más	cada kW		7 266,11	7 166,29
► Tarifa T-MT: tarifa media tensión				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	✓	69,97	69,00
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh		66,99	66,06
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	✓	35,65	35,16
Periodo Valle (mínima)	cada kWh		34,13	33,66
Periodo Noche (máxima)	cada kWh		29,04	28,64
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh		27,80	27,42
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW		7 413,83	7 311,98
Periodo Punta (mínimo)	cada kW		7 098,00	7 000,49
Periodo Valle (máxima)	cada kW	✓	5 151,29	5 080,52
Periodo Valle (mínima)	cada kW		4 931,85	4 864,09
Periodo Noche (máxima)	cada kW	✓	3 433,07	3 385,90
Periodo Noche (mínimo)	cada kW		3 286,82	3 241,66
► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kWh		109,04	107,54
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	✓	104,39	102,96
Periodo Valle (máxima)	cada kWh		37,46	36,94
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	✓	35,86	35,37
Periodo Noche (máxima)	cada kWh		24,04	23,71
Periodo Noche (mínima)	cada kWh		23,02	22,70
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta (máxima)	cada kW		3 202,64	3 158,64
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	✓	3 066,21	3 024,08
Periodo Valle (máxima)	cada kW		2 235,73	2 205,02
Periodo Valle (mínima)	cada kW	✓	2 140,49	2 111,09
Periodo Noche (máxima)	cada kW		1 432,69	1 413,01
Periodo Noche (mínima)	cada kW		1 371,66	1 352,82
► Tarifa T-VE: Tarifa en centros de recarga rápida				
Por minuto de recarga	Cada \$/min		150	150
► Tarifa T-BE: Tarifa en centros de recarga en planteles para autobuses eléctricos				
Consumo de Energía	Cada kWh		57,36	57,36
► Tarifa T-TPDx: Tarifa de peaje de distribución				
Por Energía transportada	Cada kWh		0,61	0,61
► Tarifa T-TA: Tarifa de acceso				
	Cada kWh		15,55	15,55
► Tarifa T-TDER: Tarifa de los recursos energéticos distribuidos				
Por kW instalado	Cada kW		217	217
► Tarifa T-TCI: Tarifa para los costos de interconexión				
Etapa 1	Cargo fijo		8 753	8 753
Etapa 2	Cargo fijo		64 701	64 701
Etapa 3	Cargo fijo		74 038	74 038
Etapa 4	Cargo fijo		43 026	43 026

- II. Realizar un estudio de fiscalización donde se lleva a cabo un análisis jurídico de la Ley 8345 y las implicaciones de esta en las finanzas de la ESPH.
- III. Programar una reunión de alto nivel, que contemple la participación de los equipos técnicos, tanto de la IE como de la ESPH, con el propósito de realizar una retroalimentación sobre los principales hallazgos, inconsistencias y diferencias detectados durante la tramitación del presente estudio tarifario y, en este contexto, solicitar a la ESPH un plan de acción con el fin de enfrentar los riesgos regulatorios asociados.
- IV. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “*Considerando II*” de esta resolución, así como agradecer a los participantes de la audiencia pública por sus aportes.
- V. Establecer que los precios rigen a partir del 1 de enero del 2024.

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 incorpora a esta resolución el anexo del informe técnico IN-0235-IE-2023 del 1 de noviembre de 2023, 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 acuerdo con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

Según 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° 470545.—(IN2023823359).

CONTENIDO DE ANEXOS

- Anexo No. 1:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios vigentes 2024
- Anexo No. 2:** Ventas de energía en unidades físicas y monetarias a precios propuestos 2024
- Anexo No. 3:** Estado de resultados con tarifas vigentes 2024
- Anexo No. 4:** Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.
- Anexo No. 5:** Rédito para el desarrollo.
- Anexo No. 6:** Carpeta comprimida con los archivos en Excel que fundamentan los cálculos

ANEXO 1

ESPH: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS
E INGRESOS CON TARIFA VIGENTE (SIN CVC) POR TIPO DE TARIFA.
COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA, 2024.

Tarifa		2024
Residencial I	GWh	250,8
	Millones colones	19 914,4
	¢/KWh	79,4
Industrial I	GWh	49,0
	Millones colones	3 716,3
	¢/KWh	75,8
Comercios y servicios	GWh	185,2
	Millones colones	15 200,6
	¢/KWh	82,1
Preferencial I	GWh	45,5
	Millones colones	2 840,5
	¢/KWh	62,5
Media tensión	GWh	5,8
	Millones colones	383,7
	¢/KWh	66,2
Media tensión B	GWh	98,5
	Millones colones	5 875,7
	¢/KWh	59,6
Alumbrado Público	GWh	7,8
	Millones colones	405,9
	¢/KWh	52,2
Total	GWh	642,7
	Millones colones	48 337,0
	¢/KWh	75,2
Disponibilidad	GWh	681,8
Compras al ICE-Generación	GWh	413,4
	Millones colones *	20 205,8
	¢/KWh	48,9
Compras al ICE-Transmisión	GWh	681,8
	Millones colones *	6 913,1
	¢/KWh	10,14
Compras a ESPH-Generación	GWh **	268,4
	Millones colones	13 143,7
	¢/KWh	49,0

FUENTE: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Notas:

_*/ Incluye el monto de energía y potencia, se emplea la tarifa vigente (sin cvc)

_ **/ La energía se trasiega por las redes de transmisión del ICE y por ello paga peaje.

Información real hasta: Agosto de 2023

ANEXO 2

ESPH: VENTAS REALES Y ESTIMADAS DE ENERGÍA A LOS ABONADOS DIRECTOS
E INGRESOS CON TARIFA PROPUESTA (SIN CVC) POR TIPO DE TARIFA.
COMPRAS Y GENERACIÓN DE ENERGÍA, 2024.

Tarifa		2024
Residencial	GWh	250,8
	Millones colones	20 149,4
	¢/kWh	80,3
Industrial	GWh	49,0
	Millones colones	3 760,1
	¢/kWh	76,7
Comercios y servicios	GWh	185,2
	Millones colones	15 380,0
	¢/kWh	83,0
Preferencial	GWh	45,5
	Millones colones	2 874,0
	¢/kWh	63,2
Media tensión	GWh	5,8
	Millones colones	388,2
	¢/kWh	66,9
Media tensión B	GWh	98,5
	Millones colones	5 945,0
	¢/kWh	60,3
Alumbrado Público	GWh	7,8
	Millones colones	405,9
	¢/kWh	52,2
Total	GWh	642,7
	Millones colones	48 902,6
	¢/kWh	76,1
Disponibilidad	GWh	681,8
Compras a ICE-Generación	GWh	413,4
	Millones colones *	20 205,8
	¢/kWh	48,9
Compras al ICE-Transmisión	GWh	681,8
	Millones colones *	6 913,1
	¢/kWh	10,14
Compras a ESPH-Generación	GWh **	268,4
	Millones colones	13 143,7
	¢/kWh	49,0

FUENTE: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Notas:

_*/ Incluye el monto de energía y potencia, se emplea la tarifa vigente (sin cvc)

_ **/ La energía se trasiega por las redes de transmisión del ICE y por ello paga peaje.

Información real hasta: Agosto de 2023

Anexo No. 3
Estado de resultados con tarifas vigentes 2024
(millones de colones)

Sistema de Distribución		2024			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Δ ABS	Δ %
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	₡48 643,50	₡48 336,98	₡306,52	1%
4.9.	Otros Ingresos	₡891,91	₡830,71	₡61,20	7%
	Liquidación del periodo 2021-2022	₡947,65	-₡663,33	₡1 610,98	170%
	Liquidación del periodo anterior	-₡495,52		-₡495,52	100%
	Total de ingresos regulados	₡49 987,54	₡48 504,35	₡1 483,18	3%
5.	Costos y Gastos				
5.1	Costos y Gastos				
5.2	Compra de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡45 366,72	₡40 262,62	-₡5 104,10	-11%
5.3	Compra de energía y potencia asociado a Alumbrado Público	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
5.4	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3 243,50	₡3 130,70	-₡112,80	-3,48%
5.4.1.07.06.01	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡532,48	₡509,71	-₡22,77	-4,28%
5.4.1.07.07	Canon de regulación	₡49,19	₡62,40	₡13,21	26,85%
5.5	Canon de agua	₡0,00		₡0,00	
5.6	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1 758,08	₡1 719,90	-₡38,18	-2,17%
5.7	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
5.8	Gastos de investigación y desarrollo	₡74,98	₡72,85	-₡2,13	-2,84%
5.9	Gastos complementarios de operación	₡0,00		₡0,00	
5.10	Gastos sociales y ambientales	₡34,38	₡33,74	-₡0,64	-1,85%
5.12	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 866,86	₡1 123,47	-₡743,40	-39,82%
	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡606,40	₡585,01	-₡21,39	-3,53%
	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00			
	Valor agregado	₡325,21	₡306,90	-₡18,31	-5,63%
	Total Costos y Gastos	₡53 857,80	₡47 807,29	-₡6 050,51	-11,23%

Anexo No. 4
Estado de resultados con tarifas propuestas 2024.
(millones de colones)

Sistema de Distribución		2024			
Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	ESPH	ARESEP	Δ ABS	Δ %
4.	Ingresos				
4.1.	Ingresos por Ventas	₡53 681,61	₡48 902,56	₡4 779,04	9%
4.9.	Otros Ingresos	₡891,91	₡830,71	₡61,20	7%
	Liquidación del periodo 2021-2022	₡947,65	-₡663,33	₡284,32	30%
	Liquidación del periodo anterior	-₡495,52		-₡495,52	100%
	Total de ingresos regulados	₡55 025,65	₡49 069,94	₡5 955,71	11%
5. Costos y Gastos					
5.1	Costos y Gastos				
5.2	Compra de energía y potencia asociado al servicio de distribución	₡45 366,72	₡40 262,62	-₡5 104,10	-11%
5.3	Compra de energía y potencia asociado a Alumbrado Público	₡0,00	₡0,00	₡0,00	
5.4	Costos de operación y mantenimiento asociados al servicio	₡3 243,50	₡3 130,70	-₡112,80	-3,48%
5.4.1.07.06.01	Costos comerciales asociados al servicio de distribución	₡532,48	₡509,71	-₡22,77	-4,28%
5.4.1.07.07	Canon de regulación	₡49,19	₡62,40	₡13,21	26,85%
5.5	Canon de agua	₡0,00		₡0,00	
5.6	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de distribución	₡1 758,08	₡1 719,90	-₡38,18	-2,17%
5.7	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	₡0,00		₡0,00	
5.8	Gastos de investigación y desarrollo	₡74,98	₡72,85	-₡2,13	-2,84%
5.9	Gastos complementarios de operación	₡0,00		₡0,00	
5.10	Gastos sociales y ambientales	₡34,38	₡33,74	-₡0,64	-1,85%
5.12	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡1 866,86	₡1 123,47	-₡743,40	-39,82%
5.12	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio	₡606,40	₡585,01	-₡21,39	-3,53%
	Pérdidas por deterioro y desvalorización	₡0,00			
	Valor agregado	₡325,21	₡306,90	-₡18,31	-5,63%
	Total Costos y Gastos	₡53 857,80	₡47 807,29	-₡6 050,51	-11,23%
	Utilidad o pérdida de operación	₡1 167,85	₡1 262,65	-₡94,80	-8%
	AFNOR-PROMEDIO	₡28 558,50	₡28 594,58	₡36,08	0,13%
	CAPITAL DE TRABAJO	₡653,75	1 010,29	₡356,53	54,54%
	BASE TARIFARIA	₡29 212,25	₡29 604,87	₡392,62	1,34%
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	4,00%	4,27%		0,00%

Anexo No. 5
Rédito para el desarrollo.

ESPH-DISTRIBUCIÓN			
ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN MODELOS DE RENTABILIDAD CAPM Y WACC ESTIMACIÓN PUNTUAL			
Donde:			
Ke	=	Costo del capital propio / CAPM	
Ki	=	Tasa libre de riesgo.	2,07%
PR	=	Prima de riesgo	5,21%
Ba	=	Beta apalancada	0,38
		Ke =	4,07%
Rk = Rd (1-ti) [VD/A] + Ke [VCP/A]			
Donde:			
Rk	=	Tasa de rédito para el desarrollo / WACC	
Rd	=	Costo del endeudamiento	8,56%
Ke	=	Costo del capital propio / CAPM	4,07%
			<u>¢ millones</u>
D	=	Valor de la deuda	¢1 209,67
P	=	Valor del capital propio	¢28 047,97
A	=	Valor total de los activos (D + P)	¢29 257,65
			<u>%</u>
			4,13%
			95,87%
			100,00%
		Rk =	4,26%

JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL

INSTITUCIÓN BENEMÉRITA

Comunica al público en general la modificación realizada al artículo 6° Cambio de Premios del procedimiento de la Promoción Quiniela de Invierno 2023, al artículo 7° Cambio de Premios del procedimiento de la Promoción Coleccionable Digital, al artículo 7° Cambio de Premios del procedimiento de la Promoción de Activación de Fracciones, respecto a quienes adquieren sus fracciones de Lotería Popular y Lotería Nacional por medio del sitio www.jpsenlinea.com y activen sus fracciones para participar de estas promociones:

“ (...)

A las personas que adquirieron sus fracciones por medio del canal de distribución www.jpsenlinea.com y resultaron favorecidas de un premio en dinero, se generará el pago automático, acreditándose, el premio correspondiente, en la cuenta IBAN que registraron en www.jpsenlinea.com.

Se aclara que la cuenta IBAN debe corresponder al titular del usuario del sitio www.jpsenlinea.com, en colones y que se encuentre activa; además, que la cuenta debe de estar matriculada antes del sorteo de la promoción, para que el sistema pueda reconocer a tiempo un método de pago para el depósito del premio correspondiente.

Las personas que no registren su cuenta IBAN en dicho canal, no se les acreditará el pago automático de un premio en dinero, en este caso, deberán remitir al correo electrónico jps-p.premios@jps.go.cr desde el correo que registraron en el sitio www.jpsenlinea.com una fotografía de su cuenta IBAN o presentar en la Plataforma de Servicios la constancia de la cuenta IBAN con máximo un mes de emitida por el banco o entidad financiera a nombre del ganador.

Si el ganador del premio solicita el pago en efectivo, corresponde a la Plataforma de Servicios brindar la autorización respectiva, de acuerdo con las disposiciones administrativas vigentes. La solicitud de pago en efectivo no puede ser realizada por un representante del ganador.

Si el sistema determina, al momento de validar el premio, que las fracciones adquiridas en el sitio www.jpsenlinea.com están a nombre de otra persona, no se generará el pago automático a la cuenta IBAN registrada en www.jpsenlinea.com, pues no corresponde a una cuenta bancaria a nombre del ganador. En estos casos, la persona favorecida de un premio en dinero, deberá remitir al correo jps-p.premios@jps.go.cr : 1. Una carta dirigida a la Unidad de Pago de Premios, suscrita por la persona que adquirió las fracciones en www.jpsenlinea.com, debidamente firmada por quien autoriza y el ganador, mediante el uso, ambos, de la firma digital (certificado digital emitido por un organismo a través del cual se valida la propia firma y la identidad del firmante)

y autenticada por un abogado o notario mediante el uso, también, de firma digital; en donde indique, la persona que adquirió las fracciones, que autoriza el pago del premio a la persona favorecida, además de indicar, en dicha carta, que exime de toda responsabilidad presente y

futura a la Junta de Protección Social. 2. La constancia de la cuenta IBAN, con máximo un mes de emitida por el banco o entidad financiera, a nombre del ganador. 3. Copia de los documentos de identificación, de quien autoriza y del ganador, certificados por un abogado o notario.

Si alguno de los firmantes de la carta, no cuenta con firma digital, este documento debe presentarse firmada de manera manuscrita en la Plataforma de Servicios, junto con los documentos indicados anteriormente.

La Junta de Protección Social procederá a validar en los sistemas informáticos la compra de la lotería y confirmar que esta coincida con la lotería activada y con la que resultaron favorecidos, en caso que no coincida no podrá hacerse acreedor del premio. Adicionalmente aplican los demás requisitos de validación indicados en este artículo, excepto la presentación de la lotería.”

Además, en el artículo 3° Mecánica de Participación, de los procedimientos de las promociones indicadas se elimina el siguiente párrafo:

“En el caso de salir favorecido, si se determina al momento de validar el premio que las fracciones adquiridas en el sitio www.jpsenlinea.com están a nombre de otra persona, para entregar el premio correspondiente a la persona favorecida, esta deberá presentar una carta suscrita por la persona que adquirió las fracciones en www.jpsenlinea.com debidamente firmada y autenticada por un abogado o notario, en donde indique, la persona que adquirió las fracciones, que autoriza el pago del premio a la persona favorecida, además de indicar en dicha carta que exime de toda responsabilidad presente y futura a la Junta de Protección Social; además, para realizar dicha carta debe también considerarse lo siguiente: 1. Dirigida Señores Junta Protección Social. 2. Plataforma Servicio al Cliente. 3. La firma de la persona que adquirió las fracciones sea en original. 4. Solo se aceptan documentos originales.”

Gerencia General.—Gabriela Díaz Díaz, Gerente. —1 vez.—O. C. N° 25855.—Solicitud N° 469728.—(IN2023823325).

PLANES DE PREMIOS Y MECÁNICA DE LOS JUEGOS E099, E100, E101, E102 Y E103

Aprobados según acuerdo de Junta Directiva JD-505 correspondiente al Capítulo III), artículo 8) de la sesión extraordinaria 54-2023, celebrada el 05 de octubre de 2023.

JUEGO E099- NÚMEROS DE LA SUERTE

MECÁNICA: Raspe toda el área de juego. Si encuentra 3 (tres) números iguales, gana el premio indicado.

PLAN DE PREMIOS

Cantidad de Premios	Monto
175.000 premios de	₡500
100.000 premios de	₡1.000
20.000 premios de	₡2.000
5.000 premios de	₡5.000
200 premios de	₡10.000
20 premios de	₡50.000
35 premios de	₡100.000
5 premios de	₡1.000.000
2 premios de	₡3.000.000
1 premio de	₡20.000.000
10 premios de	RASPA

JUEGO E100 - ¡UN CAFÉ DIVERTIDO!

MECÁNICA: Raspe toda el área de juego. Si una misma cantidad se repite 3 (tres) veces, gana esa cantidad.

PLAN DE PREMIOS

Cantidad de Premios	Monto
185.000 premios de	₡500
105.000 premios de	₡1.000
20.000 premios de	₡2.000
5.000 premios de	₡5.000
100 premios de	₡10.000
20 premios de	₡50.000

15 premios de	₡100.000
4 premios de	₡1.000.000
1 premio de	₡20.000.000
10 premios de	RASPA

JUEGO E101 - FIESTA

MECÁNICA: Raspe toda el área de juego. Si un mismo número se repite 3 (tres) veces, gana el premio indicado.

PLAN DE PREMIOS

Cantidad de Premios	Monto
175.000 premios de	₡500
108.000 premios de	₡1.000
30.000 premios de	₡2.000
200 premios de	₡10.000
20 premios de	₡50.000
15 premios de	₡100.000
4 premios de	₡1.000.000
3 premios de	₡2.000.000
1 premio de	₡20.000.000
10 premios de	RASPA

JUEGO E102- ¡VIVE LA MÚSICA!

MECÁNICA: Raspe toda el área de juego. Si una misma cantidad se repite 3 (tres) veces, gana esa cantidad.

PLAN DE PREMIOS

Cantidad de Premios	Monto
175.000 premios de	₡500
100.000 premios de	₡1.000
20.000 premios de	₡2.000
5.000 premios de	₡5.000
200 premios de	₡10.000

20 premios de	₡50.000
35 premios de	₡100.000
5 premios de	₡1.000.000
2 premios de	₡3.000.000
1 premio de	₡20.000.000
10 premios de	RASPA

JUEGO E103- PIÑAS AFORTUNADAS

MECÁNICA: Raspe toda el área de juego. Si encuentra 3 (tres) veces el símbolo de una PIÑA, gana el premio indicado.

PLAN DE PREMIOS

Cantidad de Premios	Monto
185.000 premios de	₡500
105.000 premios de	₡1.000
20.000 premios de	₡2.000
5.000 premios de	₡5.000
100 premios de	₡10.000
20 premios de	₡50.000
15 premios de	₡100.000
4 premios de	₡1.000.000
1 premio de	₡20.000.000
10 premios de	RASPA

Gabriela Díaz Díaz, Gerente Gerencia General.—1 vez.—O. C. N° 25854.—Solicitud N° 469726.—(IN2023823342).

Comunica al público en general que, sustentada en la contratación 2023PX-000024-0015600001, con el Sistema Nacional de Radio y Televisión Sociedad Anónima, para Producción y Transmisión del Programa Rueda de la Fortuna y con fundamento en el Reglamento para los sorteos que se realizan en el programa La Rueda de La Fortuna, el próximo sábado 11 de noviembre de 2023, el programa Rueda de La Fortuna se realizará desde el parque del Cantón de Alajuelita, de la provincia de San José, en un horario de 5:30 pm a 6:00 pm.

El sábado 11 de noviembre de 2023, en un horario de 9:00 a.m. a 5:00p.m., se contará con venta de lotería, para participar en el Cilindro Millonario, Dadomanía y girando la Rueda de la Fortuna.

Las personas deben cumplir con los siguientes requisitos:

- ✓ Para participar en el Cilindro Millonario, depositar en un sobre lotería del sorteo ordinario de Lotería Nacional No.4772 como mínimo un entero que puede ser de números y series diferentes que corresponda a un mismo sorteo, y para participar en Dadomanía las personas deben depositar en un sobre, lotería de los sorteos de Lotería Popular No. 6806 y No.6807, como mínimo un entero de Lotería Popular que puede ser de números y series diferentes que correspondan a un mismo sorteo. Los sobres deben depositarse en un buzón que se contará para tal efecto y la lotería puede haber sido comprada a cualquier vendedor de lotería o durante el evento.
- ✓ Para participar girando la Rueda de la Fortuna, depositar en el buzón al menos un boleto de Lotería Instantánea, no premiado y vigente para activación.
- ✓ Debe ser persona física, mayor de 18 años, nacional o extranjero; al reverso de cada fracción o boleto de la lotería debe indicarse lo siguiente: a) El número de cédula de identidad o documento de identificación vigente tal y como aparece en el documento de identidad. En cuanto a cédulas de residencia u otro documento de identificación, debe indicarse igual como aparece en el documento de identidad. b) Nombre completo. c) Número de teléfono.
- ✓ No podrán participar de estos sorteos los funcionarios de la Junta de Protección Social, los miembros de Junta Directiva y los vendedores autorizados de la Junta de Protección Social. Vendedor autorizado de la Junta de Protección Social: Vendedor que se encuentra activo en los sistemas institucionales. (Estado activo, es el estado que indica que un vendedor puede retirar las loterías).
- ✓ Un mismo participante puede ser seleccionado en diferentes juegos para un mismo programa, ya que para cada juego las activaciones corresponden a diferentes productos; es decir, una misma persona puede resultar favorecida para que en un mismo sorteo participe girando La Rueda de la Fortuna y en los juegos Dadomanía y el Cilindro Millonario.

- ✓ La recepción de la lotería se realizará en un horario de 9:00 am a 3:00 pm, posteriormente se elegirán a los ganadores quienes deben cumplir con los requisitos y se estarán contactando vía telefónica, previo al programa, para que se presenten con su cédula de identidad vigente o documento de identidad vigente, para que puedan ejercer la participación. Si, al momento de extraer un sobre, se determina que el participante seleccionado incumple con uno o más requisitos, se procederá a extraer otro sobre, hasta contar con un participante que reúna todos los requisitos que validen su participación. De igual forma, si al momento de llamar al ganador no contesta o indica que no puede presentarse, se procederá a extraer otro sobre, hasta contar con un participante que reúna todos los requisitos que validen su participación.
- ✓ En cuanto al depósito del premio las personas ganadoras, deben presentar La constancia del número de cuenta IBAN (conocida anteriormente como cuenta cliente) con no menos de un mes de emitida por la entidad financiera con la que posea una cuenta bancaria, en caso que no la presenten deben presentarse a la Junta a retirar el premio.
- ✓ En cuanto a las condiciones para los juegos u otros, prevalece lo establecido en el Reglamento.

En cuanto a los participantes que ejercen su participación mediante Raspa Directa, el Departamento de Sorteos cuenta con un listado de personas que validaron su participación y cumplen con los requisitos; por lo cual, se contactará a las dos personas que les corresponde participar en dicha fecha, para validar si están dispuestos a trasladarse al lugar desde donde se transmitirá el programa, bajo sus propios riesgos o recursos, en caso que no lo puedan realizar, según lo establecido en el Reglamento, podrán ejercer su participación vía telefónica.

En el programa del próximo 04 de noviembre de 2023 no se deben realizar las tómbolas electrónicas para seleccionar participantes para el programa del 11 de noviembre de 2023; no obstante, las activaciones se efectuarán y acumularán, para elegir en el programa del 11 de noviembre de 2023 a las personas que, con sus activaciones, participarían en el programa del 18 de noviembre de 2023.

Respecto a la participación de una persona vía telefónica, se realizará de forma habitual como se realiza para cada programa.

Gerencia General.—Gabriela Díaz Díaz, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 25859.—Solicitud N° 470423.—(IN2023823669).

Procedimiento para la entrega de premios especiales, con motivo de la promoción de Cuponera de Lotería Instantánea, con los juegos que se encuentren vigentes en los meses de noviembre y diciembre de 2023.

Artículo 1º- Objeto

El objeto del presente procedimiento es regular los aspectos relacionados para el otorgamiento de premios especiales con motivo de la promoción de Cuponera de Lotería Instantánea con los juegos que se encuentren vigentes en los meses de noviembre y diciembre de 2023, que fue aprobado por la Junta Directiva de la Junta de Protección Social según acuerdo JD-387 correspondiente al Capítulo VI), artículo 8) de la sesión ordinaria 43-2023, celebrada el 31 de julio de 2023, mediante la realización de una cuponera digital con boletos de Lotería Instantánea no premiados, a través del App JPS A SU ALCANCE.

Artículo 2º- Definiciones

Para efectos del presente procedimiento, se utilizarán los siguientes conceptos:

Cuponera de Lotería Instantánea: consiste en una cuponera digital que se encuentra en el App JPS A SU ALCANCE, que consta de 10 casillas.

Junta: Junta de Protección Social

Lotería Instantánea: modalidad de juego conocido como “raspa”, que otorga de manera instantánea, sin que medie realización de un sorteo y mediante la acción de remover, raspar o arrancar la película, capa de látex u otro material que cubre los números o caracteres insertos en ellos, premios en dinero, en especie o premios específicos.

Premios especiales: Consisten en premios en dinero

Participantes: Toda persona física mayor de 18 años, nacional o extranjera, que escanee y complete la cuponera de Lotería Instantánea, que se encuentra en el App JPS A SU ALCANCE, con boletos no premiados de los juegos que se encuentren vigentes en noviembre y diciembre de 2023.

Sorteo: Proceso de selección al azar que determina la combinación ganadora de un premio, realizado y fiscalizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento a la Ley de Loterías, en el Reglamento interno para regular las actividades relacionadas con la realización y la asistencia a la celebración de los sorteos de lotería y a la recepción de excedentes de loterías, así como cualquier otra normativa que se emita al efecto.

Tómbola electrónica: Tómbola generada con las activaciones de boletos no premiados de Lotería Instantánea que realizan los participantes a través del App JPS A SU ALCANCE. Los ganadores se determinan de manera aleatoria a través de un sistema informático.

Vendedor Autorizado de la Junta de Protección Social: son los que se encuentren activos en los sistemas institucionales. (Estado activo, es el estado que indica que un vendedor puede retirar las loterías).

Artículo 3°- Mecánica de participación

La mecánica de participación consiste en que toda persona mayor de 18 años, nacional o extranjera, podrá completar cuponeras digitales de Lotería Instantánea, a partir del lunes 6 de noviembre de 2023 a las 12:00 mediodía y hasta el domingo 31 de diciembre del 2023 a las 6:00 pm, a través del App JPS A SU ALCANCE. La cuponera de Lotería Instantánea consta de 10 casillas, para lo cual, las personas que deseen completar la cuponera digital, deberán comprar boletos de Lotería Instantánea y escanear los boletos no premiados, de los juegos que se encuentren vigentes en los meses de noviembre y diciembre de 2023.

En total, se realizarán dos sorteos mensuales de la cuponera digital de Lotería Instantánea, el primero, entre las personas que completen cuponeras con boletos no premiados de Lotería Instantánea de los juegos que se encuentren vigentes en el mes de noviembre de 2023 y el segundo, entre las personas que completen cuponeras con boletos no premiados de Lotería Instantánea de los juegos que se encuentren vigentes en el mes de diciembre de 2023.

Una persona solo podrá completar un máximo de 20 cuponeras de Lotería Instantánea, para cada sorteo de la promoción. Cada cuponera completa le acreditará una participación.

En el momento que se escanea un boleto no premiado de Lotería Instantánea, y este corresponde a uno de los juegos que se encuentran vigentes, automáticamente se marcará una casilla en la cuponera digital.

Se aclara que, un boleto no premiado de Lotería Instantánea podrá ser escaneado una única vez. Si el participante desea completar otra cuponera de Lotería Instantánea, deberá comprar nuevos boletos de Lotería Instantánea de los juegos que se encuentren vigentes y escanear los boletos no premiados.

No participan de esta promoción los funcionarios de la Junta de Protección Social, los miembros de Junta Directiva ni los vendedores autorizados de la Junta de Protección Social que se encuentren activos en los sistemas institucionales. (Estado activo, es el estado que indica que un vendedor puede retirar las loterías).

Requisitos para activación en el App JPS A SU ALCANCE:

Las personas que nunca hayan activado por la App JPS A SU ALCANCE, deberán:

1. Descargar la aplicación en la tienda PlayStore de Google, Apple Store o App Gallery.
2. Registrarse y completar una única vez el formulario de inscripción.
3. Una vez registrados, nada más con su cédula y contraseña podrán ingresar a la ventana “activación de productos” e ingresar a la ventana “activaciones”.

4. Escanear cada uno de los boletos no premiados de Lotería Instantánea, que desean activar, de los juegos que se encuentren vigentes. Para el escaneo correcto de cada uno de los boletos deben posicionar la cámara en el código de barras que se ubica bajo el área de raspado y que consta de doce dígitos.

Las personas que ya tienen una cuenta en la aplicación JPS A SU ALCANCE deberán ingresar con su cédula y contraseña y acceder a la ventana “activación de productos” e ingresar a la ventana “activaciones” y escanear cada uno de los boletos no premiados de Lotería Instantánea, que desean activar, de los juegos que se encuentren vigentes.

Una persona solo podrá completar un máximo de 20 cuponeras digitales de Lotería Instantánea, con boletos no premiados, para cada sorteo de esta promoción, a su nombre.

Se reitera que un boleto no premiado de Lotería Instantánea solo podrá ser activado una vez durante el período de activaciones.

El participante está en la obligación de registrar información veraz y exacta y es el único responsable de la veracidad y exactitud de los datos que registre para participar.

Se aclara que los boletos no premiados de Lotería Instantánea, activados para el primer sorteo de esta promoción NO podrán activarse para participar en el segundo sorteo de esta promoción.

Activación para el programa Rueda de La Fortuna:

Se aclara que, los boletos de Lotería Instantánea no premiados que se activen para participar de esta promoción pueden ser activados, también, para participar en el programa Rueda de La Fortuna, considerando el participante que para este programa debe activar boletos no premiados de Lotería Instantánea de los juegos que se encuentren vigentes para el programa.

Artículo 4°- Detalle de los premios

Entre todas las personas mayores de 18 años, sean nacionales o extranjeras, que completen al menos una cuponera de Lotería Instantánea y hasta un máximo de 20 cuponeras, para cada sorteo de esta promoción, se otorgará **un total de:**

-  100 premios de ₡500.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos).
-  100 premios de ₡300.000,00 (trescientos mil colones con cero céntimos).
-  100 premios de ₡200.000,00 (doscientos mil colones con cero céntimos).

La mecánica de otorgamiento de los anteriores premios se detalla en el artículo 6 del presente procedimiento.

Artículo 5°- Fecha de inicio y cierre de activaciones para los sorteos de esta promoción.

Los participantes podrán iniciar sus activaciones de boletos no premiados de Lotería Instantánea desde el lunes 6 de noviembre de 2023 a las 12:00 mediodía y hasta el domingo 31 de diciembre de 2023 a las 6:00 pm.

Esta promoción cuenta con dos sorteos mensuales, el primero con las cuponeras de Lotería Instantánea que se hayan completado durante el mes de noviembre de 2023 y el segundo con las cuponeras de Lotería Instantánea que se hayan completado durante el mes de diciembre de 2023.

Para el primer sorteo, el plazo de activaciones para completar cuponeras con boletos no premiados de Lotería Instantánea será del lunes 6 de noviembre a las 12:00md al jueves 30 de noviembre de 2023 a las 6:00pm. Para el segundo sorteo el plazo de activaciones para completar cuponeras con boletos no premiados de Lotería Instantánea será del jueves 30 de noviembre a las 6:01pm al domingo 31 de diciembre a las 6:00pm.

No es permitido para cada sorteo de la promoción que los participantes intenten registrar activaciones de boletos no premiados de Lotería Instantánea de juegos que no se encuentren vigentes.

Artículo 6°- Mecánica para el sorteo.

Para esta promoción se realizarán dos sorteos mensuales de la siguiente manera:

Sorteo N°1 de Cuponeras de Lotería Instantánea

El primer sorteo de esta promoción se realizará el martes 05 de diciembre de 2023, después de las 7:00 am, entre todos los participantes que hayan completado al menos una cuponera digital de Lotería Instantánea con boletos no premiados de los juegos que se encuentren vigentes en el mes de noviembre de 2023.

Para el sorteo de esta promoción se obtendrán a los ganadores en el siguiente orden:

-  50 ganadores de un premio de ₡500.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos).
-  50 ganadores de un premio de ₡300.000,00 (trescientos mil colones con cero céntimos).
-  50 ganadores de un premio de ₡200.000,00 (doscientos mil colones con cero céntimos).

Sorteo N°2 de Cuponeras de Lotería Instantánea

El segundo sorteo de esta promoción se realizará el viernes 05 de enero de 2024, después de las 7:00 am, entre todos los participantes que hayan completado al menos una cuponera digital de Lotería Instantánea con boletos no premiados de los juegos que se encuentren vigentes en el mes de diciembre de 2023.

Para el sorteo de esta promoción se obtendrán a los ganadores en el siguiente orden:

-  50 ganadores de un premio de \$500.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos).
-  50 ganadores de un premio de \$300.000,00 (trescientos mil colones con cero céntimos).
-  50 ganadores de un premio de \$200.000,00 (doscientos mil colones con cero céntimos).

No es permitido que una misma persona salga favorecida más de una vez en un mismo sorteo de esta promoción.

Se aclara que una misma persona que salga favorecida en el sorteo N°1, podrá volver a salir favorecida en el sorteo N°2 de esta promoción.

Los ganadores de este sorteo se darán a conocer en el sitio oficial de la Junta en la red social de Facebook “Junta de Protección Social (oficial)” y en la página web www.jps.go.cr.

El sorteo será debidamente fiscalizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento a la Ley de Loterías, en el Reglamento interno para regular las actividades relacionadas con la realización y la asistencia a la celebración de los sorteos de lotería y a la recepción de excedentes de loterías, así como cualquier otra normativa que se emita al efecto.

Artículo 7°- Cambio de Premios

Los ganadores de los premios deberán presentarse en la Plataforma de Servicios en las Oficinas Centrales de la Junta de Protección Social, para validar el premio correspondiente, a partir del primer día hábil siguiente a la realización de cada sorteo de la promoción y en un horario de lunes a viernes de 7:30 am a 3:00 pm., para lo cual, se sugiere a los ganadores que previo a presentarse a reclamar el premio correspondiente consulten vía telefónica el dato de los boletos de Lotería Instantánea con las que resultaron ganadores, comunicándose a las siguientes líneas: 4052-2121, 2522-2022, 2522-2111, 2522-2010, 2522-2009, 2522-2261, 2522-2260, 2522-2262, puesto que deberán presentar los boletos de Lotería Instantánea con los que resultaron favorecidos.

Requisitos para presentar en la Plataforma de Servicios:

Los ganadores de los premios deberán presentarse en la Plataforma de Servicios en las Oficinas Centrales de la Junta de Protección Social, para validar el premio correspondiente a partir del primer día hábil siguiente a la realización de cada sorteo de esta promoción y en un horario de lunes a viernes de 7:30 am a 3:00 pm., los cuales deberán presentar:

- Los boletos de Lotería Instantánea, mismos que deben traer en perfecto estado y sin alteraciones. La cual deben presentar debidamente firmados en el reverso de cada boleto e indicar el número de cédula. La firma tiene que corresponder a la firma del documento de identidad.

- El documento de identidad vigente y en buen estado de conservación.
- Una constancia de la cuenta IBAN. En todos los casos, la cuenta bancaria debe estar activa, en colones y a nombre de la persona física ganadora. No se permiten cuentas bancarias a nombre de personas jurídicas ni en entidades bancarias o financieras extranjeras.

En caso que algún boleto de Lotería Instantánea, con el que completaron su cuponera digital y que forma parte de los boletos con los cuales resultaron ganadores en cada sorteo de esta promoción, haya sido presentado a la Junta para validar algún premio obtenido en el programa Rueda de La Fortuna y por ende se encuentra en la Junta, para poder reclamar uno de los premios obtenidos en esta promoción deberá, el ganador del premio correspondiente, realizar las gestiones que correspondan ante la Unidad de Pago de Premios de la Junta, pudiendo realizar la gestión de manera presencial, o bien, comunicándose a las siguientes líneas de la Unidad de Pago de Premios: 2522-2135 o 2522-2136 y seguir las indicaciones que dicha unidad administrativa determine para la correcta verificación de que el boleto validado para el pago de un premio del programa Rueda de La Fortuna, fue adquirido por el ganador de esta promoción. Esto por cuanto, como se mencionó, deben presentar los boletos de Lotería Instantánea con los que resultaron favorecidos en esta promoción.

El proceso de validación se realizará únicamente los días hábiles.

La Plataforma de Servicios determinará en cuáles casos podrá otorgar el premio en efectivo, o según lo requiera el cliente, en transferencia u orden de pago.

Si algún ganador no posee cuenta bancaria deberá aperturar una en la entidad bancaria de su preferencia, o bien, será la Plataforma de Servicios quien decidirá si realiza el pago en efectivo o no.

El proceso de validación consiste en la verificación de los documentos y que los boletos de Lotería Instantánea sean válidos, es decir, que cumpla con las características de un boleto original.

No se otorgará el premio, sin excepción, cuando se presente una de las siguientes condiciones:

- El número de cédula de identidad o documento de identidad que se registró en el sistema no se encuentre vigente.
- El número de cédula de identidad o documento de identidad que se registró en el sistema no coincide con la cédula de identidad vigente u otro documento de identidad vigente presentado.
- Los boletos de Lotería Instantánea no sean originales. O si presentan roturas o alteraciones que hagan dudar su legitimidad.
- Cada uno de los boletos de Lotería Instantánea que no se presenten debidamente firmados en el reverso y con la indicación del número de cédula.

- La información de los boletos de Lotería Instantánea y con los cuales resultaron favorecidos no coincide con la información de los boletos presentados en físico.

En caso de que algún ganador no pueda presentarse a validar y retirar su premio, correspondiente a dinero, podrá autorizar a un representante, mediante una carta debidamente firmada, con la indicación del nombre completo tal como aparece en la cédula y el número de cédula o documento de identidad de la persona autorizada; además, para realizar dicha carta debe también considerarse lo siguiente: 1. Dirigida Señores Junta Protección Social. 2. Plataforma Servicio al Cliente. 3. La firma del ganador del premio sea en original. 4. Solo se aceptan documentos originales.

El premio siempre se pagará a una cuenta bancaria a nombre del ganador, por lo cual deberá presentar también la constancia de la cuenta IBAN con máximo un mes de emitida por el banco o entidad, a nombre del ganador.

Se aclara que, en el caso que para el reclamo de un premio de dinero medie la figura del representante, este se pagará únicamente por transferencia electrónica a la cuenta bancaria del ganador, sin excepción.

No se permite el depósito del dinero en otra cuenta bancaria que no sea la del ganador.

Artículo 8°- Caducidad

Los premios especiales correspondientes a dinero, que obtengan los ganadores en esta promoción, podrán ser reclamados a partir del primer día hábil siguiente a la realización de cada sorteo de la promoción y dentro del período de caducidad de 60 días naturales, establecido en el artículo 18 de la Ley No. 8718.

Artículo 9°- Presupuesto de los premios

El presupuesto para el otorgamiento de estos premios especiales, se tomará del Fondo para Premios Extra de la Junta de Protección Social. En caso que algún ganador no reclame el premio o el mismo no pueda ser entregado por el incumplimiento de algún requisito, transcurrido el período de caducidad indicado en el artículo N°8 de este procedimiento, el monto del premio pasará a formar nuevamente parte del Fondo para Premios Extra para fortalecer una futura campaña de premios extra.

Artículo 10° - Aceptación

Todas las personas que participen en las activaciones se adhieren a las condiciones establecidas en el presente procedimiento y por su objeto no requiere del control previo establecido en los artículos 13 y 13 bis del Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos, Decreto Ejecutivo No. 37045- MP-MEIC.

Artículo 11° - Vigencia

Este procedimiento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta y será aplicable a partir del lunes 6 de noviembre de 2023 y hasta el viernes 05 de enero de 2024, inclusive. La Junta por razones de interés público se reserva el derecho de retirar del mercado esta promoción, lo cual comunicará con la debida antelación de conformidad con la ley.

Gerencia General.—Gabriela Díaz Díaz, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 25857.—Solicitud N° 470405.—(IN2023823673).

Procedimiento para la entrega de premios especiales, con motivo de la promoción de Dadomanía de los sorteos de Lotería Nacional y Lotería Popular de noviembre y diciembre 2023

Artículo 1°- Objeto

El objeto del presente procedimiento es regular los aspectos relacionados para el otorgamiento de premios especiales con motivo de la promoción de Dadomanía de los sorteos de Lotería Nacional y Lotería Popular de noviembre y diciembre 2023, que fue aprobado por la Junta Directiva de la Junta de Protección Social según acuerdo JD-387 correspondiente al Capítulo VI), artículo 8) de la sesión ordinaria 43-2023, celebrada el 31 de julio de 2023, mediante la activación de fracciones a través de la App JPS A SU ALCANCE.

Artículo 2°- Definiciones

Para efectos del presente procedimiento, se utilizarán los siguientes conceptos:

Junta: Junta de Protección Social

Premios especiales: Consisten en premios en dinero y enteros de lotería del Sorteo Extraordinario de Navidad N°4778.

Participantes: Toda persona física mayor de 18 años, nacional o extranjera, que escanee al menos 5 fracciones de un mismo sorteo de Lotería Nacional o Lotería Popular de noviembre y diciembre 2023 y del Sorteo Gordo Navideño 2023, con lo cual podrá acceder a jugar Dadomanía y así obtener un puntaje de participación para el sorteo, dicha mecánica promocional se encontrará en la App JPS A SU ALCANCE

Dadomanía: Es un juego digital que se encuentra en el App JPS A SU ALCANCE y consiste en lanzar un dado de 6 dígitos (1 al 6), el puntaje obtenido en cada tiro irá sumando a un marcador total, el objetivo del juego es intentar completar el puntaje 21 para participar en el sorteo del Premio Mayor u otro puntaje del 17 al 20 para participar por otros premios.

Sorteo: Proceso de selección al azar que determina la combinación ganadora de un premio, realizado y fiscalizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento a la Ley de Loterías, en el Reglamento interno para regular las actividades relacionadas con la realización y la asistencia a la celebración de los sorteos de lotería y a la recepción de excedentes de loterías, así como cualquier otra normativa que se emita al efecto.

Tómbola electrónica: Tómbola generada con las activaciones que realizan los participantes a través de la App JPS A SU ALCANCE. Los ganadores se determinan de manera aleatoria a través de un sistema informático.

Vendedor Autorizado de la Junta de Protección Social: son los que se encuentren activos en los sistemas institucionales. (Estado activo, es el estado que indica que un vendedor puede retirar las loterías).

Artículo 3°- Mecánica de participación

La mecánica de participación consiste en que toda persona mayor de 18 años, nacional o extranjera, podrá jugar Dadomanía a partir del lunes 06 de noviembre de 2023 a las 12:00 medio día y hasta el martes 05 de diciembre de 2023 a las 6:00 pm, a través de la App JPS A SU ALCANCE. Para poder jugar Dadomanía el participante debe activar al menos 5 fracciones de un mismo sorteo de Lotería Nacional o Lotería Popular de noviembre y diciembre de 2023, o bien, fracciones del Sorteo Extraordinario de Navidad N°4778. El juego consiste en lanzar un dado digital las veces que sean necesarias para intentar completar el puntaje 21 para participar en el sorteo del Premio Mayor u otro puntaje del 17 al 20 para participar por otros premios. La cantidad de tiros de dado realizados será la cantidad de participaciones que obtendrá el participante para el sorteo. Los participantes que superen el puntaje 21 participarán por premios de consolación que serán enteros de lotería del Sorteo Extraordinario de Navidad N°4778.

El juego tendrá la opción de terminar la participación cuando la persona participante así lo decida, de manera que, el puntaje final será el total del momento de dar terminar.

A continuación, se presenta una tabla con el detalle de los números de sorteos de Lotería Nacional y Lotería Popular, participantes para esta promoción:

Cuadro N°1

Sorteos participantes Promoción Dadomanía		
Promoción	Lotería Nacional	Lotería Popular
Noviembre	4772	6805
	4773	6806
	4774	6807
	4775	6808
		6809
		6810
		6811
		6812
Diciembre	4776	6813
	4778	

Una persona solo podrá activar un máximo de 200 fracciones de cada sorteo de Lotería Nacional y Lotería Popular, para esta promoción. Por cada 5 fracciones activadas los participantes obtendrán una participación para el sorteo de la promoción. El juego generará participaciones para distintas modalidades de premiaciones, de manera independiente, lo cual, dependerá del puntaje con el que finalice el participante en cada ocasión que participe, por lo tanto, un participante puede obtener varias participaciones para una misma categoría de premios.

A continuación, se detallan las diferentes categorías de premios y los puntajes de dado a los que están asociados:

Cuadro N°2

Promoción Dadomanía Plan de Premios			
Puntaje Dados	Premio	Detalle	Cantidad
21	10,000,000.00	Premio Efectivo	1
20	2,000,000.00	Premios en efectivo	50
19	1,000,000.00	Premios en efectivo	100
18	500,000.00	Premios en efectivo	100
17	300,000.00	Premios en efectivo	100
Cualquier otro puntaje	70,400.00	Enteros del Gordo	100
TOTAL			451

Se aclara que, una fracción podrá ser escaneada una única vez para esta promoción.

No participan de esta promoción los funcionarios de la Junta de Protección Social, los miembros de Junta Directiva ni los vendedores autorizados de la Junta de Protección Social que se encuentren activos en los sistemas institucionales. (Estado activo, es el estado que indica que un vendedor puede retirar las loterías).

Las personas, que adquieran sus fracciones por medio del canal de distribución www.jpsenlinea.com también participarán de esta promoción, para lo cual deberán escanear el código datamatrix de cada fracción directamente desde la pantalla de su computadora, o bien, imprimir el comprobante de la compra y escanear cada una de las fracciones, de igual forma, posicionando la cámara en cada uno de los códigos de las fracciones adquiridas.

Las personas que accedan al canal de distribución, desde un teléfono celular para realizar su compra y a su vez deseen escanear sus fracciones en la App JPS A SU ALCANCE, podrán desde otro teléfono celular abrir la app y escanear cada uno de los códigos de sus fracciones adquiridas, desde la pantalla del teléfono celular por medio del cual realizó la compra.

Las personas que adquieran sus fracciones por medio del canal de distribución www.jpsenlinea.com deberán realizar sus activaciones en el App JPS A SU ALCANCE a su nombre.

Requisitos para activación en la App JPS A SU ALCANCE:

Las personas que nunca hayan activado por la App JPS A SU ALCANCE, deberán:

1. Descargar la aplicación en la tienda PlayStore de Google, Apple Store o App Gallery.
2. Registrarse y completar una única vez el formulario de inscripción.

3. Una vez registrados, nada más con su cédula y contraseña podrán ingresar a la ventana “activación de productos” e ingresar a la ventana “activaciones”.

4. Escanear (fracción por fracción) la lotería que desean activar de los sorteos indicados en el artículo 3 de este procedimiento. Para el escaneo correcto de cada una de las fracciones deben posicionar la cámara en el código datamatrix que se ubica en el centro de la fracción.

Las personas que ya tienen una cuenta en la aplicación JPS A SU ALCANCE deberán ingresar con su cédula y contraseña y acceder a la ventana “activación de productos” e ingresar a la ventana “activaciones” y escanear (fracción por fracción) la lotería que desean activar correspondiente a los sorteos indicados en el artículo 3 de este procedimiento.

Una persona solo podrá realizar la activación de un máximo de 200 fracciones de cada sorteo participante de esta promoción, a su nombre.

Se reitera que una fracción solo podrá ser activada una vez durante el período de activaciones.

El participante está en la obligación de registrar información veraz y exacta y es el único responsable de la veracidad y exactitud de los datos que registre para participar.

Se aclara que las fracciones activadas para esta promoción NO podrán activarse para participar en cualquier otra promoción que se encuentre vigente, y viceversa; incluyendo las activaciones que las personas realicen para la promoción de la Quiniela de Invierno 2023, tampoco podrán activarse para esta promoción.

Activación para el programa Rueda de La Fortuna:

Se aclara que la lotería que se active para participar de esta promoción puede ser activada, además, para participar en el juego Cilindro Millonario y Dadomanía del programa Rueda de La Fortuna. Considerando el participante que para este programa debe activar enteros de lotería de los sorteos que se encuentren vigentes para el programa.

Artículo 4°- Detalle de los premios

Entre todas las personas mayores de 18 años, sean nacionales o extranjeras, que obtengan al menos una participación jugando Dadomanía con las fracciones de los sorteos de Lotería Nacional y Lotería Popular de noviembre y diciembre de 2023 y el Sorteo Extraordinario de Navidad N°4778, se otorgarán, para esta promoción, **un total de:**

-  1 premio de ₡10.000.000,00 (diez millones de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 21 en el juego Dadomanía.
-  50 premios de ₡2.000.000,00 (dos millones de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 20 en el juego Dadomanía.
-  100 premios de ₡1.000.000,00 (un millón de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 19 en el juego Dadomanía.
-  100 premios de ₡500.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 18 en el juego Dadomanía.

- 100 premios de ₡300.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 17 en el juego Dadomanía.
- 100 premios de consolación de Enteros del Gordo Navideño entre las personas que obtengan participaciones con un puntaje inferior a 17 o superior a 21 en el juego Dadomanía.

La mecánica de otorgamiento de los anteriores premios se detalla en el artículo 6 del presente procedimiento.

Artículo 5°- Fecha de inicio y cierre de activaciones para los sorteos de esta promoción.

Los participantes podrán iniciar sus activaciones desde el lunes 06 de noviembre de 2023 a las 12:00 medio día y hasta el martes 05 de diciembre de 2023 a las 6:00 pm.

El sorteo de esta promoción se realizará el miércoles 06 de diciembre de 2023.

No es permitido, para este sorteo de la promoción, que los participantes intenten registrar activaciones de sorteos de Lotería Popular y Lotería Nacional que no correspondan a los indicados en el artículo 3°.

Artículo 6°- Mecánica para el sorteo.

Para esta promoción se realizará un sorteo de la siguiente manera:

El sorteo de esta promoción se realizará el miércoles 06 de diciembre de 2023, la hora del sorteo podrá ser a partir de las 7:00 am, entre todos los participantes que hayan obtenido al menos 1 participación jugando Dadomanía en la App JPS A su Alcance, activando fracciones de los sorteos detallados en el artículo 3° de este procedimiento.

Para el sorteo de esta promoción se obtendrán a los ganadores en el siguiente orden:

- 1 premio de ₡10.000.000,00 (diez millones de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 21 en el juego Dadomanía.
- 50 premios de ₡2.000.000,00 (dos millones de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 20 en el juego Dadomanía.
- 100 premios de ₡1.000.000,00 (un millón de colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 19 en el juego Dadomanía.
- 100 premios de ₡500.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 18 en el juego Dadomanía.
- 100 premios de ₡300.000,00 (quinientos mil colones con cero céntimos) entre las personas que obtengan participaciones con el puntaje 17 en el juego Dadomanía.
- 100 premios de consolación de Enteros del Gordo Navideño entre las personas que obtengan participaciones con un puntaje inferior a 17 o superior a 21 en el juego Dadomanía.

No es permitido que una misma persona salga favorecida más de una vez en un mismo sorteo de esta promoción.

Los ganadores de este sorteo se darán a conocer en el sitio oficial de la Junta en la red social de Facebook “Junta de Protección Social (oficial)”, en la página web www.jps.go.cr.

El sorteo será debidamente fiscalizado de acuerdo con lo establecido en el Reglamento a la Ley de Loterías, en el Reglamento interno para regular las actividades relacionadas con la realización y la asistencia a la celebración de los sorteos de lotería y a la recepción de excedentes de loterías, así como cualquier otra normativa que se emita al efecto.

Artículo 7º- Cambio de Premios

Los ganadores de los premios deberán presentarse en la Plataforma de Servicios en las Oficinas Centrales de la Junta de Protección Social, para validar el premio correspondiente a partir del primer día hábil siguiente a la realización del sorteo de la promoción y en un horario de lunes a viernes de 7:30 am a 3:00 pm., para lo cual se sugiere a los ganadores que previo a presentarse a reclamar el premio correspondiente consulten vía telefónica el dato de las fracciones con las que resultaron ganadores, comunicándose a las siguientes líneas: 4052-2121, 2522-2022, 2522-2111, 2522-2010, 2522-2009, 2522-2261, 2522-2260, 2522-2262, puesto que deberán presentar la lotería con la que resultaron favorecidos.

Requisitos para presentar en la Plataforma de Servicios:

Los ganadores de los premios deberán presentarse en la Plataforma de Servicios en las Oficinas Centrales de la Junta de Protección Social, para validar el premio correspondiente a partir del primer día hábil siguiente a la realización del sorteo de esta promoción y en un horario de lunes a viernes de 7:30 am a 3:00 pm., los cuales deberán presentar:

- La lotería física, misma que deben traer en perfecto estado y sin alteraciones. La cual deben presentar debidamente firmada en el reverso e indicar el número de cédula. La firma tiene que corresponder a la firma del documento de identidad. En el caso de la lotería física se debe firmar e indicar el número de cédula en cada una de las fracciones.
- El documento de identidad vigente y en buen estado de conservación.
- Una constancia de la cuenta IBAN. En todos los casos, la cuenta bancaria debe estar activa, en colones y a nombre de la persona física ganadora. No se permiten cuentas bancarias a nombre de personas jurídicas ni en entidades bancarias o financieras extranjeras.

En caso que la lotería activada y con la cual resultaron ganadores en el sorteo de esta promoción haya sido cambiada, producto de algún premio obtenido en los sorteos de Lotería Nacional y Lotería Popular, para poder reclamar uno de los premios obtenidos en esta promoción, deberá el ganador del premio correspondiente realizar las gestiones que correspondan ante la Unidad de Pago de Premios de la Junta, pudiendo realizar la gestión de manera presencial o bien comunicándose a las siguientes líneas de la Unidad de Pago de Premios: 2522-2135 o 2522-2136 y seguir las indicaciones que dicha unidad administrativa determine para la correcta verificación de que la lotería cambiada fue adquirida por el ganador de esta promoción. Esto por cuanto, como se mencionó, deben presentar la lotería

con la que resultaron favorecidos en esta promoción. O bien, presentar el vóucher de pago de algún premio en el cual se indique el detalle de la lotería, por lo que se insta a los participantes de esta promoción a que en caso de que obtengan algún premio de los sorteos indicados en el artículo 3 de este procedimiento, realizar el cambio del mismo en las oficinas centrales de la Junta o a través de sus socios comerciales y solicitarle a la persona que les atiende el respectivo vóucher en el que conste el detalle de la lotería.

El proceso de validación se realizará únicamente los días hábiles.

La Plataforma de Servicios determinará en cuáles casos podrá otorgar el premio en efectivo, o según lo requiera el cliente, en transferencia u orden de pago.

Si algún ganador no posee cuenta bancaria deberá aperturar una en la entidad bancaria de su preferencia, o bien, será la Plataforma de Servicios quien decidirá si realiza el pago en efectivo o no.

El proceso de validación consiste en la verificación de los documentos y que la lotería sea válida, es decir, que cumpla con las medidas de seguridad (papel de seguridad, marca de agua, tinta invisible y tinta termo cromática).

No se otorgará el premio, sin excepción, cuando se presente una de las siguientes condiciones:

- El número de cédula de identidad o documento de identidad que se registró en el sistema no se encuentre vigente.
- El número de cédula de identidad o documento de identidad que se registró en el sistema no coincide con la cédula de identidad vigente u otro documento de identidad vigente presentado.
- La lotería no cuente con las medidas de seguridad señaladas. O si presenta roturas o alteraciones que hagan dudar su legitimidad.
- La lotería no se presente debidamente firmada en el reverso y con la indicación del número de cédula, en cada una de las fracciones.
- La información de la lotería activada y con la cual resultaron favorecidos no coincide con la información de la lotería presentada en físico.

En caso de que, algún ganador no pueda presentarse a validar y retirar su premio correspondiente a dinero, podrá autorizar a un representante, mediante una carta debidamente firmada, con la indicación del nombre completo tal como aparece en la cédula y el número de cédula o documento de identidad de la persona autorizada, además, para realizar dicha carta debe también considerarse lo siguiente: 1. Dirigida Señores Junta Protección Social. 2. Plataforma Servicio al Cliente. 3. La firma de la persona que adquirió las fracciones sea en original. 4. Solo se aceptan documentos originales.

El premio siempre se pagará a una cuenta bancaria a nombre del ganador, por lo cual deberá presentar también la constancia de la cuenta IBAN con máximo un mes de emitida por el banco o entidad a nombre del ganador.

Se aclara que, en el caso que para el reclamo de un premio de dinero medie la figura del representante, este se pagará únicamente por transferencia electrónica a la cuenta bancaria del ganador, sin excepción.

No se permite el depósito del dinero en otra cuenta bancaria que no sea la del ganador.

A las personas que adquirieron sus fracciones por medio del canal de distribución www.jpsenlinea.com y resultaron favorecidas de un premio en dinero, se generará el pago automático, acreditándose, el premio correspondiente, en la cuenta IBAN que registraron en www.jpsenlinea.com.

Se aclara que la cuenta IBAN debe corresponder al titular del usuario del sitio www.jpsenlinea.com, en colones y que se encuentre activa; además, que la cuenta debe de estar matriculada antes del sorteo de la promoción, para que el sistema pueda reconocer a tiempo un método de pago para el depósito del premio correspondiente.

Las personas que no registren su cuenta IBAN en dicho canal, no se les acreditará el pago automático de un premio en dinero, en este caso, deberán remitir al correo electrónico jps-p.premios@jps.go.cr desde el correo que registraron en el sitio www.jpsenlinea.com una fotografía de su cuenta IBAN o presentar en la Plataforma de Servicios la constancia de la cuenta IBAN con máximo un mes de emitida por el banco o entidad financiera a nombre del ganador.

Si el ganador del premio solicita el pago en efectivo, corresponde a la Plataforma de Servicios brindar la autorización respectiva, de acuerdo con las disposiciones administrativas vigentes. La solicitud de pago en efectivo no puede ser realizada por un representante del ganador.

Si el sistema determina, al momento de validar el premio, que las fracciones adquiridas en el sitio www.jpsenlinea.com están a nombre de otra persona, no se generará el pago automático a la cuenta IBAN registrada en www.jpsenlinea.com, pues no corresponde a una cuenta bancaria a nombre del ganador. En estos casos, la persona favorecida de un premio en dinero, deberá remitir al correo jps-p.premios@jps.go.cr : 1. Una carta dirigida a la Unidad de Pago de Premios, suscrita por la persona que adquirió las fracciones en www.jpsenlinea.com, debidamente firmada por quien autoriza y el ganador, mediante el uso, ambos, de la firma digital (certificado digital emitido por un organismo a través del cual se valida la propia firma y la identidad del firmante) y autenticada por un abogado o notario mediante el uso, también, de firma digital; en donde indique, la persona que adquirió las fracciones, que autoriza el pago del premio a la persona favorecida, además de indicar, en dicha carta, que exime de toda responsabilidad presente y futura a la Junta de Protección Social. 2. La constancia de la cuenta IBAN, con máximo un mes de emitida por el banco o entidad financiera, a nombre del ganador. 3. Copia de los documentos de identificación, de quien autoriza y del ganador, certificados por un abogado o notario.

Si alguno de los firmantes de la carta, no cuenta con firma digital, este documento debe presentarse firmada de manera manuscrita en la Plataforma de Servicios, junto con los documentos indicados anteriormente.

La Junta de Protección Social procederá a validar en los sistemas informáticos la compra de la lotería y confirmar que esta coincida con la lotería activada y con la que resultaron favorecidos, en caso que no coincida no podrá hacerse acreedor del premio. Adicionalmente aplican los demás requisitos de validación indicados en este artículo, excepto la presentación de la lotería.

Artículo 8°- Caducidad

Los premios especiales correspondientes a dinero que obtengan los ganadores en esta promoción podrán ser reclamados a partir del primer día hábil siguiente a la realización de cada sorteo de la promoción y dentro del período de caducidad de 60 días naturales, establecido en el artículo 18 de la Ley No. 8718.

Artículo 9°- Presupuesto de los premios

El presupuesto para el otorgamiento de estos premios especiales, se tomará del Fondo para Premios Extra de la Junta de Protección Social. En caso que algún ganador no reclame el premio o el mismo no pueda ser entregado por el incumplimiento de algún requisito, transcurrido el período de caducidad indicado en el artículo N°8 de este procedimiento, el monto del premio pasará a formar nuevamente parte del Fondo para Premios Extra para fortalecer una futura campaña de premios extra.

Artículo 10° - Aceptación

Todas las personas que participen en las activaciones se adhieren a las condiciones establecidas en el presente procedimiento y por su objeto no requiere del control previo establecido en los artículos 13 y 13 bis del Reglamento a la Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos, Decreto Ejecutivo No. 37045- MP-MEIC.

Artículo 11° - Vigencia

Este procedimiento rige a partir de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta y será aplicable a partir del lunes 06 de noviembre de 2023 y hasta el miércoles 06 de diciembre de 2023, inclusive. La Junta por razones de interés público se reserva el derecho de retirar del mercado esta promoción, lo cual comunicará con la debida antelación de conformidad con la ley.

Gerencia General.—Gabriela Díaz Díaz, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 25858.—Solicitud N° 470406.—(IN2023823675).

NOTIFICACIONES

HACIENDA

SERVICIO NACIONAL DE ADUANAS

RES-APC-G-1497-2021

Aduana Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las diez horas con cincuenta y ocho minutos del día diecisiete de setiembre de dos mil veintiuno. Procede a dar inicio procedimiento administrativo sancionatorio tendiente a la investigación de la presunta comisión de una infracción tributaria aduanera de conformidad con el artículo 242 bis de la Ley General de Aduanas, contra el señor Héctor Roque Sanchez, nacional de Panamá con documento de identidad de su país N° 4-753-1690. (Expediente APC-DN-0160-2014)

RESULTANDO

I. Mediante acta de decomiso N° 2738 del 19/02/2014, la Policía de Control Fiscal del Ministerio de Hacienda, pone en conocimiento a la Aduana Paso Canoas, del decomiso, preventivo, ejecutado al señor Héctor Roque Sanchez, nacional de Panamá con documento de identidad de su país N° 4-753-1690, de la siguiente mercancía: 31 pares de zapatos tipo tenis, marca Nike y 02 pares de zapato tipo tacos, marca Nike. Por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, el respectivo pago de impuestos o su compra en Costa Rica mediante factura autorizada. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, frente a la oficina de Correos de Costa Rica, Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. (Folios 8 y 9)

II. Con Resolución RES-APC-DN-253-2014 de 02/06/2014, la Aduana de Paso Canoas, vista la gestión N° 1322 presentada el 09/05/2014 por el señor Roque Sanchez, en donde solicita se le autorice el pago de los impuestos de la mercancía decomisada mediante el acta N° 2738 del 19/02/2014, resuelve acoger su solicitud y autorizar al señor Roque Sanchez para que por medio de una agencia de aduanas de su elección proceda al pago de los impuestos. (Folios 15 y 28 al 33)

III. Con declaración aduanera de importación N° 007-2014-016161 del 24/07/2014, tramitado por la Agencia de Aduanas Logos, S.A., importador Héctor Roque Sanchez, nacional de Panamá con documento de identidad de su país N° 4-753-1690, se nacionalizan la mercancía descrita en el Resultando Primero. Con un valor en aduanas de **\$732.00** (setecientos treinta y dos dólares), pagando un total de tributos de ¢126.338.39. (Folio 38)

IV. En el presente caso se han respetado los términos y prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

I. **Sobre la competencia del Gerente y el Subgerente para la emisión de actos administrativos.** Que de acuerdo con los artículos 6, 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA), 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 13, 24 de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA) y los artículos 34 y 35 del Reglamento a la Ley General de Aduanas (en adelante RLGA), se encuentra la estructura para el servicio nacional de aduanas, así como la competencia de la Gerencia y Sugerencia en las Aduanas, normativa que indica que las aduanas son las unidades técnico administrativas con competencia territorial, siendo una de sus atribuciones exigir y comprobar los elementos que determinen la obligación tributaria aduanera e iniciar los procedimientos administrativos y atender las gestiones que puedan derivarse de la entrada, permanencia y salida de las mercancías al territorio aduanero nacional.

II. Es función de la autoridad aduanera imponer sanciones administrativas y tributarias aduaneras, cuando así le corresponda. Atribución que se completa con lo dispuesto por los artículos 122 al 126 del CAUCA, 230 y 231 de la LGA, en donde se establece el concepto de infracción señalado que constituye infracción administrativa o tributaria aduanera, toda acción u omisión que contravenga o vulnere las disposiciones del régimen jurídico aduanero, sin que califique como delito. Dichas infracciones son sancionables, en vía administrativa, por la autoridad aduanera que conozca el respectivo procedimiento administrativo.

III. Que según establece el artículo 60 del CAUCA, 2 y 79 de la LGA y 211 del RLGA, es obligación básica presentar ante las aduanas nacionales toda mercancía comprada en el extranjero.

IV. **Objeto de Litis:** El fondo del presente asunto se contrae a determinar la presunta responsabilidad del señor Roque Sanchez, por presuntamente ingresar a territorio costarricense la mercancía descrita en el Resultando Primero de la presente resolución, sin someterla al ejercicio del control aduanero, al omitir presentar la misma ante la autoridad correspondiente, omisión que originó que el interesado supuestamente causara una vulneración al fisco.

V. **Análisis de tipicidad y nexos causal:** Según se indica en el Resultando Primero de la presente resolución tenemos mediante el acta de decomiso N° 2738 del 19/02/2014, de la Policía de Control Fiscal, pone en conocimiento a la Aduana de Paso Canoas, el decomiso preventivo de la mercancía de marra, por cuanto el administrado no portaba ningún documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, o el respectivo pago de impuestos.

En virtud de los hechos antes mencionados, es menester de esta aduana en atención a una adecuada conceptualización jurídica de los hechos aquí descritos, analizar la normativa que regula el ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte aduanero, la cual se encuentra descrita en el numeral 60 del CAUCA, el artículo 2 y 79 de la LGA, así mismo tenemos el artículo 211 del RLGA.

Aunado a lo anterior en materia sancionatoria, tenemos que la presunta calificación legal del hecho correspondería a una vulneración al régimen aduanero que constituiría una eventual infracción tributaria aduanera que encuentra su asidero legal en el artículo 242 bis de la LGA, vigente al momento del decomiso, que indicaba ad litteram lo siguiente:

“Constituirá infracción tributaria aduanera y serán sancionadas con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías, las conductas establecidas en el artículo 211 de esta ley, siempre que el valor aduanero de las mercancías no supere los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional, aunque con ello no cause perjuicio fiscal.”

De lo anterior tenemos que aquellas situaciones o supuestos que en principio constituyan delitos conformes con el numeral 211 de la LGA, pero que el valor aduanero no superara en su momento los cincuenta mil pesos centroamericanos, se consideran infracciones tributarias aduaneras, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Siendo menester señalar, que dado que la sanción que se pretende imponer al señor Roque Sanchez, tal y como ya se señaló es una multa fijada en pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional es importante tener presente la referencia que hace la normativa centroamericana y nacional sobre la citada equivalencia de los pesos centroamericanos.

Al efecto, debe indicarse que mediante Ley N° 6986 del 3 de mayo de 1985, se aprueba en nuestro país el Convenio sobre el Régimen Arancelario y Aduanero Centroamericano. En lo que interesa, el artículo 20 dispone:

"Para los fines de la unidad y uniformidad arancelaria se tendrá como unidad de cuenta el "Peso Centroamericano", con el valor que el Consejo Monetario decida fijarle.

La conversión de monedas extranjeras a pesos centroamericanos se hará con base en el tipo de cambio resultante de la cotización internacional de la moneda extranjera con respecto al valor oficial del peso centroamericano que se define en el párrafo anterior, en la fecha de aceptación de la póliza. Dicha cotización será proporcionada por el Banco Central del Estado Contratante interesado.

La conversión de pesos centroamericanos a las monedas de los Estados Contratantes se hará aplicando el valor que corresponda de acuerdo con las disposiciones nacionales vigentes, a la fecha de aceptación de la póliza."

Ahora bien, dentro del proceso centroamericano de integración económica en aras de lograr la coordinación, armonización, convergencia o unificación de las políticas monetarias, crediticias, cambiarias y financieras de los Estados Centroamericanos, a fin de realizar gradual y progresivamente la integración monetaria y financiera regional y en uso de la facultad concedida en la citada Ley se estableció el Acuerdo Monetario Centroamericano, el cual en su artículo 42 reguló la equivalencia del Peso Centroamericano, así como la facultad de Consejo Monetario Centroamericano, que está integrado por los Presidentes de los Bancos Centrales de los países del área, de modificarla de la siguiente forma:

"Artículo 42.- Se establece el Peso Centroamericano como unidad de cuenta regional, cuyo valor equivale a un dólar de los Estados Unidos de América.

El Consejo, con consenso de sus miembros, podrá modificar la unidad de cuenta regional, su uso, denominación, valor y relación con cualquier divisa, combinación de monedas o unidad de cuenta internacional." (El resaltado no es del original)

Aclarado que el valor del Peso Centroamericano equivale a un dólar de los Estados Unidos de Centroamérica, en el caso concreto, a efecto de determinar la equivalencia de la posible sanción en colones, consistiría en la aplicación del tipo de cambio vigente al momento del decomiso preventivo de las mercancías.

Aclarado lo anterior, debemos hacer un análisis de la norma, la potestad represiva del Estado, el castigo que se pretende imponer al administrado, el análisis de legalidad y tipicidad aplicando las garantías propias del Derecho Penal aplicable al caso sin que sea posible legalmente que esta materia sea ejercida bajo criterios de oportunidad o conveniencia por parte de la Administración Aduanera. En línea con ello, recordemos que **el principio de legalidad** o *nullum crimen, nulla poena sine lege*, determina la conocida reserva de ley en materia sancionatoria, según la cual únicamente en virtud de la ley se puede afectar la esfera jurídica de los administrados, creando sanciones o infracciones.

Principio de tipicidad, derivación directa del principio de legalidad, requiere que las infracciones administrativas y las sanciones correspondientes se encuentren claramente definidas por la ley, de ahí la exigencia de predeterminación normativa de las infracciones y las sanciones correspondientes.

Principio de culpabilidad, supone dolo, culpa o negligencia en la acción sancionable. Superando con ello la concepción de que la responsabilidad administrativa es de carácter objetiva y que, por ende, no requiere culpa o dolo en la infracción para la imposición de la sanción correspondiente.

Ahora, analicemos cada uno de los principios señalados, y con ellos determinar si se puede imponer la sanción, y si resulta en consecuencia procedente, la multa que se pretende imponer.

Tenemos que no existe quebranto del **principio de legalidad** en la medida de que es la ley la que establece la norma sancionadora.

En cuando al **principio de tipicidad** el cual deriva del anterior, se debe determinar si el tipo infraccional regulado, es claro y preciso, ya que se debe contar con un presupuesto (descripción de la conducta) y una consecuencia (pena), debiéndose indicar, al menos, quién es el sujeto activo y cuál es la acción constitutiva de la infracción (verbo activo).

Si revisamos la norma, resulta claro que respecto al **sujeto** que puede cometer la infracción, no debe tener una condición especial previamente determinada por el legislador, sino que cualquier persona que adecue su conducta a lo establecido por la norma puede convertirse en sujeto activo de esta infracción. Así las cosas, no existe duda de que el señor Roque Sanchez, puede ser autor de dicha infracción, no presentándose ningún problema en ese sentido.

Descripción de la Conducta: Desglosemos la norma para determinar cuáles son las conductas que el legislador, estableció como constitutivas de infracción:

Lo primero que debe tenerse claro para el correcto entendimiento y aplicación de esta norma, es que en la misma regula la penalidad de aquellas situaciones o supuestos que constituyan delitos conforme con el numeral 211 de la LGA, y que en razón de ello debe necesariamente demostrarse la intencionalidad del sujeto, pero que su valor (de las mercancías) no supera los cincuenta mil pesos centroamericanos, en cuyo caso se consideran infracciones tributarias, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Debiéndose establecer un elemento esencial de la conducta, el cual es introducir o extraer, del territorio nacional, mercancía de cualquier clase, valor, origen o procedencia, eludiendo el control aduanero. Que transporte, almacene, adquiera, venda, done, oculte, use, dé o reciba en depósito, destruya o transforme, mercancía de cualquier clase, valor origen o procedencia introducida al país, eludiendo el control aduanero. **En su caso introducir o transportar mercancía eludiendo el control de aduanas**, ya que como se ha indicado transportaba por territorio nacional una serie de mercancía sin cumplir con los requisitos reguladores del ingreso y no haberla sometido en forma inmediata al control aduanero, es decir, la omisión de no haberse sometido en el momento procesal oportuno al control aduanero. Esta omisión indiscutiblemente vulnera el régimen jurídico aduanero tal como lo regulan los numerales 60 del CAUCA y 79 de la LGA.

Además, estamos ante una mercancía la cual su valor aduanero no supero los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional (norma vigente al momento de los hechos). En este sentido no cabe duda de que el valor aduanero de la mercancía fue inferior a cincuenta mil pesos centroamericanos, toda vez que si revisamos la declaración aduanera de importación N° 007-2014-016161 del 24/07/2014, tenemos un valor de **\$732.00** (setecientos treinta y dos dólares) lo que evidentemente no supera el monto establecido por la ley para poder ser objeto de valoración en la vía penal, razón por la que también se cumple con este elemento del tipo infraccional que se pretende aplicar en esta sede administrativa.

Principio de Culpabilidad: Resta por analizar si en la especie se puede demostrar que la actuación del administrado supone dolo, culpa o negligencia en la acción que se pretende sancionar. Es decir, nos corresponde ahora un breve análisis de responsabilidad subjetiva del infractor para determinar si es responsable y, por lo tanto, se le puede imputar la conducta.

Descartamos la existencia del dolo o la intencionalidad en la acción anómala del administrado, sin embargo, hay que indicar que uno de los matices del Derecho Sancionador Administrativo, figura precisamente el poder sancionar cuando se demuestra una acción u omisión culposa, es decir, no se requiere para el ejercicio de la potestad punitiva en sede administrativa demostrar una actuación dolosa, sino que las acciones podrán ser atribuidas a título culposo. En ese sentido resulta categórica nuestra LGA que en su artículo 231 bis dispone:

“Elemento subjetivo en las infracciones administrativas. Las infracciones administrativas son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y deberes tributarios.”

Así considera esta Sede Aduanera que la infracción que se pretende imponer en el presente caso, se podría imputar a título de culpa, en el tanto no es aceptable que el administrado sabiendo que había comprado mercancía en territorio extranjero, ingresara y transportara la mismas en el país, sin más trámite, cuando es clara la legislación en el sentido de que todas las personas y las mercancías extranjeras que traigan consigo e ingresen al territorio aduanero, deben ser sometidas al control aduanero, según las disposiciones citadas. De tal suerte, que el haber omitido manifestar en su momento las mercancías a la aduana y haber omitido la cancelación de los impuestos de importación, cuando correspondía, efectivamente configura una violación del ordenamiento jurídico.

Partiendo de ello tenemos que en el presente caso le podría resultar aplicable el artículo 242 bis de la LGA, ya que de lograrse probar los hechos que constan en el expediente, la conducta desplegada por el señor Roque Sanchez, podría ser la de eludir el control aduanero, e incluso pudo ser constituida en un posible delito de contrabando sancionable en sede penal, pero aun cuando no cumplió con los supuestos del tipo penal, la mercancía no fue presentada ante la aduana respectiva sino que por intervención oportuna de oficiales de la Policía de Control Fiscal, que proceden con el decomiso de la mercancía. Sin embargo, en razón de la cuantía, el propio legislador lo sanciona como una infracción tributaria aduanera aplicable en sede administrativa.

De conformidad con el artículo 242 bis de la LGA ya indicado y de acuerdo con los hechos descritos anteriormente tenemos como posible consecuencia Legal del presente procedimiento la aplicación eventual, de demostrarse como ciertos los hechos aquí indicados, de una sanción de **multa** equivalente al valor aduanero de las mercancías con que cuenta esta autoridad aduanera, que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a **\$732.00** (setecientos treinta y dos dólares), que de acuerdo al artículo 55 inciso c punto 2 de la LGA, convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 19/02/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ¢531.23 (quinientos treinta y un colones con veintitrés céntimos) por dólar estadounidense, correspondería a la suma de **¢389.065.32** (trescientos ochenta y nueve mil sesenta y cinco colones con treinta y dos céntimos).

Que lo procedente de conformidad con los artículos 231 y 234 de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas pertinentes en descargo de los hechos señalados.

POR TANTO

En uso de las facultades que la normativa aduanera otorgan a esta Gerencia y de conformidad con las consideraciones y disposiciones legales señaladas, resuelve: **Primero:** Iniciar Procedimiento Administrativo Sancionatorio contra el señor Héctor Roque Sanchez, nacional de Panamá con documento de identidad de su país N° 4-753-1690, tendiente a investigar la presunta comisión de infracción tributaria aduanera establecida en el artículo 242 bis de la LGA, sancionable con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero y

que en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a **\$732.00** (setecientos treinta y dos dólares), que convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 19/02/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ¢531.23 (quinientos treinta y un colones con veintitrés céntimos) por dólar, correspondería la multa a la suma de **¢389.065.32** (trescientos ochenta y nueve mil sesenta y cinco colones con treinta y dos céntimos, por la eventual introducción y transporte por territorio nacional de una mercancía, que no se sometió al ejercicio del control aduanero, cuya acción u omisión presuntamente significó una vulneración del régimen jurídico aduanero, de conformidad con dicho artículo 242 bis de la LGA. **Segundo:** Que el pago puede realizarse mediante depósito (transferencia) en las cuentas del Banco de Costa Rica CR63015201001024247624, o del Banco Nacional de Costa Rica CR71015100010012159331, ambas a nombre del Ministerio de Hacienda - Tesorería Nacional - Depósitos varios, o por medio de entero a favor del Gobierno. **Tercero:** Que lo procedente, de conformidad con los artículos 231, 234 y 242 bis, de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas en descargo de los hechos señalados. **Cuarto:** El expediente administrativo número APC-DN-0160-2014, levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de esta Aduana. **Quinto:** Se le previene al interesado, que debe señalar lugar para atender notificaciones futuras, dentro de la jurisdicción de esta Aduana, o medio electrónico (dirección de correo). **Notifíquese:** La presente resolución al señor Héctor Roque Sanchez, nacional de Panamá con documento de identidad de su país N° 4-753-1690, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 46000080275.—Solicitud N° 469276.—(IN2023822270).

RES-APC-G-1498-2021

Aduana Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las once horas con dos minutos del día diecisiete de setiembre de dos mil veintiuno. Procede a dar inicio procedimiento administrativo sancionatorio tendiente a la investigación de la presunta comisión de una infracción tributaria aduanera de conformidad con el artículo 242 bis de la Ley General de Aduanas, contra el señor Martin Abrejo Rodríguez, nacional de Honduras con pasaporte de su país N° C549566. (Expediente APC-DN-0234-2014)

RESULTANDO

- I. Mediante acta de decomiso N° 796 del 02/03/2014, la Policía de Control Fiscal del Ministerio de Hacienda, pone en conocimiento a la Aduana Paso Canoas, del decomiso, preventivo, ejecutado al señor Martin Abrejo Rodríguez, nacional de Honduras con pasaporte de su país N° C549566, el siguiente vehículo: 01 vehículo, marca Honda, modelo Civic, año de fabricación 2007, número de identificación vehicular 2HGFG11877H539948, matricula hondureña N° PDB5869. Por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional o el respectivo pago de impuestos. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, diagonal a la ferretería Acero y Agro, La Cuesta, Corredores, Puntarenas. (Folios 8 y 9)
- II. Con Resolución RES-APC-DN-316-2014 de 28/07/2014, la Aduana de Paso Canoas, vista la gestión N° 2004 presentada el 09/07/2014 por el señor Abrejo Rodríguez, en donde solicita se le autorice el pago de los impuestos del vehículo decomisado mediante el acta N° 796 del 02/03/2014, resuelve acoger su solicitud y autorizar al señor Abrejo Rodríguez para que por medio de una agencia de aduanas de su elección proceda al pago de los impuestos. (Folios 18 y 39 al 44)
- III. Con declaración aduanera de importación N° 007-2014-017298 del 08/08/2014, tramitado por la Agencia de Aduanas Ramirez Unfried Jose Ernesto del Carmen, importador Martin Abrejo Rodríguez, nacional de Honduras con pasaporte de su país N° C549566, se nacionaliza el vehículo. Con un valor en aduanas de **\$6.605.08** (seis mil seiscientos cinco dólares con ocho centavos), pagando un total de tributos de ₡2.644.671.48. (Folio 50)
- IV. En el presente caso se han respetado los términos y prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

- I. **Sobre la competencia del Gerente y el Subgerente para la emisión de actos administrativos.** Que de acuerdo con los artículos 6, 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA), 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 13, 24 de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA) y los artículos 34 y 35 del Reglamento a la Ley General de Aduanas (en adelante RLGA), se encuentra la estructura para el servicio nacional de aduanas, así como la competencia de la Gerencia y Sugerencia en las Aduanas, normativa que indica que las aduanas son las unidades técnico administrativas con competencia territorial, siendo una de sus atribuciones exigir y comprobar los elementos que determinen la obligación tributaria aduanera e iniciar los procedimientos administrativos y atender las gestiones que puedan derivarse de la entrada, permanencia y salida de las mercancías al territorio aduanero nacional.
- II. Es función de la autoridad aduanera imponer sanciones administrativas y tributarias aduaneras, cuando así le corresponda. Atribución que se completa con lo dispuesto por los artículos 122 al 126 del CAUCA, 230 y 231 de la LGA, en donde se establece el concepto de infracción señalado que constituye infracción administrativa o tributaria aduanera, toda acción u omisión que contravenga o vulnere las disposiciones del régimen jurídico aduanero, sin que califique como delito.

Dichas infracciones son sancionables, en vía administrativa, por la autoridad aduanera que conozca el respectivo procedimiento administrativo.

III. Que según establece el artículo 60 del CAUCA, 2 y 79 de la LGA y 211 del RLGA, es obligación básica al ingresar o salir del país presentar ante las aduanas nacionales toda mercancía y vehículos.

IV. Objeto de Litis: El fondo del presente asunto se contrae a determinar la presunta responsabilidad del señor Abrejo Rodríguez, por presuntamente ingresar a territorio costarricense el vehículo descrito en el resultando primero de la presente resolución, sin someterla al ejercicio del control aduanero, al omitir presentar el mismo ante la autoridad correspondiente, omisión que originó que el interesado supuestamente causara una vulneración al fisco.

V. Análisis de tipicidad y nexo causal: Según se indica en el Resultando Primero de la presente resolución tenemos mediante el acta de decomiso N° 796 del 02/03/2014, de la Policía de Control Fiscal, pone en conocimiento a la Aduana Paso Canoas, el decomiso preventivo del vehículo de marras, por cuanto el administrado no portaba ningún documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, o el respectivo pago de impuestos.

En virtud de los hechos antes mencionados, es menester de esta aduana en atención a una adecuada conceptualización jurídica de los hechos aquí descritos, analizar la normativa que regula el ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte aduanero, la cual se encuentra descrita en el numeral 60 del CAUCA, el artículo 2 y 79 de la LGA, así mismo tenemos el artículo 211 del RLGA.

Aunado a lo anterior en materia sancionatoria, tenemos que la presunta calificación legal del hecho correspondería a una vulneración al régimen aduanero que constituiría una eventual infracción tributaria aduanera que encuentra su asidero legal en el artículo 242 bis de la LGA, vigente al momento del decomiso, que indicaba ad literam lo siguiente:

“Constituirá infracción tributaria aduanera y serán sancionadas con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías, las conductas establecidas en el artículo 211 de esta ley, siempre que el valor aduanero de las mercancías no supere los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional, aunque con ello no cause perjuicio fiscal.”

De lo anterior tenemos que aquellas situaciones o supuestos que en principio constituyan delitos conformes con el numeral 211 de la LGA, pero que el valor aduanero no superara en su momento los cincuenta mil pesos centroamericanos, se consideran infracciones tributarias aduaneras, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Siendo menester señalar, que dado que la sanción que se pretende imponer al señor Abrejo Rodríguez, tal y como ya se señaló es una multa fijada en pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional es importante tener presente la referencia que hace la normativa centroamericana y nacional sobre la citada equivalencia de los pesos centroamericanos.

Al efecto, debe indicarse que mediante Ley N° 6986 del 3 de mayo de 1985, se aprueba en nuestro país el Convenio sobre el Régimen Arancelario y Aduanero Centroamericano. En lo que interesa, el artículo 20 dispone:

"Para los fines de la unidad y uniformidad arancelaria se tendrá como unidad de cuenta el "Peso Centroamericano", con el valor que el Consejo Monetario decida fijarle.

La conversión de monedas extranjeras a pesos centroamericanos se hará con base en el tipo de cambio resultante de la cotización internacional de la moneda extranjera con respecto al valor oficial del peso centroamericano que se define en el párrafo anterior, en la fecha de aceptación de la póliza. Dicha cotización será proporcionada por el Banco Central del Estado Contratante interesado.

La conversión de pesos centroamericanos a las monedas de los Estados Contratantes se hará aplicando el valor que corresponda de acuerdo con las disposiciones nacionales vigentes, a la fecha de aceptación de la póliza."

Ahora bien, dentro del proceso centroamericano de integración económica en aras de lograr la coordinación, armonización, convergencia o unificación de las políticas monetarias, crediticias, cambiarias y financieras de los Estados Centroamericanos, a fin de realizar gradual y progresivamente la integración monetaria y financiera regional y en uso de la facultad concedida en la citada Ley se estableció el Acuerdo Monetario Centroamericano, el cual en su artículo 42 reguló la equivalencia del Peso Centroamericano, así como la facultad de Consejo Monetario Centroamericano, que está integrado por los Presidentes de los Bancos Centrales de los países del área, de modificarla de la siguiente forma:

"Artículo 42.- Se establece el Peso Centroamericano como unidad de cuenta regional, cuyo valor equivale a un dólar de los Estados Unidos de América.

El Consejo, con consenso de sus miembros, podrá modificar la unidad de cuenta regional, su uso, denominación, valor y relación con cualquier divisa, combinación de monedas o unidad de cuenta internacional." (El resaltado no es del original)

Aclarado que el valor del Peso Centroamericano equivale a un dólar de los Estados Unidos de Centroamérica, en el caso concreto, a efecto de determinar la equivalencia de la posible sanción en colones, consistiría en la aplicación del tipo de cambio vigente al momento del decomiso preventivo de las mercancías.

Aclarado lo anterior, debemos hacer un análisis de la norma, la potestad represiva del Estado, el castigo que se pretende imponer al administrado, el análisis de legalidad y tipicidad aplicando las garantías propias del Derecho Penal aplicable al caso sin que sea posible legalmente que esta materia sea ejercida bajo criterios de oportunidad o conveniencia por parte de la Administración Aduanera. En línea con ello, recordemos que **el principio de legalidad** o *nullum crimen, nulla poena sine lege*, determina la conocida reserva de ley en materia sancionatoria, según la cual únicamente en virtud de la ley se puede afectar la esfera jurídica de los administrados, creando sanciones o infracciones.

Principio de tipicidad, derivación directa del principio de legalidad, requiere que las infracciones administrativas y las sanciones correspondientes se encuentren claramente definidas por la ley, de ahí la exigencia de predeterminación normativa de las infracciones y las sanciones correspondientes.

Principio de culpabilidad, supone dolo, culpa o negligencia en la acción sancionable. Superando con ello la concepción de que la responsabilidad administrativa es de carácter objetiva y que, por ende, no requiere culpa o dolo en la infracción para la imposición de la sanción correspondiente.

Ahora, analicemos cada uno de los principios señalados, y con ellos determinar si se puede imponer la sanción, y si resulta en consecuencia procedente, la multa que se pretende imponer.

Tenemos que no existe quebranto del **principio de legalidad** en la medida de que es la ley la que establece la norma sancionadora.

En cuando al **principio de tipicidad** el cual deriva del anterior, se debe determinar si el tipo infraccional regulado, es claro y preciso, ya que se debe contar con un presupuesto (descripción de la conducta) y una consecuencia (pena), debiéndose indicar, al menos, quién es el sujeto activo y cuál es la acción constitutiva de la infracción (verbo activo).

Si revisamos la norma, resulta claro que respecto al **sujeto** que puede cometer la infracción, no debe tener una condición especial previamente determinada por el legislador, sino que cualquier persona que adecue su conducta a lo establecido por la norma puede convertirse en sujeto activo de esta infracción. Así las cosas, no existe duda de que el señor Abrejo Rodríguez, puede ser autor de dicha infracción, no presentándose ningún problema en ese sentido.

Descripción de la Conducta: Desglosemos la norma para determinar cuáles son las conductas que el legislador, estableció como constitutivas de infracción:

Lo primero que debe tenerse claro para el correcto entendimiento y aplicación de esta norma, es que en la misma regula la penalidad de aquellas situaciones o supuestos que constituyan delitos conforme con el numeral 211 de la LGA, y que en razón de ello debe necesariamente demostrarse la intencionalidad del sujeto, pero que su valor (de las mercancías) no supera los cincuenta mil pesos centroamericanos, en cuyo caso se consideran infracciones tributarias, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Debiéndose establecer un elemento esencial de la conducta, el cual es introducir o extraer, del territorio nacional, mercancía de cualquier clase, valor, origen o procedencia, eludiendo el control aduanero. Que transporte, almacene, adquiera, venda, done, oculte, **use**, dé o reciba en depósito, destruya o transforme, mercancía de cualquier clase, valor origen o procedencia introducida al país, eludiendo el control aduanero. **En su caso introducir y usar un vehículo eludiendo el control de aduanas**, ya que como se ha indicado usaba en territorio nacional un vehículo sin cumplir con los requisitos reguladores del ingreso y no haberlo sometido en forma inmediata al control aduanero, es decir, la omisión de no haberse sometido en el momento procesal oportuno al control aduanero. Esta omisión indiscutiblemente vulnera el régimen jurídico aduanero tal como lo regulan los numerales 60 del CAUCA y 79 de la LGA.

Además, estamos ante un vehículo el cual su valor aduanero no supera los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional (norma vigente al momento de los hechos). En este sentido no cabe duda de que el valor aduanero del vehículo fue inferior a cincuenta mil pesos centroamericanos, toda vez que si revisamos la declaración aduanera de importación N° 007-2014-017298 del 08/08/2014, tenemos un valor de **\$6.605.08** (seis mil seiscientos cinco dólares con ocho centavos) lo que evidentemente no supera el monto establecido por la ley para poder ser objeto de valoración en la vía penal, razón por la que también se cumple con este elemento del tipo infraccional que se pretende aplicar en esta sede administrativa.

Principio de Culpabilidad: Resta por analizar si en la especie se puede demostrar que la actuación del administrado supone dolo, culpa o negligencia en la acción que se pretende sancionar. Es decir, nos corresponde ahora un breve análisis de responsabilidad subjetiva del infractor para determinar si es responsable y, por lo tanto, se le puede imputar la conducta.

Descartamos la existencia del dolo o la intencionalidad en la acción anómala del administrado, sin embargo, hay que indicar que uno de los matices del Derecho Sancionador Administrativo, figura precisamente el poder sancionar cuando se demuestra una acción u omisión culposa, es decir, no se requiere para el ejercicio de la potestad punitiva en sede administrativa demostrar una actuación dolosa, sino que las acciones podrán ser atribuidas a título culposo. En ese sentido resulta categórica nuestra LGA que en su artículo 231 bis dispone:

***“Elemento subjetivo en las infracciones administrativas.** Las infracciones administrativas son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y deberes tributarios.”*

Así considera esta Sede Aduanera que la infracción que se pretende imponer en el presente caso, se podría imputar a título de culpa, en el tanto no es aceptable que el administrado sabiendo que su vehículo era extranjero, ingresara y usara el mismo en el país, sin más trámite, cuando es clara la legislación en el sentido de que todas las personas y vehículos extranjeros que traigan consigo e ingresen al territorio aduanero, deben ser sometidas al control aduanero, según las disposiciones citadas. De tal suerte, que el haber omitido presentar en su momento el vehículo a la aduana, cuando correspondía, efectivamente configura una violación del ordenamiento jurídico.

Partiendo de ello tenemos que en el presente caso le podría resultar aplicable el artículo 242 bis de la LGA, ya que de lograrse probar los hechos que constan en el expediente, la conducta desplegada por el señor Abrejo Rodríguez, podría ser la de eludir el control aduanero, e incluso pudo ser constituida en un posible delito de contrabando sancionable en sede penal, pero aun cuando no cumplió con los supuestos del tipo penal, el vehículo no fue presentada ante la aduana respectiva sino que por intervención oportuna de oficiales de la Policía de Control Fiscal, que proceden con el decomiso del vehículo. Sin embargo, en razón de la cuantía, el propio legislador lo sanciona como una infracción tributaria aduanera aplicable en sede administrativa.

De conformidad con el artículo 242 bis de la LGA ya indicado y de acuerdo con los hechos descritos anteriormente tenemos como posible consecuencia Legal del presente procedimiento la aplicación eventual, de demostrarse como ciertos los hechos aquí indicados, de una sanción de **multa** equivalente al valor aduanero del vehículo con que cuenta esta autoridad aduanera, que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a **\$6.605.08** (seis mil seiscientos cinco dólares con ocho centavos), que de acuerdo al artículo 55 inciso c punto 2 de la LGA, convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 02/03/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ¢553.55 (quinientos cincuenta y tres colones con cincuenta y cinco céntimos) por dólar estadounidense, correspondería a la suma de **¢3.656.242.03** (tres millones seiscientos cincuenta y seis mil doscientos cuarenta y dos colones con tres céntimos).

Que lo procedente de conformidad con los artículos 231 y 234 de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas pertinentes en descargo de los hechos señalados.

POR TANTO

En uso de las facultades que la normativa aduanera otorgan a esta Gerencia y de conformidad con las consideraciones y disposiciones legales señaladas, resuelve: **Primero:** Iniciar Procedimiento Administrativo Sancionatorio contra el señor Martin Abrejo Rodríguez, nacional de Honduras con pasaporte de su país N° C549566, tendiente a investigar la presunta comisión de infracción tributaria aduanera establecida en el artículo 242 bis de la LGA, sancionable con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero y que en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a **\$6.605.08** (seis mil seiscientos cinco dólares con ocho centavos), que convertidos

en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 02/03/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ₡553.55 (quinientos cincuenta y tres colones con cincuenta y cinco céntimos) por dólar, correspondería la multa a la suma de **₡3.656.242.03** (tres millones seiscientos cincuenta y seis mil doscientos cuarenta y dos colones con tres céntimos), por la eventual introducción y uso en territorio nacional de un vehículo, que no se sometió al ejercicio del control aduanero, cuya acción u omisión presuntamente significó una vulneración del régimen jurídico aduanero, de conformidad con dicho artículo 242 bis de la LGA. **Segundo:** Que el pago puede realizarse mediante depósito (transferencia) en las cuentas del Banco de Costa Rica CR63015201001024247624, o del Banco Nacional de Costa Rica CR71015100010012159331, ambas a nombre del Ministerio de Hacienda - Tesorería Nacional - Depósitos varios, o por medio de entero a favor del Gobierno. **Tercero:** Que lo procedente, de conformidad con los artículos 231, 234 y 242 bis, de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas en descargo de los hechos señalados. **Cuarto:** El expediente administrativo número APC-DN-0234-2014, levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de esta Aduana. **Quinto:** Se le previene al interesado, que debe señalar lugar para atender notificaciones futuras, dentro de la jurisdicción de esta Aduana, o medio electrónico (dirección de correo). **Notifíquese:** La presente resolución al señor Martin Abrejo Rodríguez, nacional de Honduras con pasaporte de su país N° C549566, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 46000080275.—Solicitud N° 469279.—(IN2023822271).

RES-APC-G-1528-2021

Aduana Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las doce horas con cuatro minutos del día veintitrés de setiembre de dos mil veintiuno. Esta Gerencia dicta Acto Final del procedimiento administrativo sancionatorio iniciado mediante resolución RES-APC-DN-143-2014 de las 11:35 horas del día 21/03/2014, contra la señora Dinorah Mercedes Chavarria Campos, cédula de identidad N° 1-1256-0229. (Expediente APC-DN-0018-2014)

RESULTANDO

I. Que esta Aduana mediante resolución N° RES-APC-DN-143-2014 de las 11:35 horas del día 21/03/2014, inicio procedimiento administrativo sancionatorio contra la señora Chavarria Campos por la comisión de la infracción establecida en el artículo 242 bis de la Ley General de Aduanas, por introducir a territorio nacional la mercancía descrita en la anterior resolución, la cual fue debidamente notificada el día 15/04/2014, de forma personal, otorgándosele la oportunidad procesal para que presentara los correspondientes alegatos y pruebas pertinentes en descargo de los hechos señalados de conformidad con el principio constitucional de derecho a la defensa. (folios 48 al 56)

II. Que hasta la fecha la interesada no interpuso alegatos contra la resolución citada en el resultando anterior, ni se ha apersonado al proceso.

III. En el presente caso se han respetado los términos y prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

I. **Sobre la competencia del Gerente y el Subgerente para la emisión de actos administrativos.** Que de acuerdo con los artículos 6 y 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA), 13, 24 de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA) y los artículos 34 y 35 del Reglamento a la Ley General de Aduanas (en adelante RLGA), se encuentra la estructura para el servicio nacional de aduanas, así como la competencia de la Gerencia y Sugerencia en las Aduanas, normativa que indica que las aduanas son las unidades técnico administrativas con competencia territorial, siendo una de sus atribuciones exigir y comprobar los elementos que determinen la obligación tributaria aduanera e iniciar los procedimientos administrativos y atender las gestiones que puedan derivarse de la entrada, permanencia y salida de las mercancías al territorio aduanero nacional.

Siendo función de la Autoridad Aduanera imponer sanciones administrativas y tributarias aduaneras, cuando así le corresponda. Atribución que se completa con lo dispuesto por los artículos 230 y 231 de la LGA, en donde en el primero de ellos, se establece el concepto de infracción señalado que constituye infracción administrativa o tributaria aduanera, toda acción u omisión que contravenga o vulnere las disposiciones del régimen jurídico aduanero, sin que califique como delito. Por su parte el artículo 231 señala que dichas infracciones son sancionables, en vía administrativa, por la autoridad aduanera que conozca el respectivo procedimiento administrativo, dentro del plazo de seis años contados a partir de la comisión de infracción, estableciendo el artículo 60 CAUCA, 2 y 79 de la LGA y 211 del RLGA, la obligación básica de presentar ante cualquier Aduana Nacional toda mercancía comprada en el extranjero. Por su parte el Transitorio I del CAUCA (vigente desde el 01/05/2021) señala que los despachos, procedimientos, recursos, plazos y las demás formalidades aduaneras, iniciados antes de la entrada en vigor del CAUCA IV y RECAUCA IV, se concluirán de acuerdo con las disposiciones vigentes en el momento de iniciarlos.

II. **Objeto de la Litis.** El fondo del presente asunto se contrae a determinar la presunta responsabilidad de la señora Chavarria Campos, por ingresar en territorio costarricense la mercancía decomisada mediante acta de decomiso N° 2431 de fecha 24/11/2013, de la Policía de Control Fiscal, sin someterla al ejercicio del control aduanero, al omitir presentar la misma ante la autoridad correspondiente.

III. Hechos Probados. Que se tienen por demostrados para la resolución del fondo de la presente gestión:

1. Que mediante acta de decomiso N° 2431 de fecha 24/11/2013, (ver folios 8 y 9) suscrita por oficiales de la Policía de Control Fiscal, se decomisó a la señora Chavarria Campos, la mercancía descrita en el resultando primero de la resolución citada, (folios 48 al 55) por cuanto no contaba con documentación que demostrara la cancelación de los tributos aduaneros de importación.
2. Mediante resolución RES-APC-DN-143-2014 de las 11:35 horas del día 21/03/2014, se inició procedimiento administrativo sancionatorio contra la señora Chavarria Campos, por la presunta comisión de una Infracción Administrativa Aduanera de conformidad con el artículo 242 bis de la LGA, la cual fue debidamente notificada el día 15/04/2014, de forma personal. (folio 50)

IV. Hechos no probados. No se tiene como no probado ningún hecho de relevancia para la resolución del asunto.

V. Sobre la potestad sancionadora de la administración. Sobre el tema de las infracciones cuya pena es impuesta en sede administrativa, que, vista la naturaleza de las sanciones, al carecer de pena privativa de libertad, deben aplicarse los principios punitivos del Derecho Penal con algunos matices, de acuerdo a lo ya manifestado por la Sala Constitucional, por ser manifestaciones del orden punitivo del Estado, de tal modo que las exigencias esenciales derivadas de los derechos fundamentales constitucionales son extensibles a la actividad sancionadora de la Administración al decir lo siguiente:

"En el Voto 3929-95 del 18 de julio de 1995 la Sala Constitucional al responder una consulta de constitucionalidad con ocasión a la reforma del Código de Normas y Procedimientos Tributarios (artículo 65 del Proyecto) por considerar los consultantes que resultaba violatoria de lo dispuesto por el artículo 153 de la Constitución Política estableció: "Es aceptado, en forma generalizada, que la infracción administrativa se diferencia del delito tributario por el órgano que establece la sanción –la Administración tributaria o un Juzgado Contencioso Administrativo en el primer caso; el Juez o Tribunal Penal en el segundo, y por el tipo de pena; sin embargo, las diferencias procedimentales existentes entre las sanciones aplicables a infracciones y a delitos, no pueden conducir a ignorar en el ámbito del procedimiento administrativo las garantías de los ciudadanos, en efectos, los principios inspiradores del orden penal son de aplicación con ciertos matices, al derecho administrativo sancionador, dado que ambos son manifestaciones del ordenamiento punitivo del Estado." Voto N° 08193-2000 del 13 de septiembre del 2000.

"Extensión de los principios de la materia penal al campo de las sanciones administrativas. Como reiteradamente ya ha señalado esta Sala, al menos a nivel de principios, no puede desconocerse una tendencia asimilativa de las sanciones administrativa (sic) a las penales, como una defensa frente a la tendencia de liberar –en sede administrativa – al poder punitivo del Estado de las garantías propias del sistema penal. Siendo innegable que las sanciones administrativas ostentan naturaleza punitiva, resulta de obligada observancia, al menos en sus líneas fundamentales, el esquema de garantías procesales y de defensa que nutre el principio del debido proceso, asentado principalmente en el artículo 39 de la Constitución Política, pero que a su vez se acompaña de las garantías que ofrecen los artículos 35, 36, 37, 38, 40 y 42 también constitucionales. Así, ya esta Sala ha señalado que todas esas normas jurídicas, derivadas de la Constitución Política como modelo ideológico, persiguen ni más ni menos que la realización del fin fundamental de justicia que es el mayor de los principios que tutela un Estado de Derecho, en la que se incluyen reglas – principios generales - que tienen plena vigencia y aplicabilidad a los procedimientos administrativos de todo órgano de la Administración, se reitera, pues, los principios que de ella se extraen son de estricto acatamiento por las autoridades encargadas de realizar cualquier procedimiento administrativo que tenga por objeto o produzca un resultado sancionador. (Resolución N° 1484-96)."

Entre los principios constitucionales del Derecho Penal aplicables al Derecho Administrativo Sancionador se encuentran el de **legalidad** (artículo 11 y 39 de la Constitución Política) o *nullum crimen, nulla poena sine lege*, principio que determina la conocida reserva de ley en materia sancionatoria, según la cual únicamente en virtud de la ley se puede afectar la esfera jurídica de los administrados, creando sanciones o infracciones; el de **tipicidad**, derivado directamente del anterior, el cual requiere que las infracciones administrativas y las sanciones correspondientes se encuentren claramente definidas por la

ley. Al respecto, la Sala Constitucional ha manifestado que la exigencia de predeterminación normativa de las infracciones y las sanciones correspondientes se proyecta sobre "...la tipificación de las conductas como tales, y también respecto de su graduación y escala de sanciones, de modo que el conjunto de normas aplicables permita predecir, con suficiente certeza, el tipo y el grado de sanción susceptible de ser impuesta al administrado" (Voto N° 8193-00); y el de **culpabilidad**, al que se hará referencia al abordar el análisis de la conducta endilgada a la señora Chavarria Campos, bastando por el momento indicar que, en forma generalizada, se rechaza la responsabilidad objetiva en el ámbito sancionador de la Administración, exigiéndose la concurrencia del dolo o de la culpa, siendo claro que el principio de culpabilidad puede inferirse claramente del principio de legalidad, en especial en un Estado de Derecho. Por tanto, en el ilícito administrativo no puede prescindirse del elemento subjetivo de la culpabilidad para sustituirlo por un sistema de responsabilidad objetiva o sin culpa, no existiendo duda de que el principio de culpabilidad y la presunción de inocencia rigen en el ordenamiento sancionador y han de ser respetados en la imposición de cualesquiera sanciones, sean penales o administrativas aunque con matices, pues el ejercicio de "*ius puniendi*" en sus diversas manifestaciones está condicionado en todos los casos, por las exigencias constitucionales.

VI. Sobre el fondo del asunto: Para poder determinar la presunta responsabilidad de la señora Chavarria Campos sobre los hechos aquí descritos, se manifiesta necesario, relacionar los hechos en discusión con la normativa aplicable, según nuestro ordenamiento jurídico aduanero tanto por la legislación centroamericana como por las normas nacionales.

En este orden de ideas debe destacarse la responsabilidad inherente de las autoridades aduaneras respecto al ingreso de personas, mercancías y unidades de transporte al territorio nacional, situación proyectada por el artículo 60 del CAUCA.

"Ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte. El ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte del territorio aduanero, deberá efectuarse por los lugares y en los horarios habilitados, debiendo presentarse ante la Autoridad Aduanera competente y cumplir las medidas de control vigentes." (El subrayado no es parte del original).

En ese mismo sentido se encuentra la regulación del numeral 79 de la LGA

"Ingreso o salida de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte: El ingreso, el arribo o la salida de personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte del territorio nacional debe realizarse por los lugares, las rutas y los horarios habilitados. Las personas, sus mercancías, vehículos y unidades de transporte deberán presentarse ante la aduana correspondiente cuando ingresen en territorio nacional, inmediatamente o en la oportunidad en que corresponda ejercer el control aduanero." (el subrayado no es parte del original).

De las disposiciones transcritas deben rescatarse dos aspectos: **1)** la obligación de que al momento de ingreso al país, todas las personas, mercancías, vehículos y unidades de transporte, sean manifestadas y presentadas ante las autoridades aduaneras, y **2)** el objeto de tal obligación, o mejor dicho, su razón de ser, no siendo esta sino **el debido control aduanero** que la legislación le confiere precisamente al Servicio Nacional de Aduanas según establecen los artículos 6 y 8 del CAUCA y 22, 23 y 24 de la LGA.

En razón del ejercicio de tal facultad, es precisamente que se estipulan una serie de lineamientos normativos, que buscan desarrollar las competencias de la Administración Aduanera, mismas que transitan entre la facilitación del comercio, la responsabilidad sobre la percepción de ingresos y la represión de las conductas ilícitas, de tal suerte que el cumplimiento del régimen jurídico aduanero resulta indispensable para cumplir con dichas funciones.

Partiendo del cuadro normativo expuesto lo que procede es analizar el caso bajo examen. Concretizando, en el presente caso, según consta en el expediente a folios 48 al 56 tenemos que la resolución RES-APC-DN-143-2014 de las 11:35 horas del día 21/03/2014, fue notificada el día 15/04/2014, sin embargo, la infractora no presentó alegatos o descargo de los hechos.

Aunado a ello, como corolario de lo anterior, la misma Constitución Política de la República de Costa Rica indica en su **numeral 129**: *“Las leyes son obligatorias y surten efectos desde el día que ellas designen; a falta de este requisito, diez días después de su publicación en el Diario Oficial. Nadie puede alegar ignorancia de la ley, salvo en los casos que la misma autorice”*. De lo anterior se desprende que la interesada tiene, no sólo la obligación de conocer la ley, sino de adecuar su conducta a las obligaciones impuestas por ella, y en caso contrario teniendo presente que el esquema general de responsabilidades en materia de infracciones administrativas o tributarias aduaneras, gira en torno a los deberes y obligaciones impuestos por el Ordenamiento Jurídico, de forma tal que quien los cumpla no podrá ser sancionado, pero quien los vulnere deberá responder por tal inobservancia, en el eventual caso que la Administración estime que debe abrir un procedimiento tendiente a imponer una sanción, por haber constatado los hechos y circunstancias particulares del caso, haciendo la subsunción (o sea acción de encuadrar los hechos en los supuestos previsto por la norma jurídica) de la actuación en el tipo normativo de la infracción, debe efectuarlo contra el sujeto que corresponda de conformidad con la ley.

VII. Sobre la infracción a la LGA: Es necesario aclarar que la infracción a la LGA se consuma en el momento en que la mercancía ingresa al territorio nacional sin satisfacer el respectivo pago de la obligación tributaria aduanera. Por lo que queda de manifiesta la responsabilidad de la interesada, no solo de conocer nuestro cuerpo normativo, sino también de cumplir con sus estipulaciones o dicho de otro modo, evitar transgredirlo.

En ese sentido la LGA en su artículo 231 bis indica:

“Las infracciones administrativas y tributarias aduaneras son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y los deberes tributarios aduaneros”.

En relación con lo anterior, es necesario estudiar el principio de culpabilidad, el cual implica que debe demostrarse la relación de culpabilidad entre el hecho cometido y el resultado de la acción para que sea atribuible y reprochable al sujeto, ya sea a título de dolo o culpa, en virtud de que la pena se impone solo al culpable por su propia acción u omisión.

Se procede en consecuencia a determinar si la sanción atribuida por la Administración, es consecuencia de los hechos imputados por la omisión de presentar las mercancías, en el presente caso la mercancía procedente del extranjero, al control aduanero, omisión que genera un perjuicio fiscal, estimando la Aduana tal situación como una infracción tributaria aduanera, según lo prevé el artículo 242 bis de la LGA, vigente a la fecha de los hechos, que señala:

“Constituirá infracción tributaria aduanera y serán sancionadas con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías, las conductas establecidas en el artículo 211 de esta ley, siempre que el valor aduanero de las mercancías no supere los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional, aunque con ello no cause perjuicio fiscal y no configure las modalidades de contrabando fraccionado o defraudación fiscal fraccionada.”

Principio de Tipicidad: En el presente caso debe determinarse, no solo la conducta constitutiva de la infracción regulada en la norma supra transcrita que se considera contraria a derecho, sino también es necesario clarificar quién es el sujeto infractor. Por tanto, el sujeto activo, es decir, la persona que puede cometer esta infracción, y de acuerdo a lo estipulado con el artículo en análisis no debe tener una condición especial previamente determinada por el legislador, sino que cualquier persona que adecue su conducta a lo establecido por la norma puede convertirse en sujeto activo de esta infracción. Así las cosas, no existe duda de que la señora Chavarria Campos puede ser autora de dicha infracción, no presentándose ningún problema en ese sentido.

Asimismo, aplicando las teorías y normas penales al procedimiento administrativo, pero con matices; esta aduana estima que se ha cometido una infracción al ordenamiento jurídico aduanero. Es así que dentro de los principios y garantías constitucionales se encuentran como fundamentales la **tipicidad**, la **antijuridicidad**, y la **culpabilidad**, lo que en Derecho Penal se conoce como la Teoría del Delito.

En consecuencia, en razón del citado **Principio de Tipicidad**, los administrados deben tener la certeza respecto de cuáles conductas son prohibidas, así como las consecuencias de incurrir en ellas, confiriendo mediante las disposiciones legales, una clara y estricta correlación entre el tipo y la sanción que se impone, siendo preciso para ello que dichas disposiciones contengan una estructura mínima que indique quién puede ser el sujeto activo y cuál es la acción constitutiva de la infracción. (Ver Dictamen de la Procuraduría General de la República número C-142-2010). Debido a este Principio de Tipicidad, derivación directa del Principio de Legalidad, tanto las infracciones administrativas como las sanciones producto de ese incumplimiento, deben encontrarse previamente determinadas por Ley, respetando el derecho fundamental expresado mediante la regla "*nullum crimen nulla poena sine lege*" contemplada en los artículos 39 de la Constitución Política y 124 de la Ley General de la Administración Pública, la cual, además de manifestar la exigencia de una reserva de ley en materia sancionatoria, comprende también el Principio de Tipicidad, como una garantía de orden material y alcance absoluto que confiera el derecho del administrado a la seguridad jurídica, a fin de que pueda tener la certeza de que únicamente será sancionado en los casos y con las consecuencias previstas en las normas. Lo anterior, refiere a una aplicación restrictiva de las normas sancionadoras, suponiendo, por ende, la prohibición de realizar una interpretación extensiva o análoga como criterios integradores ante la presencia de una laguna legal. (Ver sentencia número 000121-F-S1-2011 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia).

En virtud de lo antes expuesto, dicha acción o conducta del infractor es subsumible en el artículo 242 bis de la LGA, susceptible de ser aplicada al supuesto de hecho del caso de marras, pues los errores cometidos por dicho sujeto implicado corresponden aparentemente a los que el tipo infraccional pretende castigar, de ahí que se inició este procedimiento administrativo con el fin de establecerlo o descartarlo.

Respecto de la **Antijuridicidad**, ésta se constituye en un atributo con que se califica un comportamiento típico, para señalar que el mismo resulta contrario al ordenamiento jurídico, constituyendo de esta forma uno de los elementos esenciales del ilícito administrativo. Por ende, si la conducta corresponde a una tipificada como infracción, solo podrá ser sancionada si supone un comportamiento contrario al régimen jurídico.

Esto ocasiona que deba realizarse un análisis de las posibles causas de justificación, con el fin de descartar que no exista, en la conducta desplegada por el infractor, alguna de dichas causales justificativas, pues de haber alguna, esto ocasionaría que no se pueda exigir responsabilidad por la conducta desplegada.

De esta manera, se presume que no ha existido fuerza mayor ni caso fortuito¹, dado que se presume que la situación acaecida en el presente asunto era totalmente previsible, pues dependía de la voluntad de la infractora, y, además, se supone que pudo evitarse, presentando la mercancía a control aduanero en el momento en que la introdujo al país.

Finalmente, el bien jurídico protegido, que es el control aduanero, se vio aparentemente violentado por el incumplimiento de deberes del infractor, y con ello se causó un perjuicio en el Erario Público. Y esto se vio manifiesto en el momento en que los Oficiales de la Policía de Control Fiscal, efectuara el decomiso de la mercancía de marras en cuestión, pues de otra forma esto no se habría determinado y la potencial afectación al bien jurídico habría quedado oculta. Por ende, citemos al Tribunal Aduanero Nacional en la Sentencia 401-2015 de amplia cita en esta resolución, al señalar:

"Es decir, el perjuicio al patrimonio de la Hacienda Pública se causó, se consumó en el momento mismo en que el agente aduanero consignó en forma errónea los datos concernientes a la importación de referencia, cancelando en consecuencia un monto menor al que correspondía por concepto de impuestos. Lo que sucedió en forma posterior, fue por la acción preventiva de la Aduana, donde demostró su capacidad práctica de detectar el ilícito mediante el debido control, sin embargo, el agente ya había consumado su anomalía."

¹ Se entiende la Fuerza Mayor como un evento o acontecimiento que no se ha podido prever, o que siendo previsto no ha podido resistirse. El Caso Fortuito es un evento que, a pesar de que se pudo prever, no se podía evitar aunque el agente haya ejecutado un hecho con la observancia de todas las cautelas debidas. Ver *Diccionario Jurídico Elemental* de Guillermo Cabanellas, pág. 174; y *Derecho Penal*, Tomo I, Parte General, Volumen Segundo, pág. 542, de Eugenio Cuello Calón.

En relación con el caso sometido a conocimiento de esta Gerencia, si bien no se trata de un agente aduanero, se denota que la conducta que se le atribuye como reprochable a la infractora está debidamente tipificada al encontrarse plenamente descrita en los artículos 211 y 242 bis de la LGA, toda vez que en fecha 24/11/2013, omitió presentar la mercancía de marras, ante la autoridad correspondiente.

El principio de culpabilidad, como elemento esencial para que sea lícita la sanción, supone dolo, culpa o negligencia en la acción sancionable. La responsabilidad administrativa es de carácter objetiva y que, por ende, no requería culpa o dolo en la infracción para la imposición de la sanción correspondiente. Por el contrario, para referirse al ámbito de la responsabilidad subjetiva, el infractor ha de ser responsable y, por lo tanto, se le ha de imputar la conducta sancionada. Por lo tanto, procede examinar si en la especie puede demostrarse que la actuación del administrado supone dolo o culpa en la acción sancionable, correspondiendo de seguido el análisis de responsabilidad subjetiva del infractor para determinar si es responsable y, por lo tanto, se le ha de imputar la conducta sancionada.

Se debe entonces, realizar una valoración subjetiva de la conducta del posible infractor, determinando la existencia del dolo o la culpa en su actuación. Varios connotados tratadistas coinciden, en que existe culpa cuando, obrando sin intención y sin la diligencia debida, se causa un resultado dañoso, previsible y penado por ley.

Así tenemos, entre las formas de culpa, el incumplimiento de *un deber (negligencia)* o el afrontamiento de un riesgo (imprudencia). En la especie, no podemos hablar de la existencia de una acción dolosa de parte de la administrada sometida a procedimiento, siendo, que dentro de la normativa aduanera existe disposición acerca del elemento subjetivo en los ilícitos tributarios, en su artículo 231 bis de la LGA, mismo que al efecto señala:

“Las infracciones administrativas y tributarias aduaneras son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y los deberes tributarios aduaneros”.

VIII. En relación con el caso sometido a conocimiento de esta Gerencia se denota que la conducta que se le atribuye como reprochable a la señora Chavarria Campos, está debidamente tipificada al encontrarse plenamente descrita en los artículos 211 y 242 bis de la LGA, toda vez que en fecha 24/11/2013, omitió presentar la mercancía de marras, ante la autoridad correspondiente, procediendo esta sede aduanera tal como lo dispone la Ley a iniciarle un procedimiento sancionatorio el cual fue debidamente notificado el día 15/04/2014, el cual hasta este momento la señora administrada no ha presentado alegatos en contra de la resolución RES-APC-DN-143-2014 de las 11:35 horas del día 21/03/2014, e imponer a la infractora una multa equivalente al valor aduanero de la mercancía, que asciende a **\$1.248.95** (mil doscientos cuarenta y ocho dólares con noventa y cinco centavos), que convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento del decomiso preventivo, sea el 24/11/2013, de ¢505,53 (quinientos cinco colones con cincuenta y tres céntimos) por dólar, correspondería a la suma de ¢631.381.69 (seiscientos treinta y un mil trescientos ochenta y un colones con sesenta y nueve céntimos).

IX. Intereses. Con respecto a los intereses de las infracciones sancionadas con multa, de conformidad con el artículo 231 párrafo tercero con relación al artículo 61 de la LGA, las sanciones generan intereses, el cual reza así:

“Las infracciones sancionadas con multa devengarán intereses, los cuales se computarán a partir de los tres días hábiles siguientes a la firma de la resolución que las fija, conforme la tasa establecida en el artículo 61 de esta ley”. (el subrayado no es del original).

De conformidad con las potestades otorgadas en los artículos 48 y 57 del CAUCA; artículos 24, 53, 54, y 70 de la LGA y numeral 192 del Código de Normas y Procedimientos Tributarios, se le advierte a la infractora, que si ante el requerimiento expreso de pago realizado, no procede con la cancelación de la multa en firme, se faculta a la Administración para proceder que se hayan devengado hasta la fecha del pago definitivo.

POR TANTO

En uso de las facultades que la LGA y su RLGA, otorgan a esta Gerencia y de conformidad con las consideraciones y disposiciones legales señaladas, resuelve: **Primero:** Dictar acto final de procedimiento sancionatorio y determinar la comisión de la infracción administrativa aduanera de conformidad con lo estipulado en el artículo **242 bis** de la LGA. **Segundo:** Se le impone a la señora Dinorah Mercedes Chavarria Campos, cédula de identidad N° 1-1256-0229 una multa equivalente al valor aduanero de la mercancía, mismo que en el presente caso asciende a **\$1.248.95** (mil doscientos cuarenta y ocho dólares con noventa y cinco centavos), que convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la infracción que es el momento del decomiso preventivo, sea el 24/11/2013, y de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ₡505,53 (quinientos cinco colones con cincuenta y tres céntimos) por dólar, correspondería a la suma de ₡631.381.69 (seiscientos treinta y un mil trescientos ochenta y un colones con sesenta y nueve céntimos), por la omisión de presentar la mercancía al control aduanero. **Tercero:** Que el pago puede realizarse mediante depósito (transferencia) en las cuentas del Banco de Costa Rica CR63015201001024247624, o del Banco Nacional de Costa Rica CR71015100010012159331, ambas a nombre del Ministerio de Hacienda - Tesorería Nacional - Depósitos varios, o por medio de entero a favor del Gobierno. **Cuarto:** Que de conformidad con el artículo 198 de la LGA, se le otorga a la parte administrada, la oportunidad procesal de un plazo de **quince días** hábiles a partir de la notificación de la presente resolución, para que interponga los recursos de reconsideración y el de apelación ante el Tribunal Aduanero Nacional, dichos recursos deberá presentarlos ante esta Aduana, será potestativo usar solo uno de los recursos o ambos. **Quinto:** Se le advierte a la infractora que de conformidad al artículo 231 párrafo tercero con relación al artículo 61 de la LGA, la multa devengará intereses, los que se computarán a partir de los tres días hábiles siguientes a la firmeza de la resolución que las fija. Además, todo pago parcial se computará primero a los intereses, y el resto al principal de la suma adeudada de tributos, como lo estipula el artículo 780 del Código Civil. **Sexto:** El expediente administrativo número APC-DN-0018-2014, puede ser consultado y fotocopiado por la interesada o su representante legal en el Departamento Normativo de esta Aduana. **Séptimo:** Se le previene a la interesada, que debe señalar lugar o medio para atender notificaciones futuras. **NOTIFÍQUESE:** A la señora Dinorah Mercedes Chavarria Campos, cédula de identidad N° 1-1256-0229, en la dirección: Paso Ancho, de la terminal de buses 100 metros oeste, San Sebastián, San Jose, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el diario oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. 4600080275.—
Solicitud N° 469280.—(IN2022822278).

RES-APC-G-1533-2021

Aduana Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las doce horas con cuarenta y cuatro minutos del día veinticuatro de setiembre de dos mil veintiuno. Procede a dar inicio procedimiento administrativo sancionatorio tendiente a la investigación de la presunta comisión de una infracción tributaria aduanera de conformidad con el artículo 242 bis de la Ley General de Aduanas, contra el señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768. (Expediente APC-DN-0902-2019)

RESULTANDO

I. Mediante acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018, oficiales de la Policía de Control Fiscal, pone en conocimiento a la Aduana de Paso Canoas, del decomiso, preventivo, ejecutado al señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, de la siguiente mercancía: 01 olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA; 01 televisor, 43 pulgadas, marca LG; 01 aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric; y 01 microondas, marca LG . Por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, el respectivo pago de impuestos o su compra en Costa Rica mediante factura autorizada. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, el puesto de control policial KM 35, Guaycara, Golfito, Puntarenas. (folios 8 y 9)

II. De conformidad con la valoración de la mercancía, realizada mediante el oficio APC-DN-239-2020, de fecha 23/07/2020, se determinó **un valor aduanero** por la suma de \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos), que al tipo de cambio de ₡625.31 (seiscientos veinticinco colones con treinta y un céntimos) por dólar estadounidense , correspondiente al tipo de cambio del día del hecho generador, sea el 09/11/2018, asciende a la suma de **₡355.163.33** (trescientos cincuenta y cinco mil ciento sesenta y tres colones con treinta y tres céntimos). (ver folios 46 al 53)

III. En el presente caso se han respetado los términos y prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

I. **Sobre la competencia del Gerente y el Subgerente para la emisión de actos administrativos.** Que de acuerdo con los artículos 6, 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA), 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 13, 24 de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA) y los artículos 34 y 35 del Reglamento a la Ley General de Aduanas (en adelante RLGA), se encuentra la estructura para el servicio nacional de aduanas, así como la competencia de la Gerencia y Sugerencia en las Aduanas, normativa que indica que las aduanas son las unidades técnico administrativas con competencia territorial, siendo una de sus atribuciones exigir y comprobar los elementos que determinen la obligación tributaria aduanera e iniciar los procedimientos administrativos y atender las gestiones que puedan derivarse de la entrada, permanencia y salida de las mercancías al territorio aduanero nacional.

II. Es función de la autoridad aduanera imponer sanciones administrativas y tributarias aduaneras, cuando así le corresponda. Atribución que se completa con lo dispuesto por los artículos 122 al 126 del CAUCA, 223 del RECAUCA, 230 y 231 de la LGA, en donde se establece el concepto de infracción señalado que constituye infracción administrativa o tributaria aduanera, toda acción u omisión que contravenga o vulnere las disposiciones del régimen jurídico aduanero, sin que califique como delito. Dichas infracciones son sancionables, en vía administrativa, por la autoridad aduanera que conozca el respectivo procedimiento administrativo, dentro del plazo de cuatro años contados a partir de la comisión de infracción.

III. Que según establece el artículo 60 del CAUCA, 2 y 79 de la LGA y 211 del RLGA, es obligación básica presentar ante las aduanas nacionales toda mercancía comprada en el extranjero.

IV. Objeto de Litis: El fondo del presente asunto se contrae a determinar la presunta responsabilidad del señor Vindas Villarreal, por presuntamente ingresar a territorio costarricense la mercancía descrita en el resultando primero de la presente resolución, sin someterla al ejercicio del control aduanero, al omitir presentar la misma ante la autoridad correspondiente, omisión que originó que el interesado supuestamente causara una vulneración al fisco.

V. Análisis de tipicidad y nexos causal: Según se indica en el resultando primero de la presente resolución tenemos mediante el acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018, de la Policía de Control Fiscal, pone en conocimiento a la Aduana de Paso Canoas, del decomiso preventivo de la mercancía de marras, por cuanto el administrado no portaba ningún documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, o el respectivo pago de impuestos.

En virtud de los hechos antes mencionados, es menester de esta aduana en atención a una adecuada conceptualización jurídica de los hechos aquí descritos, analizar la normativa que regula el ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte aduanero, la cual se encuentra descrita en el numeral 60 del CAUCA, el artículo 2 y 79 de la LGA, así mismo tenemos el artículo 211 del RLGA.

Aunado a lo anterior en materia sancionatoria, tenemos que la presunta calificación legal del hecho correspondería a una vulneración al régimen aduanero que constituiría una eventual infracción tributaria aduanera que encuentra su asidero legal en el artículo 242 bis de la LGA, vigente al momento del decomiso, que indicaba ad literam lo siguiente:

“Constituirá infracción tributaria aduanera y serán sancionadas con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías, las conductas establecidas en el artículo 211 de esta ley, siempre que el valor aduanero de las mercancías no supere los cinco mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional, aunque con ello no cause perjuicio fiscal y no configure las modalidades de contrabando fraccionado o defraudación fiscal fraccionada.”

De lo anterior tenemos que aquellas situaciones o supuestos que en principio constituyan delitos conformes con el numeral 211 de la LGA, pero que el valor aduanero no superara en su momento los cinco mil pesos centroamericanos, se consideran infracciones tributarias aduaneras, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Siendo menester señalar, que dado que la sanción que se pretende imponer al señor Vindas Villarreal, tal y como ya se señaló es una multa fijada en pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional es importante tener presente la referencia que hace la normativa centroamericana y nacional sobre la citada equivalencia de los pesos centroamericanos.

Al efecto, debe indicarse que mediante Ley N° 6986 del 3 de mayo de 1985, se aprueba en nuestro país el Convenio sobre el Régimen Arancelario y Aduanero Centroamericano. En lo que interesa, el artículo 20 dispone:

"Para los fines de la unidad y uniformidad arancelaria se tendrá como unidad de cuenta el "Peso Centroamericano", con el valor que el Consejo Monetario decida fijarle.

La conversión de monedas extranjeras a pesos centroamericanos se hará con base en el tipo de cambio resultante de la cotización internacional de la moneda extranjera con respecto al valor oficial del peso centroamericano que se define en el párrafo anterior, en la fecha de aceptación de la póliza. Dicha cotización será proporcionada por el Banco Central del Estado Contratante interesado.

La conversión de pesos centroamericanos a las monedas de los Estados Contratantes se hará aplicando el valor que corresponda de acuerdo con las disposiciones nacionales vigentes, a la fecha de aceptación de la póliza."

Ahora bien, dentro del proceso centroamericano de integración económica en aras de lograr la coordinación, armonización, convergencia o unificación de las políticas monetarias, crediticias, cambiarias y financieras de los Estados Centroamericanos, a fin de realizar gradual y progresivamente la integración monetaria y financiera regional y en uso de la facultad concedida en la citada Ley se estableció el Acuerdo Monetario Centroamericano, el cual en su artículo 42 reguló la equivalencia del Peso Centroamericano, así como la facultad de Consejo Monetario Centroamericano, que está integrado por los Presidentes de los Bancos Centrales de los países del área, de modificarla de la siguiente forma:

"Artículo 42.- Se establece el Peso Centroamericano como unidad de cuenta regional, cuyo valor equivale a un dólar de los Estados Unidos de América.

El Consejo, con consenso de sus miembros, podrá modificar la unidad de cuenta regional, su uso, denominación, valor y relación con cualquier divisa, combinación de monedas o unidad de cuenta internacional." (El resaltado no es del original)

Aclarado que el valor del Peso Centroamericano equivale a un dólar de los Estados Unidos de Centroamérica, en el caso concreto, a efecto de determinar la equivalencia de la posible sanción en colones, consistiría en la aplicación del tipo de cambio vigente al momento del decomiso preventivo de las mercancías.

Aclarado lo anterior, debemos hacer un análisis de la norma, la potestad represiva del Estado, el castigo que se pretende imponer al administrado, el análisis de legalidad y tipicidad aplicando las garantías propias del Derecho Penal aplicable al caso sin que sea posible legalmente que esta materia sea ejercida bajo criterios de oportunidad o conveniencia por parte de la Administración Aduanera. En línea con ello, recordemos que **el principio de legalidad** o *nullum crimen, nulla poena sine lege*, determina la conocida reserva de ley en materia sancionatoria, según la cual únicamente en virtud de la ley se puede afectar la esfera jurídica de los administrados, creando sanciones o infracciones.

Principio de tipicidad, derivación directa del principio de legalidad, requiere que las infracciones administrativas y las sanciones correspondientes se encuentren claramente definidas por la ley, de ahí la exigencia de predeterminación normativa de las infracciones y las sanciones correspondientes.

Principio de culpabilidad, supone dolo, culpa o negligencia en la acción sancionable. Superando con ello la concepción de que la responsabilidad administrativa es de carácter objetiva y que, por ende, no requiere culpa o dolo en la infracción para la imposición de la sanción correspondiente.

Ahora, analicemos cada uno de los principios señalados, y con ellos determinar si se puede imponer la sanción, y si resulta en consecuencia procedente, la multa que se pretende imponer.

Tenemos que no existe quebranto del **principio de legalidad** en la medida de que es la ley la que establece la norma sancionadora.

En cuando al **principio de tipicidad** el cual deriva del anterior, se debe determinar si el tipo infraccional regulado, es claro y preciso, ya que se debe contar con un presupuesto (descripción de la conducta) y una consecuencia (pena), debiéndose indicar, al menos, quién es el sujeto activo y cuál es la acción constitutiva de la infracción (verbo activo).

Si revisamos la norma, resulta claro que respecto al **sujeto** que puede cometer la infracción, no debe tener una condición especial previamente determinada por el legislador, sino que cualquier persona que adecue su conducta a lo establecido por la norma puede convertirse en sujeto activo de esta infracción. Así las cosas, no existe duda de que el señor Vindas Villarreal, puede ser autor de dicha infracción, no presentándose ningún problema en ese sentido.

Descripción de la Conducta: Desglosemos la norma para determinar cuáles son las conductas que el legislador, estableció como constitutivas de infracción:

Lo primero que debe tenerse claro para el correcto entendimiento y aplicación de esta norma, es que en la misma regula la penalidad de aquellas situaciones o supuestos que constituyan delitos conforme con el numeral 211 de la LGA, y que en razón de ello debe necesariamente demostrarse la intencionalidad del sujeto, pero que su valor (de las mercancías) no supera los cinco mil pesos centroamericanos, en cuyo caso se consideran infracciones tributarias, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Debiéndose establecer un elemento esencial de la conducta, el cual es introducir o extraer, del territorio nacional, mercancía de cualquier clase, valor, origen o procedencia, eludiendo el control aduanero. Que transporte, almacene, adquiera, venda, done, oculte, use, dé o reciba en depósito, destruya o transforme, mercancía de cualquier clase, valor origen o procedencia introducida al país, eludiendo el control aduanero. **En su caso introducir o transportar mercancía eludiendo el control de aduanas**, ya que como se ha indicado transportaba por territorio nacional una serie de mercancía sin cumplir con los requisitos reguladores del ingreso y no haberla sometido en forma inmediata al control aduanero, es decir, la omisión de no haberse sometido en el momento procesal oportuno al control aduanero. Esta omisión indiscutiblemente vulnera el régimen jurídico aduanero tal como lo regulan los numerales 60 del CAUCA y 79 de la LGA.

Además, estamos ante una mercancía la cual su valor aduanero no supero los cinco mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional (norma vigente al momento de los hechos). En este sentido no cabe duda de que el valor aduanero de la mercancía fue inferior a cinco mil pesos centroamericanos, toda vez que si revisamos la valoración N° APC-DN-239-2020, de fecha 23/07/2020, tenemos un valor de \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos), lo que evidentemente no supera el monto establecido por la ley para poder ser objeto de valoración en la vía penal, razón por la que también se cumple con este elemento del tipo infraccional que se pretende aplicar en esta sede administrativa.

Principio de Culpabilidad: Resta por analizar si en la especie se puede demostrar que la actuación del administrado supone dolo, culpa o negligencia en la acción que se pretende sancionar. Es decir, nos corresponde ahora un breve análisis de responsabilidad subjetiva del infractor para determinar si es responsable y, por lo tanto, se le puede imputar la conducta.

Descartamos la existencia del dolo o la intencionalidad en la acción anómala del administrado, sin embargo, hay que indicar que uno de los matices del Derecho Sancionador Administrativo, figura precisamente el poder sancionar cuando se demuestra una acción u omisión culposa, es decir, no se requiere para el ejercicio de la potestad punitiva en sede administrativa demostrar una actuación dolosa, sino que las acciones podrán ser atribuidas a título culposo. En ese sentido resulta categórica nuestra LGA que en su artículo 231 bis dispone:

“Elemento subjetivo en las infracciones administrativas. Las infracciones administrativas son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y deberes tributarios.”

Así considera esta Sede Aduanera que la infracción que se pretende imponer en el presente caso, se podría imputar a título de culpa, en el tanto no es aceptable que el administrado sabiendo que había comprado mercancía en territorio extranjero, ingresara y transportara la mismas en el país, sin más trámite, cuando es clara la legislación en el sentido de que todas las personas y las mercancías extranjeras que traigan consigo e ingresen al territorio aduanero, deben ser sometidas al control aduanero, según las disposiciones citadas. De tal suerte, que el haber omitido manifestar en su momento las mercancías a la aduana y haber omitido la cancelación de los impuestos de importación, cuando correspondía, efectivamente configura una violación del ordenamiento jurídico, toda vez que a la fecha no se han cancelado los impuestos.

Partiendo de ello tenemos que en el presente caso le podría resultar aplicable el artículo 242 bis de la LGA, ya que de lograrse probar los hechos que constan en el expediente, la conducta desplegada por el señor Vindas Villarreal, podría ser la de eludir el control aduanero, e incluso pudo ser constituida en un posible delito de contrabando sancionable en sede penal, pero aun cuando no cumplió con los supuestos del tipo penal, la mercancía no fue presentada ante la aduana respectiva sino que por intervención oportuna de oficiales de la Policía de Control Fiscal, que proceden con el decomiso de la mercancía. Sin embargo, en razón de la cuantía, el propio legislador lo sanciona como una infracción tributaria aduanera aplicable en sede administrativa.

De conformidad con el artículo 242 bis de la LGA ya indicado y de acuerdo con los hechos descritos anteriormente tenemos como posible consecuencia Legal del presente procedimiento la aplicación eventual, de demostrarse como ciertos los hechos aquí indicados, de una sanción de **multa** equivalente al valor aduanero de las mercancías con que cuenta esta autoridad aduanera, que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos), que de acuerdo al artículo 55 inciso c punto 2 de la LGA, convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 09/11/2018, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ¢625.31 (seiscientos veinticinco colones con treinta y un céntimos) por dólar estadounidense, correspondería a la suma de **¢355.163.33** (trescientos cincuenta y cinco mil ciento sesenta y tres colones con treinta y tres céntimos).

Que lo procedente de conformidad con los artículos 231 y 234 de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas pertinentes en descargo de los hechos señalados.

POR TANTO

En uso de las facultades que la normativa aduanera otorgan a esta Gerencia y de conformidad con las consideraciones y disposiciones legales señaladas, resuelve: **Primero:** Iniciar Procedimiento Administrativo Sancionatorio contra el señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, tendiente a investigar la presunta comisión de infracción tributaria aduanera establecida en el artículo 242 bis de la LGA, sancionable con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero y que en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos), que convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 09/11/2018, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ¢625.31 (seiscientos veinticinco colones

con treinta y un céntimos) por dólar estadounidense, correspondería la multa a la suma de **¢355.163.33** (trescientos cincuenta y cinco mil ciento sesenta y tres colones con treinta y tres céntimos), por la eventual introducción y transporte por territorio nacional de una mercancía, que no se sometió al ejercicio del control aduanero, cuya acción u omisión presuntamente significó una vulneración del régimen jurídico aduanero, de conformidad con dicho artículo 242 bis de la LGA. **Segundo:** Que el pago puede realizarse mediante depósito (transferencia) en las cuentas del Banco de Costa Rica CR63015201001024247624, o del Banco Nacional de Costa Rica CR71015100010012159331, ambas a nombre del Ministerio de Hacienda - Tesorería Nacional - Depósitos varios, o por medio de entero a favor del Gobierno. **Tercero:** Que lo procedente, de conformidad con los artículos 231, 234 y 242 bis, de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas en descargo de los hechos señalados. **Cuarto:** El expediente administrativo N° APC-DN-0902-2019, levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de esta Aduana. **Quinto:** Se le previene al interesado, que debe señalar lugar para atender notificaciones futuras, dentro de la jurisdicción de esta Aduana, o medio electrónico (dirección de correo). **Notifíquese:** La presente resolución al señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, en la dirección: condominio Calle Hermoza, casa N° 7, Jaco; Puntarenas, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 4600080275.—Solicitud N° 469282.—(IN2023822279).

RES-APC-G-1534-2021

Aduana de Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las doce horas con cuarenta y cinco minutos del día veinticuatro de setiembre de dos mil veintiuno. Se inicia procedimiento ordinario tendiente a determinar la procedencia del cobro de la Obligación Tributaria Aduanera contra el señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, por la mercancía retenida preventivamente mediante el acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018, de la Policía de Control Fiscal. (Expediente APC-DN-1213-2021)

Resultando

I. Mediante acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018, se decomisa preventivamente la siguiente mercancía: 01 olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA; 01 televisor, 43 pulgadas, marca LG; 01 aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric; y 01 microondas, marca LG, al señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, el respectivo pago de impuestos o su compra en Costa Rica mediante factura autorizada. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, en el puesto de control policial KM 35, Guaycara, Golfito, Puntarenas. (Folios 8 y 9)

II. De conformidad con la valoración de la mercancía, realizada mediante el oficio APC-DN-239-2020, de fecha 23/07/2020, se determinó: (ver folios 46 al 53)

a) **Fecha del hecho generador:** 09/11/2018.

b) **Tipo de cambio:** Se toma el tipo de cambio de venta de ₡625.31 (seiscientos veinticinco colones con treinta y un céntimos) por dólar americano correspondiente al 09/11/2018, según referencia dado por el Banco Central de Costa Rica en su página Web www.bccr.fi.cr.

c) **Procedimiento para valorar la mercancía:** Se aplicó el artículo 7 del Acuerdo de Valoración en Aduanas de la OMC, flexibilizando el artículo 3 "*Mercancía Similar*" La fecha del conocimiento de embarque se encuentra dentro del rango del momento aproximado. La mercancía utilizada para la valoración corresponde a una mercancía similar en relación con la mercancía objeto de valoración, misma marca, con las mismas características, calidad y prestigio comercial. Se flexibilizó en lo que corresponde al estilo al país de producción y procedencia de la mercancía ya que se desconoce ese dato por tratarse de un decomiso. Teniendo que para la mercancía en cuestión le corresponde un valor de importación de **₡355.163.33** (trescientos cincuenta y cinco mil ciento sesenta y tres colones con treinta y tres céntimos), equivalente en dólares \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos).

d) **Clasificación arancelaria:** que de conformidad con el Sistema Arancelario Centroamericano (SAC) vigente a la fecha del hecho generador, la mercancía en cuestión se clasifica:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA.	8516.79.00.00.90	14%	15%	1%	13%
2	Televisor, 43 pulgadas, marca LG.	8528.72.90.00.00	14%	15%	1%	13%
3	Aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric.	8415.10.00.00.20	14%		1%	13%
4	Microondas, marca LG.	8516.50.00.00.00	5%	15%	1%	13%

e) **Determinación de los impuestos:**

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
1	¢952.46	¢1.163.36	¢68.03	¢1.168.33	¢3.352.18
2	¢26.700.74	¢32.613.04	¢1.907.20	¢32.752.27	¢93.973.24
3	¢21.010.42		¢1.500.74	¢22.436.12	¢44.947.28
4	¢378.31	¢1.191.66	¢75.66	¢1.197.52	¢2.843.15
Total	¢49.041.92	¢34.968.06	¢3.551.63	¢57.554.24	¢145.115.86

III. Que se han respetado los procedimientos de Ley.

Considerando

I. Sobre la competencia de la Gerencia, las facultades aduaneras: Que de conformidad con los artículos 6 y 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA); 13 y 24 inciso a) y b) de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA); 33, 34, 35 y 35 bis, del Reglamento a la Ley General de Aduana (en adelante RLGA). La aduana es la oficina técnica administrativa encargada de las gestiones aduanera, el control de las entradas, permanencia, salida de mercancías y la coordinación de la actividad aduanera que se desarrolle en su zona de competencia, estando integrada por una gerencia, misma que está conformada por un gerente o un subgerente subordinado al gerente y el cual lo remplazara en sus ausencias, con sus misma atribuciones, para lo cual solo bastara su actuación, siendo una de sus funciones iniciar los procedimientos de cobro de tributos de las obligaciones tributarias aduaneras.

Del artículo 6 del CAUCA, y artículos 6 y 8 de la LGA se tiene que el Servicio Nacional de Aduanas se encuentra faculto para actuar como órgano contralor del comercio internacional de la República, encomendándosele la aplicación del ordenamiento jurídico aduanero, así como la función de recaudar los tributos a que están sujetas las mercancías objeto de ese comercio internacional. Para el cumplimiento cabal de los fines citados se dota a la Administración Aduanera de una serie de poderes, atribuciones, facultades, competencias, etc. Instrumentos legales que permiten a esa Administración, el cumplimiento de la tarea encomendada. Facultades que se encuentran enumeradas en forma explícita a favor de la Administración (entre otros, los artículos 6 a 9 del CAUCA, 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 6 a 14 de la LGA) y, otras veces, como deberes de los obligados para con ésta.

Tenemos que todas esas facultades “El Control Aduanero” se encuentra en el artículo 22 de la LGA de la siguiente manera:

“El control aduanero es el ejercicio de las facultades del Servicio Nacional de Aduanas para el análisis, la aplicación, supervisión, fiscalización, verificación, investigación y evaluación del cumplimiento de las disposiciones de esta Ley, sus Reglamentos y las demás normas reguladoras de los ingresos o las salidas de mercancías del territorio nacional así como de la actividad de las personas físicas o jurídicas que intervienen en las operaciones de comercio exterior.”

Dispone en el artículo 23 de la Ley General de Aduanas:

“El control aduanero podrá ser inmediato, a posteriori y permanente.

El control inmediato se ejercerá sobre las mercancías desde su ingreso al territorio aduanero o desde que se presenten para su salida y hasta que se autorice su levante.

El control a posteriori se ejercerá respecto de las operaciones aduaneras, los actos derivados de ellas, las declaraciones aduaneras, las determinaciones de las obligaciones tributarias aduaneras, los pagos de los tributos y la actuación de los auxiliares de la función pública aduanera y de las personas, físicas o jurídicas, que intervengan en las operaciones de comercio exterior, dentro del plazo referido en el artículo 62 de esta Ley.

El control permanente se ejercerá en cualquier momento sobre los auxiliares de la función pública aduanera, respecto del cumplimiento de sus requisitos de operación, deberes y obligaciones. Se ejercerá también sobre las mercancías que, con posterioridad al levante o al retiro, permanezcan sometidas a alguno de los regímenes aduaneros no definitivos, mientras estas se encuentren dentro de la relación jurídica aduanera para fiscalizar y verificar el cumplimiento de las condiciones de permanencia, uso y destino.”

Siendo para el caso las facultades para: determinar la obligación tributaria aduanera y exigir la obligación tributaria aduanera.

II. Objeto de la Litis. Determinar la posible existencia de un adeudo tributario aduanero a cargo del señor Vindas Villarreal, en razón del presunto ingreso ilegal de la mercancía sin pasar por los controles aduaneros ni tener autorización para su ingreso, con el fin de que sean cancelados tales impuestos, de ser procedente, y se cumplan los procedimientos correspondientes para que dicha mercancía pueda estar de forma legal en el país, previo cumplimiento de todos los requisitos.

III. Hechos no Probados. No existen hechos que hayan quedado indemostrados en el presente procedimiento.

IV. Hechos Probados:

1. Que la mercancía: 01 olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA; 01 televisor, 43 pulgadas, marca LG; 01 aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric; y 01 microondas, marca LG, ingresó al territorio nacional de forma ilegal.
2. Que la mercancía fue decomisada por oficiales de la Policía de Control Fiscal, al señor Vindas Villarreal, en la vía pública, puesto de control policial KM 35, Guaycara, Golfito, Puntarenas, según consta en acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018.
3. Que la mercancía se encuentra custodiada en el Almacén Fiscal Sistemas Logísticos Caribeños SISLOCAR, S.A, cédula jurídica N° 3-101-346490, código A-254, con el movimiento de inventario 133887-2018.
4. Que a la fecha el señor Vindas Villarreal, propietario de la mercancía, no ha presentado gestión de solicitud de pago de impuestos.

V. Sobre el fondo. De manera que de acuerdo con los hechos que se tiene por demostrados en expediente, en el caso concreto, tenemos una mercancía que **se introdujo al territorio nacional**, mercancía que **no se sometió al ejercicio del control aduanero**, al omitir presentar las mercancías ante la autoridad correspondiente. Hecho que se demuestra cuando la Policía de Control Fiscal decomisa las mercancías en la vía pública, en el puesto de control policial KM 35, Guaycara, Golfito, Puntarenas, y se deja constancia de ello mediante acta de decomiso N° 8882 de fecha 09/11/2018, es decir, cuando transitaban por una vía pública, según consta en los hechos probado 1 y 2.

Así las cosas, se vulneró el control aduanero, hecho que consumó en el momento mismo en que ingresaron las mercancías objeto de la presente controversia al territorio costarricense, omitiendo su presentación ante la Aduana de Paso Canoas. En este sentido no cabe duda de que con tal accionar se vulnera el ejercicio del control aduanero y consecuentemente **el pago de los tributos**

De lo anterior, el iniciar los procedimientos cobratorios, no es una facultad discrecional de la aduana, sino que es un imperativo legal ante el incumplimiento operado, por lo que en aplicación del principio de legalidad resulta ajustado a derecho el inicio del cobro de impuestos.

VI. Sobre la posible clasificación arancelaria: que de conformidad con el Sistema Arancelario Centroamericano (SAC) vigente a la fecha del hecho generador, la mercancía en cuestión se clasifica:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA.	8516.79.00.00.90	14%	15%	1%	13%
2	Televisor, 43 pulgadas, marca LG.	8528.72.90.00.00	14%	15%	1%	13%
3	Aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric.	8415.10.00.00.20	14%		1%	13%
4	Microondas, marca LG.	8516.50.00.00.00	5%	15%	1%	13%

VII. Sobre el posible valor aduanero. Se aplicó el artículo 7 del Acuerdo de Valoración en Aduanas de la OMC, flexibilizando el artículo 3 “Mercancía Similar”. La fecha del conocimiento de embarque se encuentra dentro del rango del momento aproximado. La mercancía utilizada para la valoración corresponde a una mercancía similar en relación con la mercancía objeto de valoración, misma marca, con las mismas características, calidad y prestigio comercial. Se flexibilizó en lo que corresponde al estilo al país de producción y procedencia de la mercancía ya que se desconoce ese dato por tratarse de un decomiso. Teniendo que para la mercancía en cuestión le corresponde un valor de importación de **¢355.163.33** (trescientos cincuenta y cinco mil ciento sesenta y tres colones con treinta y tres céntimos), equivalente en dólares \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos).

VIII. Sobre la posible obligación tributaria: Que al corresponder un posible Valor Aduanero por un monto de \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos), se generaría una posible **obligación tributaria aduanera** por el monto de **¢145.115.86** (ciento cuarenta y cinco mil ciento quince colones con ochenta y seis céntimos) desglosados de la siguiente forma:

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
1	¢952.46	¢1.163.36	¢68.03	¢1.168.33	¢3.352.18
2	¢26.700.74	¢32.613.04	¢1.907.20	¢32.752.27	¢93.973.24
3	¢21.010.42		¢1.500.74	¢22.436.12	¢44.947.28
4	¢378.31	¢1.191.66	¢75.66	¢1.197.52	¢2.843.15
Total	¢49.041.92	¢34.968.06	¢3.551.63	¢57.554.24	¢145.115.86

En conclusión, de comprobarse las clasificaciones arancelarias propuesta, así como el Valor Aduanero, existiría un posible adeudo tributario aduanero total por la suma de **¢145.115.86** (ciento cuarenta y cinco mil ciento quince colones con ochenta y seis céntimos) los que se deben al Fisco por parte del señor Vindas Villarreal.

Por Tanto

Con fundamento en las consideraciones de hecho y derecho expuestas, esta Gerencia resuelve. **Primero:** Dar por iniciado el procedimiento ordinario de oficio contra el señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, tendiente a determinar: **1.)** La clasificación arancelaria de la mercancía en cuestión. **2.)** El valor aduanero de la mercancía de marras. **3.)** La obligación tributaria aduanera de la mercancía de marras. **Segundo:** Que la mercancía en cuestión, le correspondería la posible clasificación arancelaria:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Olla de presión eléctrica, capacidad 5 litros, marca RCA.	8516.79.00.00.90	14%	15%	1%	13%
2	Televisor, 43 pulgadas, marca LG.	8528.72.90.00.00	14%	15%	1%	13%
3	Aire acondicionado, 1.200 BTU, marca General Electric.	8415.10.00.00.20	14%		1%	13%
4	Microondas, marca LG.	8516.50.00.00.00	5%	15%	1%	13%

Lo anterior de conformidad con las características físicas de las mercancías; siendo el posible valor aduanero de importación que le correspondería a los bienes en \$567.98 (quinientos sesenta y siete dólares con noventa y ocho centavos). **Tercero:** Que la posible liquidación de la obligación tributaria aduanera a pagar, aplicando la clasificación arancelaria indicada, el posible valor aduanero, la obligación tributaria aduanera total resulta un posible monto de **¢145.115.86** (ciento cuarenta y cinco mil ciento quince colones con ochenta y seis céntimos). **Cuarto:** Si se llega a determinar cómo correcta la Clasificación Arancelaria señalada y el Valor Aduanero indicado, se generaría un adeudo de tributos aduaneros a favor del Fisco por la suma de **¢145.115.86** (ciento cuarenta y cinco mil ciento quince colones con ochenta y seis céntimos) desglosados de la siguiente forma:

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
1	¢952.46	¢1.163.36	¢68.03	¢1.168.33	¢3.352.18
2	¢26.700.74	¢32.613.04	¢1.907.20	¢32.752.27	¢93.973.24
3	¢21.010.42		¢1.500.74	¢22.436.12	¢44.947.28
4	¢378.31	¢1.191.66	¢75.66	¢1.197.52	¢2.843.15
Total	¢49.041.92	¢34.968.06	¢3.551.63	¢57.554.24	¢145.115.86

Quinto: Se le previene al señor Vindas Villarreal, que debe señalar lugar (dentro de la jurisdicción de esta Aduanas) o medio (correo electrónico) para atender notificaciones futuras. **Sexto:** En aplicación de lo dispuesto en el artículo 196 de la LGA, y a fin de garantizar el Principio Constitucional del Debido Proceso, se le otorga al interesado, un plazo de 15 (quince) días hábiles a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución, para que se apersona al proceso y presente por escrito las alegaciones de hecho y de derecho y las pruebas pertinentes. **Séptimo:** El expediente administrativo rotulado APC-DN-1213-2021 levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de la Aduana de Paso Canoas. **Notifíquese:** La presente resolución al señor Carlos Luis Vindas Villarreal, cédula de identidad N° 1-1212-0768, en la dirección: condominio Calle Hermoza, casa N° 7, Jaco; Puntarenas, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 4600080275.—Solicitud N° 469284.—(IN2022822280).

RES-APC-G-1574-2021

Aduana Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las quince horas con quince minutos del día treinta de setiembre de dos mil veintiuno. Procede a dar inicio procedimiento administrativo sancionatorio tendiente a la investigación de la presunta comisión de una infracción tributaria aduanera de conformidad con el artículo 242 bis de la Ley General de Aduanas, contra el señor Juan Antonio Montero Araya, cédula de identidad N° 6-0209-0252. (Expediente APC-DN-0548-2014)

RESULTANDO

- I. Mediante acta de decomiso N° PFS-1610-12-14 e informe N° 125661-14 de fecha 16/12/2014, oficiales de la Fuerza Pública, pone en conocimiento a la Aduana de Paso Canoas, del decomiso, preventivo, ejecutado al señor Juan Antonio Montero Araya, cédula de identidad N° 6-0209-0252, de la siguiente mercancía: 01 pantalla de 28 pulgadas marca Sankey, 01 tableta de 9 pulgadas marca Sankey, 01 par de zapatos deportivos marca Nike, 01 par de zapatos deportivos marca Adidas, 01 par de zapatos (tacos) marca Nike, 01 par de sandalias (sin marca), 04 estuches de perfume marca Sex in the City Love, 02 estuches de perfume marca Sex in the City Blue, 01 estuche de perfume marca Sex in the City Forever, 01 estuche de perfume marca Sex in the City Code, 02 estuches de perfume marca Sex un the City Chic Fantos. Por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional o el respectivo pago de impuestos. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, en kilómetro 35, Guaycara, Golfito, Puntarenas. (Folios 6 al 8)
- II. Con Resolución RES-APC-G-258-2015, del 24/03/2015, la Aduana de Paso Canoas, vista la gestión N° 3854 presentada el 16/12/2014 por el señor Montero Araya, en donde solicita se le autorice el pago de los impuestos de la mercancía decomisada (renunciando a la mercancía tipo perfume, por no conseguir los permisos de importación) mediante el acta N° PFS-1610-12-14 de fecha 16/12/2014, resuelve acoger su solicitud y autorizar al señor Montero Araya para que por medio de una agencia de aduanas de su elección proceda al pago de los impuestos. (Folios 1 y 15 al 20)
- III. Con declaración aduanera de importación N° 007-2015-008518 de fecha 07/05/2015, tramitado por la Agencia de Aduanas Ramirez Unfried Jose Ernesto, importador Juan Antonio Montero Araya, cédula de identidad N° 6-0209-0252, se nacionaliza la mercancía (excepto los perfumes). Con un valor en aduanas de \$341.08 (trescientos cuarenta y un dólares con ocho centavos), pagando un total de tributos de ¢71.808.42. (Folios 25 y 26)
- IV. Que en la madrugada del 10/01/2016, la bodega N° 2, identificada con el código I022, fue consumida en su totalidad por un incendio, y consecuentemente todas las mercancías almacenadas en dicha bodega fueron destruidas por el siniestro, con lo cual las mercancías, que no fueron nacionalizadas sufrieron pérdida total, y en virtud de los criterios N° DN-980-2017 de fecha 19/10/2017 y DN-025-2018 del 15/01/2018, los cuales indican, que debido a que se extingue la obligación tributaria aduanera dada la destrucción de mercancías, no procede la tramitación de procedimiento administrativo o proceso judicial alguno. Entonces, para el proceso en estudio, se utilizará únicamente el valor aduanero de la mercancía que canceló impuestos, es decir, del DUA 007-2015-008518 de fecha 07/05/2015, por un valor de \$341.08 (trescientos cuarenta y un dólares con ocho centavos), que al tipo de cambio de ¢539,87 (quinientos treinta y nueve colones con ochenta y siete céntimos) por dólar, correspondiente al tipo de cambio del día del hecho generador, sea el 16/12/2014, asciende a la suma de ¢184.138.85 (ciento ochenta y cuatro mil ciento treinta y ocho colones con ochenta y cinco céntimos).
- V. Mediante resolución N° RES-APC-G-0349-2018, del 08/06/2018, se emitió inicio de procedimiento sancionatorio contra el señor Montero Araya, el cual no se pudo notificar de forma persona y efectiva al presunto infractor. (folios 32 al 41)
- VI. Mediante resolución N° RES-APC-G-0950-2020, de 31/07/2020, se emitió inicio de procedimiento sancionatorio tendiente al cobro de una multa contra el señor Montero Araya, misma que no fue notificada antes de la entrada en vigencia

del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV y su Reglamento (vigente desde el 01/05/2021), por lo que en aplicación del Transitorio I de la normativa invocada, lo correspondiente es la anulación de la resolución y la confección de un nuevo acto de inicio de sancionatorio con la aplicación de la normativa vigente. (Folios 42 al 50)

VII. En el presente caso se han respetado los términos y prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

I. Sobre la competencia del Gerente y el Subgerente para la emisión de actos administrativos. Que de acuerdo con los artículos 6, 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA), 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 13, 24 de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA) y los artículos 34 y 35 del Reglamento a la Ley General de Aduanas (en adelante RLGA), se encuentra la estructura para el servicio nacional de aduanas, así como la competencia de la Gerencia y Sugerencia en las Aduanas, normativa que indica que las aduanas son las unidades técnico administrativas con competencia territorial, siendo una de sus atribuciones exigir y comprobar los elementos que determinen la obligación tributaria aduanera e iniciar los procedimientos administrativos y atender las gestiones que puedan derivarse de la entrada, permanencia y salida de las mercancías al territorio aduanero nacional.

II. Es función de la autoridad aduanera imponer sanciones administrativas y tributarias aduaneras, cuando así le corresponda. Atribución que se completa con lo dispuesto por los artículos 122 al 126 del CAUCA, 230 y 231 de la LGA, en donde se establece el concepto de infracción señalado que constituye infracción administrativa o tributaria aduanera, toda acción u omisión que contravenga o vulnere las disposiciones del régimen jurídico aduanero, sin que califique como delito. Dichas infracciones son sancionables, en vía administrativa, por la autoridad aduanera que conozca el respectivo procedimiento administrativo.

III. Que según establece el artículo 60 del CAUCA, 2 y 79 de la LGA y 211 del RLGA, es obligación básica al ingresar o salir del país presentar ante las aduanas nacionales toda mercancía y vehículos.

IV. Objeto de Litis: El fondo del presente asunto se contrae a determinar la presunta responsabilidad del señor Montero Araya, por presuntamente ingresar a territorio costarricense la mercancía descrita en el resultando primero de la presente resolución, sin someterla al ejercicio del control aduanero, al omitir presentar la misma ante la autoridad correspondiente, omisión que originó que el interesado supuestamente causara una vulneración al fisco.

V. Análisis de tipicidad y nexos causal: Según se indica en el Resultando Primero de la presente resolución tenemos mediante el acta de decomiso N° PFS-1610-12-14 de fecha 16/12/2014, de la Fuerza Pública, pone en conocimiento a la Aduana Paso de Canoas, el decomiso preventivo de la mercancía de marras, por cuanto el administrado no portaba ningún documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, o el respectivo pago de impuestos.

En virtud de los hechos antes mencionados, es menester de esta aduana en atención a una adecuada conceptualización jurídica de los hechos aquí descritos, analizar la normativa que regula el ingreso o salida de personas, mercancías y medios de transporte aduanero, la cual se encuentra descrita en el numeral 60 del CAUCA, el artículo 2 y 79 de la LGA, así mismo tenemos el artículo 211 del RLGA.

Aunado a lo anterior en materia sancionatoria, tenemos que la presunta calificación legal del hecho correspondería a una vulneración al régimen aduanero que constituiría una eventual infracción tributaria aduanera que encuentra su asidero legal en el artículo 242 bis de la LGA, vigente al momento del decomiso, que indicaba ad literam lo siguiente:

“Constituirá infracción tributaria aduanera y serán sancionadas con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías, las conductas establecidas en el artículo 211 de esta ley, siempre que el valor aduanero de las mercancías no supere los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional, aunque con ello no cause perjuicio fiscal.”

De lo anterior tenemos que aquellas situaciones o supuestos que en principio constituyan delitos conformes con el numeral 211 de la LGA, pero que el valor aduanero no superara en su momento los cincuenta mil pesos centroamericanos, se consideran infracciones tributarias aduaneras, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Siendo menester señalar, que dado que la sanción que se pretende imponer al señor Montero Araya, tal y como ya se señaló es una multa fijada en pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional es importante tener presente la referencia que hace la normativa centroamericana y nacional sobre la citada equivalencia de los pesos centroamericanos.

Al efecto, debe indicarse que mediante Ley N° 6986 del 3 de mayo de 1985, se aprueba en nuestro país el Convenio sobre el Régimen Arancelario y Aduanero Centroamericano. En lo que interesa, el artículo 20 dispone:

"Para los fines de la unidad y uniformidad arancelaria se tendrá como unidad de cuenta el "Peso Centroamericano", con el valor que el Consejo Monetario decida fijarle.

La conversión de monedas extranjeras a pesos centroamericanos se hará con base en el tipo de cambio resultante de la cotización internacional de la moneda extranjera con respecto al valor oficial del peso centroamericano que se define en el párrafo anterior, en la fecha de aceptación de la póliza. Dicha cotización será proporcionada por el Banco Central del Estado Contratante interesado.

La conversión de pesos centroamericanos a las monedas de los Estados Contratantes se hará aplicando el valor que corresponda de acuerdo con las disposiciones nacionales vigentes, a la fecha de aceptación de la póliza."

Ahora bien, dentro del proceso centroamericano de integración económica en aras de lograr la coordinación, armonización, convergencia o unificación de las políticas monetarias, crediticias, cambiarias y financieras de los Estados Centroamericanos, a fin de realizar gradual y progresivamente la integración monetaria y financiera regional y en uso de la facultad concedida en la citada Ley se estableció el Acuerdo Monetario Centroamericano, el cual en su artículo 42 reguló la equivalencia del Peso Centroamericano, así como la facultad de Consejo Monetario Centroamericano, que está integrado por los Presidentes de los Bancos Centrales de los países del área, de modificarla de la siguiente forma:

"Artículo 42.- Se establece el Peso Centroamericano como unidad de cuenta regional, cuyo valor equivale a un dólar de los Estados Unidos de América.

El Consejo, con consenso de sus miembros, podrá modificar la unidad de cuenta regional, su uso, denominación, valor y relación con cualquier divisa, combinación de monedas o unidad de cuenta internacional." (El resaltado no es del original)

Aclarado que el valor del Peso Centroamericano equivale a un dólar de los Estados Unidos de Centroamérica, en el caso concreto, a efecto de determinar la equivalencia de la posible sanción en colones, consistiría en la aplicación del tipo de cambio vigente al momento del decomiso preventivo de las mercancías.

Aclarado lo anterior, debemos hacer un análisis de la norma, la potestad represiva del Estado, el castigo que se pretende imponer al administrado, el análisis de legalidad y tipicidad aplicando las garantías propias del Derecho Penal aplicable al caso sin que sea posible legalmente que esta materia sea ejercida bajo criterios de oportunidad o conveniencia por parte de la Administración Aduanera. En línea con ello, recordemos que **el principio de legalidad** o *nullum crimen, nulla poena sine lege*, determina la conocida reserva de ley en materia sancionatoria, según la cual únicamente en virtud de la ley se puede afectar la esfera jurídica de los administrados, creando sanciones o infracciones.

Principio de tipicidad, derivación directa del principio de legalidad, requiere que las infracciones administrativas y las sanciones correspondientes se encuentren claramente definidas por la ley, de ahí la exigencia de predeterminación normativa de las infracciones y las sanciones correspondientes.

Principio de culpabilidad, supone dolo, culpa o negligencia en la acción sancionable. Superando con ello la concepción de que la responsabilidad administrativa es de carácter objetiva y que, por ende, no requiere culpa o dolo en la infracción para la imposición de la sanción correspondiente.

Ahora, analicemos cada uno de los principios señalados, y con ellos determinar si se puede imponer la sanción, y si resulta en consecuencia procedente, la multa que se pretende imponer.

Tenemos que no existe quebranto del **principio de legalidad** en la medida de que es la ley la que establece la norma sancionadora.

En cuando al **principio de tipicidad** el cual deriva del anterior, se debe determinar si el tipo infraccional regulado, es claro y preciso, ya que se debe contar con un presupuesto (descripción de la conducta) y una consecuencia (pena), debiéndose indicar, al menos, quién es el sujeto activo y cuál es la acción constitutiva de la infracción (verbo activo).

Si revisamos la norma, resulta claro que respecto al **sujeto** que puede cometer la infracción, no debe tener una condición especial previamente determinada por el legislador, sino que cualquier persona que adecue su conducta a lo establecido por la norma puede convertirse en sujeto activo de esta infracción. Así las cosas, no existe duda de que el señor Montero Araya, puede ser autor de dicha infracción, no presentándose ningún problema en ese sentido.

Descripción de la Conducta: Desglosemos la norma para determinar cuáles son las conductas que el legislador, estableció como constitutivas de infracción:

Lo primero que debe tenerse claro para el correcto entendimiento y aplicación de esta norma, es que en la misma regula la penalidad de aquellas situaciones o supuestos que constituyan delitos conforme con el numeral 211 de la LGA, y que en razón de ello debe necesariamente demostrarse la intencionalidad del sujeto, pero que su valor (de las mercancías) no supera los cincuenta mil pesos centroamericanos, en cuyo caso se consideran infracciones tributarias, para efectos de sancionarlas en sede administrativa.

Debiéndose establecer un elemento esencial de la conducta, el cual es **introducir** o extraer, del territorio nacional, mercancía de cualquier clase, valor, origen o procedencia, eludiendo el control aduanero. Que **transporte**, almacene, adquiera, venda, done, oculte, use, dé o reciba en depósito, destruya o transforme, mercancía de cualquier clase, valor origen o procedencia introducida al país, eludiendo el control aduanero. **En su caso introducir y transportar mercancía eludiendo el control de aduanas**, ya que como se ha indicado transportaba en territorio nacional una mercancía sin cumplir con los requisitos

reguladores del ingreso y no haberla sometido en forma inmediata al control aduanero, es decir, la omisión de no haberse sometido en el momento procesal oportuno al control aduanero. Esta omisión indiscutiblemente vulnera el régimen jurídico aduanero tal como lo regulan los numerales 60 del CAUCA y 79 de la LGA.

Además, estamos ante una mercancía el cual su valor aduanero no supero los cincuenta mil pesos centroamericanos o su equivalente en moneda nacional (norma vigente al momento de los hechos). En este sentido no cabe duda de que el valor aduanero de la mercancía fue inferior a cincuenta mil pesos centroamericanos, toda vez que si revisamos la declaración aduanera de importación N° 007-2015-008518 de fecha 07/05/2015, tenemos un valor de \$341.08 (treientos cuarenta y un dólares con ocho centavos) lo que evidentemente no supera el monto establecido por la ley para poder ser objeto de valoración en la vía penal, razón por la que también se cumple con este elemento del tipo infraccional que se pretende aplicar en esta sede administrativa.

Principio de Culpabilidad: Resta por analizar si en la especie se puede demostrar que la actuación del administrado supone dolo, culpa o negligencia en la acción que se pretende sancionar. Es decir, nos corresponde ahora un breve análisis de responsabilidad subjetiva del infractor para determinar si es responsable y, por lo tanto, se le puede imputar la conducta.

Descartamos la existencia del dolo o la intencionalidad en la acción anómala del administrado, sin embargo, hay que indicar que uno de los matices del Derecho Sancionador Administrativo, figura precisamente el poder sancionar cuando se demuestra una acción u omisión culposa, es decir, no se requiere para el ejercicio de la potestad punitiva en sede administrativa demostrar una actuación dolosa, sino que las acciones podrán ser atribuidas a título culposo. En ese sentido resulta categórica nuestra LGA que en su artículo 231 bis dispone:

“Elemento subjetivo en las infracciones administrativas. Las infracciones administrativas son sancionables, incluso a título de mera negligencia en la atención del deber de cuidado que ha de observarse en el cumplimiento de las obligaciones y deberes tributarios.”

Así considera esta Sede Aduanera que la infracción que se pretende imponer en el presente caso, se podría imputar a título de culpa, en el tanto no es aceptable que el administrado sabiendo que su mercancía era extranjera, ingresara y transportara la misma en el país, sin más trámite, cuando es clara la legislación en el sentido de que todas las personas, vehículos y mercancía que traigan consigo e ingresen al territorio aduanero, deben ser sometidas al control aduanero, según las disposiciones citadas. De tal suerte, que el haber omitido presentar en su momento la mercancía a la aduana, cuando correspondía, efectivamente configura una violación del ordenamiento jurídico.

Partiendo de ello tenemos que en el presente caso le podría resultar aplicable el artículo 242 bis de la LGA, ya que de lograrse probar los hechos que constan en el expediente, la conducta desplegada por el señor Montero Araya, podría ser la de eludir el control aduanero, e incluso pudo ser constituida en un posible delito de contrabando sancionable en sede penal, pero aun cuando no cumplió con los supuestos del tipo penal, la mercancía no fue presentada ante la aduana respectiva sino que por intervención oportuna de oficiales de la Fuerza Pública, que proceden con el decomiso de la mercancía. Sin embargo, en razón de la cuantía, el propio legislador lo sanciona como una infracción tributaria aduanera aplicable en sede administrativa.

De conformidad con el artículo 242 bis de la LGA ya indicado y de acuerdo con los hechos descritos anteriormente tenemos como posible consecuencia Legal del presente procedimiento la aplicación eventual, de demostrarse como ciertos los hechos aquí indicados, de una sanción de **multa** equivalente al valor aduanero de la mercancía con que cuenta esta autoridad aduanera, que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a \$341.08 (trescientos cuarenta y un dólares con ocho centavos), que de acuerdo al artículo 55 inciso c punto 2 de la LGA, convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 16/12/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ₡539,87 (quinientos treinta y nueve colones con ochenta y siete céntimos) por dólar estadounidense, correspondería a la suma de ₡184.138.85 (ciento ochenta y cuatro mil ciento treinta y ocho colones con ochenta y cinco céntimos).

Que lo procedente de conformidad con los artículos 231 y 234 de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas pertinentes en descargo de los hechos señalados.

VI. Se anula las resoluciones RES-APC-G-0349-2018, del 08/06/2018 y RES-APC-G-0950-2020, de 31/07/2020, mediante la cuales se había dictado actos de inicio del procedimiento ordinario, mismos que no fueron notificados antes de la entrada en vigencia del CAUCA IV y su Reglamento.

POR TANTO

En uso de las facultades que la normativa aduanera otorgan a esta Gerencia y de conformidad con las consideraciones y disposiciones legales señaladas, resuelve: **Primero:** Iniciar Procedimiento Administrativo Sancionatorio contra el señor Juan Antonio Montero Araya, cédula de identidad N° 6-0209-0252, tendiente a investigar la presunta comisión de infracción tributaria aduanera establecida en el artículo 242 bis de la LGA, sancionable con una multa equivalente al valor aduanero de las mercancías que ocasionó la eventual vulneración al régimen jurídico aduanero y que en el caso que nos ocupa dicho valor aduanero asciende a \$341.08 (trescientos cuarenta y un dólares con ocho centavos), que convertidos en moneda nacional al tipo de cambio del momento de cometer la presunta infracción, que es el momento del decomiso preventivo, sea el 16/12/2014, de acuerdo con el tipo de cambio por dólar a razón de ₡539,87 (quinientos treinta y nueve colones con ochenta y siete céntimos) por dólar, correspondería la multa a la suma de ₡184.138.85 (ciento ochenta y cuatro mil ciento treinta y ocho colones con ochenta y cinco céntimos), por la eventual introducción y transporte en territorio nacional de una mercancía, que no se sometió al ejercicio del control aduanero, cuya acción u omisión presuntamente significó una vulneración del régimen jurídico aduanero, de conformidad con dicho artículo 242 bis de la LGA. **Segundo:** Que el pago puede realizarse mediante depósito (transferencia) en las cuentas del Banco de Costa Rica CR63015201001024247624, o del Banco Nacional de Costa Rica CR71015100010012159331, ambas a nombre del Ministerio de Hacienda - Tesorería Nacional - Depósitos varios, o por medio de entero a favor del Gobierno. **Tercero:** Que lo procedente, de conformidad con los artículos 231, 234 y 242 bis, de la LGA y en relación con los artículos 533 de 535 del RLGA, es dar oportunidad procesal al interesado, para que en un plazo de CINCO DIAS hábiles posteriores a la notificación de la presente resolución y de conformidad con el principio de derecho a la defensa, presente sus alegatos y pruebas en descargo de los hechos señalados. **Cuarto:** El

expediente administrativo número APC-DN-0548-2014, levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de esta Aduana. **Quinto:** Se le previene al interesado, que debe señalar lugar para atender notificaciones futuras, dentro de la jurisdicción de esta Aduana, o medio electrónico (dirección de correo). **Notifíquese:** La presente resolución al señor Juan Antonio Montero Araya, cédula de identidad N° 6-0209-0252, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 4600080275.—Solicitud N° 469288.—(IN2022822281).

RES-APC-G-1614-2021

Aduana de Paso Canoas, Corredores, Puntarenas. A las trece horas con nueve minutos del día ocho de octubre de dos mil veintiuno. Se inicia procedimiento ordinario tendiente a determinar la procedencia del cobro de la Obligación Tributaria Aduanera contra el señor Ricardo Sebastián Acevedo Espinoza, nacional de Nicaragua, documento de identidad de su país C01553381, por la mercancía retenida preventivamente mediante el acta de decomiso N° 9833 de fecha 15/10/2018, de la Policía de Control Fiscal. (Expediente APC-DN-1059-2019)

Resultando

I. Mediante acta de decomiso N° 9833 de fecha 15/10/2018, se decomisa preventivamente la siguiente mercancía: 05 pares de tenis para mujer, marca Reebok; 05 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samba; 09 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo ZX500 Air; 17 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samoa; 17 pares de tenis para hombre, marca Nike, modelo Air; 12 pares de tenis para hombre, marca Nike. Modelo Air Max; y 01 par de tenis para hombre, marca Under Armour Charged Cushionins, por cuanto no portaba documento que amparara el ingreso lícito a territorio nacional, el respectivo pago de impuestos o su compra en Costa Rica mediante factura autorizada. Todo lo anterior como parte de la labor de control realizada en la vía pública, Barrio El Relleno, frente al antiguo bar El Potro, San Isidro del General, Perez Zeledon, San José. (Folios 14-15, ver además folio 5)

II. De conformidad con la valoración de la mercancía, realizada mediante el oficio N° APC-DN-208-2021, de fecha 14/06/2021, se determinó: (ver folios 72 al 81)

a) Fecha del hecho generador: 15/10/2018.

b) Tipo de cambio: Se toma el tipo de cambio de venta de ₡597.15 (quinientos noventa y siete colones con quince céntimos) por dólar americano correspondiente al 15/10/2018, según referencia dado por el Banco Central de Costa Rica en su página Web www.bccr.fi.cr. Tipo de cambio de venta del día del decomiso preventivo, según el artículo 55 inciso c) apartado 2 de la Ley General de Aduanas.

c) Procedimiento para valorar la mercancía: Se aplico el artículo 7 del Acuerdo de Valoración en Aduanas de la OMC, flexibilizando el artículo 3 “*Mercancía Similar*” La fecha del conocimiento de embarque se encuentra dentro del rango del momento aproximado. La mercancía utilizada para la valoración corresponde a una mercancía similar en relación con la mercancía objeto de valoración, misma marca, con las mismas características, calidad y prestigio comercial. Se flexibilizo en lo que corresponde al estilo al país de producción y procedencia de la mercancía ya que se desconoce ese dato por tratarse de un decomiso. Teniendo que para la mercancía en cuestión le corresponde un valor de importación de **₡1.045.566.25** (un millón cuarenta y cinco mil quinientos sesenta y seis colones con veinticinco céntimos), equivalente en dólares \$1.750.93 (mil setecientos cincuenta dólares con noventa y tres centavos).

d) Clasificación arancelaria: que de conformidad con el Sistema Arancelario Centroamericano (SAC) vigente a la fecha del hecho generador, la mercancía en cuestión se clasifica:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Tenis para mujer, marca Reebok	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
2	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samba	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
3	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo ZX500 Air	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
4	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samoa	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%

5	Tenis para hombre, marca Nike, modelo Air	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
6	Tenis para hombre, marca Nike. Modelo Air Max	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
7	Tenis para hombre, marca Under Armour Charged Cushionins	6404.19.90.00.00	14%	%	1%	13%

e) Determinación de los impuestos:

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
Total	¢146.379.27	¢	¢10.455.66	¢156.312.15	¢313.147.09

III. Que se han respetado los procedimientos de Ley.

Considerando

I. **Sobre la competencia de la Gerencia, las facultades aduaneras:** Que de conformidad con los artículos 6 y 8 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante CAUCA); 13 y 24 inciso a) y b) de la Ley General de Aduanas (en adelante LGA); 33, 34, 35 y 35 bis, del Reglamento a la Ley General de Aduana (en adelante RLGA). La aduana es la oficina técnica administrativa encargada de las gestiones aduanera, el control de las entradas, permanencia, salida de mercancías y la coordinación de la actividad aduanera que se desarrolle en su zona de competencia, estando integrada por una gerencia, misma que está conformada por un gerente o un subgerente subordinado al gerente y el cual lo remplazara en sus ausencias, con sus misma atribuciones, para lo cual solo bastara su actuación, siendo una de sus funciones iniciar los procedimientos de cobro de tributos de las obligaciones tributarias aduaneras.

Del artículo 6 del CAUCA, y artículos 6 y 8 de la LGA se tiene que el Servicio Nacional de Aduanas se encuentra faculto para actuar como órgano contralor del comercio internacional de la República, encomendándosele la aplicación del ordenamiento jurídico aduanero, así como la función de recaudar los tributos a que están sujetas las mercancías objeto de ese comercio internacional. Para el cumplimiento cabal de los fines citados se dota a la Administración Aduanera de una serie de poderes, atribuciones, facultades, competencias, etc. Instrumentos legales que permiten a esa Administración, el cumplimiento de la tarea encomendada. Facultades que se encuentran enumeradas en forma explícita a favor de la Administración (entre otros, los artículos 6 a 9 del CAUCA, 5 del Reglamento al Código Aduanero Uniforme Centroamericano IV (en adelante RECAUCA), 6 a 14 de la LGA) y, otras veces, como deberes de los obligados para con ésta.

Tenemos que todas esas facultades “El Control Aduanero” se encuentra en el artículo 22 de la LGA de la siguiente manera:

“El control aduanero es el ejercicio de las facultades del Servicio Nacional de Aduanas para el análisis, la aplicación, supervisión, fiscalización, verificación, investigación y evaluación del cumplimiento de las disposiciones de esta Ley, sus Reglamentos y las demás normas reguladoras de los ingresos o las salidas de mercancías del territorio nacional así como de la actividad de las personas físicas o jurídicas que intervienen en las operaciones de comercio exterior.”

Dispone en el artículo 23 de la LGA:

“El control aduanero podrá ser inmediato, a posteriori y permanente.

El control inmediato se ejercerá sobre las mercancías desde su ingreso al territorio aduanero o desde que se presenten para su salida y hasta que se autorice su levante.

El control a posteriori se ejercerá respecto de las operaciones aduaneras, los actos derivados de ellas, las declaraciones aduaneras, las determinaciones de las obligaciones tributarias aduaneras, los pagos de los tributos y la actuación de los auxiliares de la función pública aduanera y de las personas, físicas o jurídicas, que intervengan en las operaciones de comercio exterior, dentro del plazo referido en el artículo 62 de esta Ley.

El control permanente se ejercerá en cualquier momento sobre los auxiliares de la función pública aduanera, respecto del cumplimiento de sus requisitos de operación, deberes y obligaciones. Se ejercerá también sobre las mercancías que, con posterioridad al levante o al retiro, permanezcan sometidas a alguno de los regímenes aduaneros no definitivos, mientras estas se encuentren dentro de la relación jurídica aduanera para fiscalizar y verificar el cumplimiento de las condiciones de permanencia, uso y destino.”

Siendo para el caso las facultades para: determinar la obligación tributaria aduanera y exigir la obligación tributaria aduanera.

II. Objeto de la Litis. Determinar la posible existencia de un adeudo tributario aduanero a cargo del señor Acevedo Espinoza, en razón del presunto ingreso ilegal de la mercancía sin pasar por los controles aduaneros ni tener autorización para su ingreso, con el fin de que sean cancelados tales impuestos, de ser procedente, y se cumplan los procedimientos correspondientes para que dicha mercancía pueda estar de forma legal en el país, previo cumplimiento de todos los requisitos.

III. Hechos no Probados. No existen hechos que hayan quedado indemostrados en el presente procedimiento.

IV. Hechos Probados:

1. Que la mercancía: 05 pares de tenis para mujer, marca Reebok; 05 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samba; 09 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo ZX500 Air; 17 pares de tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samoa; 17 pares de tenis para hombre, marca Nike, modelo Air; 12 pares de tenis para hombre, marca Nike. Modelo Air Max; y 01 par de tenis para hombre, marca Under Armour Charged Cushionins, ingresó al territorio nacional de forma ilegal.
2. Que la mercancía fue decomisada por oficiales de la Policía de Control Fiscal, al señor Acevedo Espinoza, en la vía pública, Barrio El Relleno, frente al antiguo bar El Potro, San Isidro del General, Perez Zeledon, San José, según consta en acta de decomiso N° 9833 de fecha 15/10/2018 e informe N° 0102256-18 de fecha 15/10/2018.
3. Que la mercancía se encuentra custodiada en el Almacén Fiscal del Pacifico ALFIPAC, S.A, cédula jurídica número 3-101-237863, código A-159, con el movimiento de inventario N° 7392-2018.
4. Que a la fecha el señor Acevedo Espinoza, propietario de la mercancía, no ha presentado gestión de solicitud de pago de impuestos.

V. Sobre el fondo. De manera que de acuerdo con los hechos que se tiene por demostrados en expediente, en el caso concreto, tenemos una mercancía que **se introdujo al territorio nacional**, mercancía que **no se sometió al ejercicio del control aduanero**, al omitir presentar las mercancías ante la autoridad correspondiente. Hecho que se demuestra cuando oficiales de la Fuerza Pública retienen y la Policía de Control Fiscal decomisa las mercancías en la vía pública, Barrio El Relleno, frente al antiguo bar El Potro, San Isidro del General, Perez Zeledon, San José, y se deja constancia de ello mediante acta de decomiso N° 9833 de fecha 15/10/2018 e informe 0102256-18 de fecha 15/10/2018, es decir, cuando transitaba por una vía pública, según consta en los hechos probado 1 y 2.

Así las cosas, se vulneró el control aduanero, hecho que consumó en el momento mismo en que ingreso la mercancía objeto de la presente controversia al territorio costarricense, omitiendo su presentación ante la Aduana de Paso Canoas. En este sentido no cabe duda de que con tal accionar se vulnera el ejercicio del control aduanero y consecuentemente **el pago de los tributos.**

De lo anterior, el iniciar los procedimientos cobratorios, no es una facultad discrecional de la aduana, sino que es un imperativo legal ante el incumplimiento operado, por lo que en aplicación del principio de legalidad resulta ajustado a derecho el inicio del cobro de impuestos.

VI. Sobre la posible clasificación arancelaria carga tributaria: que de conformidad con el Sistema Arancelario Centroamericano (SAC) vigente a la fecha del hecho generador, la mercancía en cuestión se clasifica:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Tenis para mujer, marca Reebok	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
2	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samba	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
3	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo ZX500 Air	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
4	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samoa	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
5	Tenis para hombre, marca Nike, modelo Air	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
6	Tenis para hombre, marca Nike. Modelo Air Max	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
7	Tenis para hombre, marca Under Armour Charged Cushionins	6404.19.90.00.00	14%	%	1%	13%

VII. Sobre el posible valor aduanero. Se aplico el artículo 7 del Acuerdo de Valoración en Aduanas de la OMC, flexibilizando el artículo 3 “Mercancía Similar” La fecha del conocimiento de embarque se encuentra dentro del rango del momento aproximado. La mercancía utilizada para la valoración corresponde a una mercancía similar en relación con la mercancía objeto de valoración, misma marca, con las mismas características, calidad y prestigio comercial. Se flexibilizo en lo que corresponde al estilo al país de producción y procedencia de la mercancía ya que se desconoce ese dato por tratarse de un decomiso. Teniendo que para la mercancía en cuestión le corresponde un valor de importación de **¢1.045.566.25** (un millón cuarenta y cinco mil quinientos sesenta y seis colones con veinticinco céntimos), equivalente en dólares \$1.750.93 (mil setecientos cincuenta dólares con noventa y tres centavos).

VIII. Sobre la posible obligación tributaria: Que al corresponder un posible Valor Aduanero por un monto de de \$1.750.93 (mil setecientos cincuenta dólares con noventa y tres centavos), se generaría una posible **obligación tributaria aduanera** por el monto de **¢313.147.09** (trescientos trece mil ciento cuarenta y siete colones con nueve céntimos) desglosados de la siguiente forma:

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
Total	¢146.379.27	¢	¢10.455.66	¢156.312.15	¢313.147.09

En conclusión, de comprobarse la clasificación arancelaria y la clase tributaria propuesta, así como el Valor Aduanero, existiría un posible adeudo tributario aduanero total por la suma de **¢313.147.09** (trescientos trece mil ciento cuarenta y siete colones con nueve céntimos) los que se deben al Fisco por parte del señor Acevedo Espinoza.

Por Tanto

Con fundamento en las consideraciones de hecho y derecho expuestas, esta Gerencia resuelve. **Primero:** Dar por iniciado el procedimiento ordinario de oficio contra el señor Ricardo Sebastián Acevedo Espinoza, nacional de Nicaragua, documento de identidad de su país C01553381, tendiente a determinar: **1.)** La clasificación arancelaria de la mercancía en cuestión. **2.)** El valor aduanero de la mercancía de marras. **3.)** La obligación tributaria aduanera de la mercancía de marras. **Segundo:** Que la mercancía en cuestión, le correspondería la posible clasificación arancelaria y cargas tributarias:

Línea	Descripción	Clasificación Arancelaria	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	General Sobre las Ventas
1	Tenis para mujer, marca Reebok	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
2	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samba	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
3	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo ZX500 Air	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
4	Tenis para hombre, marca Adidas, modelo Samoa	6404.11.00.00.90	14%	%	1%	13%
5	Tenis para hombre, marca Nike, modelo Air	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
6	Tenis para hombre, marca Nike. Modelo Air Max	6403.99.90.00.00	14%	%	1%	13%
7	Tenis para hombre, marca Under Armour Charged Cushionins	6404.19.90.00.00	14%	%	1%	13%

teniendo que para la mercancía con las características anteriores le corresponde un valor de Importación de de \$1.750.93 (mil setecientos cincuenta dólares con noventa y tres centavos). **Tercero** Si se llega a determinar cómo correcta la Clasificación Arancelaria señalada y el Valor Aduanero indicado, se generaría un adeudo de tributos aduaneros a favor del Fisco por la suma de **¢313.147.09** (trescientos trece mil ciento cuarenta y siete colones con nueve céntimos) desglosados de la siguiente forma:

Línea	Derechos Arancelarios de Importación	Selectivo de Consumo	Ley 6946	Impuesto General Sobre las Ventas	TOTAL
Total	¢146.379.27	¢	¢10.455.66	¢156.312.15	¢313.147.09

Cuarto: Se le previene al señor Acevedo Espinoza, que debe señalar lugar (dentro de la jurisdicción de esta Aduanas) o medio (correo electrónico) para atender notificaciones futuras. **Quinto:** En aplicación de lo dispuesto en el artículo 196 de la LGA, y a fin de garantizar el Principio Constitucional del Debido Proceso, se le otorga al interesado, un plazo de 15 (quince) días hábiles a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución, para que se apersona al proceso y presente por escrito las alegaciones de hecho y de derecho y las pruebas pertinentes. **Sexto:** El expediente administrativo rotulado APC-DN-1059-2019 levantado al efecto, queda a su disposición, para su lectura, consulta o fotocopiado, en el Departamento Normativo de la Aduana de Paso Canoas. **Notifíquese:** La presente resolución al señor Ricardo Sebastián Acevedo Espinoza, nacional de Nicaragua, documento de identidad de su país C01553381, en la dirección: Higuito, calle Valverde, apartamento N° 8, color amarillo, Desamparados, San José, o en su defecto, comuníquese y publíquese en el Diario Oficial La Gaceta, conforme el artículo 194 de la LGA.

Aduana de Paso Canoas.—José Joaquín Montero Zúñiga, Gerente.—1 vez.—O. C. N° 4600080275.—Solicitud N° 469299.—(IN2023822282)